ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

«Инфра-Инженерия»

УДК 550.83
ББК 26.2
Г36

Рецензенты:
д-р техн. наук, член-корр. Международной Академии Информатизации, лауреат премий СМ СССР, им.Н.К.Байбакова, ОАО «Газпром», заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности, почетный работник газовой промышленности, председатель Совета директоров ОАО «Тверьгеофизика» **Ш.К.ГЕРГЕДАВА;** канд. техн. наук, вице-президент, главный геолог геофизической сервисной компании «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» **В.П.СТЕНИН.**

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН: справочник мастера по промысловой геофизике/ под общ. ред. В.Г.МАРТЫНОВА, Н.Е.ЛАЗУТКИНОЙ, М.С.ХОХЛОВОЙ. .- М.: Инфра-инженерия, 2009. - 960 С.

ISBN 978-5-9729-0022-0

Описаны физические основы, области применения и аппаратура для электрических, радиометрических, акустических, гидродинамических, геолого-технологических и других методов исследования нефтяных и газовых скважин. Рассмотрены способы и правила выполнения измерений, основы метрологического, петрофизического и интерпретационного обеспечения геофизических методов исследования скважин. Показана высокая информативность геофизических исследований в открытом стволе и обсаженных скважинах при решении геологических и технологических задач, контроле разработки нефтяных, газовых месторождений и подземных хранилищ газа. Впервые рассмотрены вопросы технико-экономических расчетов на проведение ГИС.

Способствуя устранению дефицита профессиональной литературы, справочник является путеводителем по современной методологии и применениям скважинных геофизических и гидродинамических методов для специалистов нефтегазового профиля смежных специальностей и заказчиков геофизических услуг.

Издание предназначено также специалистам, повышающим свою квалификацию, и студентам, обучающимся по направлениям 553600 «Нефтегазовое дело», 130300 «Прикладная геология», 130200 «Технологии геологической разведки».

© Коллектив авторов, 2009
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2009

ISBN 978-5-9729-0022-0

Коллектив авторов

Н.Н.Богданович, к.г.-м.н. доц. (компания «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед»);
А.С.Десяткин, к.т.н. (ООО «Газпром геофизика»);
В.М.Добрынин, д.г.-м.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
Г.М.Золоева, д.г.-м.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
А.И.Ипатов, д.т.н. проф. (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НТЦ»);
К.В.Коваленко, к.т.н.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
Д.А.Кожевников, д.ф.-м.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
М.И.Кременецкий, д.т.н. проф. (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НТЦ»);
В.И.Кристя, к.г.-м.н. доц. (компания «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед»);
В.В.Кульчицкий, д.т.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
Н.Е.Лазуткина, к.т.н. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
В.Г.Мартынов, д.т.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
А.Н.Малев, к.т.н. (ООО «Газпром геофизика»);
В.Д.Неретин, д.т.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
В.В.Стрельченко, д.т.н. проф. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
М.С.Хохлова, к.г.-м.н. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);
В.Г.Цейтлин, к.ф.-м.н. (Центр метрологии и сертификации ООО «Газпром геофизика»);
В.Н.Черноглазов, к.г.-м.н. доц. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина).

От редакции

Научные открытия XX века в изучении структуры и состава материи явились основой геофизических методов дистанционного (телеметрического) изучения горных пород в скважинах при поисках, разведке и разработке минерально-сырьевых и энергетических ресурсов. Применительно к изучению разрезов нефтяных и газовых скважин эти исследования называют промысловой геофизикой. Для обозначения процедуры геофизических исследований в скважинах (ГИС) используется термин «каротаж» (франц. carottage от *la carotte*— буровой керн или буквально –«морковь»).

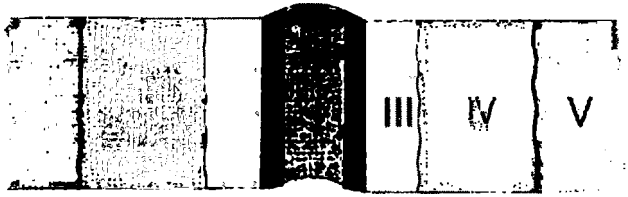
Сущность любого метода ГИС состоит в измерении вдоль ствола скважины некоторой величины, характеризующей одно или совокупность физических свойств горных пород. Геофизика использует все, известные человечеству, физические поля (электрическое, электромагнитное, ядерных излучений, гравитационное, механических напряжений, тепловое), достижения фундаментальных наук (физики, химии, математики), электроники, микропроцессорной техники, а также компьютерные и геоинформационные технологии. Геофизические методы в зависимости от физических свойств пород, на которых они основываются, делятся на электрические, ядерно-физические, термические, акустические, гидродинамические, геохимические, механические, магнитные и др. Соответствующие законы отражают физическую природу используемых методов и количественно выражаются дифференциальными и интегро-дифференциальными уравнениями математической физики. Это обусловливает высокую наукоемкость геофизической информации.

Количественная информация о составе и свойствах горных пород, пересеченных скважинами, воспринимается и передается в процессе каротажа из скважинного прибора на поверхность по каналу связи на вход вычислительной интерпретирующей системы и документируется с помощью геофизических информационно-измерительных систем в виде каротажных диаграмм соответствующих массиву цифровых данных. Диаграмма – кривая, отображающая изменение с глубиной по дискретным точкам через фиксированный промежуток времени

(«шаг квантования») амплитуды сигнала (показания). Она отображается в цифровой и графической формах. Геофизические информационно-измерительные системы (ИИС) представляют собой аппаратурно-методические комплексы, включающие в себя скважинные приборы с датчиками (сенсорами) физических полей, каналы связи и методики интерпретации данных (*лат.* Interpretati=o - толкование, разъяснение) вместе с соответствующим техническим, метрологическим и программно-алгоритмическим обеспечением.

Геолого-технологические условия проведения скважинных геофизических измерений не соответствуют однородной и безграничной среде. Измерения выполняются в системе скважина-пласт, которая представляет собой несколько зон, различных по размерам в радиальном направлении (для вертикальной скважины), образующихся при бурении и последующей обсадке скважины. При бурении фильтрат бурового раствора оттесняет пластовый флюид вглубь пласта-коллектора и образует зону проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Зона, соответствующая состоянию пласта в естественном залегании (удаленная от стенки скважины), называется «неизмененной частью пласта». Зона проникновения фильтрата бурового раствора в пласт отличается по физическим характеристикам от неизмененной части пласта. Также различаются по своим свойствам обсадная колонна и цементный камень. Ниже представлена общая схема информационных зон в радиальном направлении от оси обсаженной скважины вглубь пласта.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ЗОНЫ
в системе скважина-пласт



I - внутрискважинное пространство, заполненное одно- или многофазным флюидом
II - обсадная колонна
III - пространство между колонной и породой (цементный камень)
IV - горная порода - зона проникновения
V - горная порода - незатронутая проникновением часть пласта

Зоны I-IV, называемые «промежуточными», в совокупности с неизмененной частью пласта (зона V) составляют систему скважина-пласт. Они влияют на показания методов ГИС, искажая их по сравнению с результатами измерений в моделях однородных сред. Эти искажения необходимо учитывать при интерпретации данных ГИС.

Методы ГИС обладают различной разрешающей способностью как по вертикали, так и в радиальном направлении и, соответственно, различной чувствительностью (глубинностью исследования в радиальном направлении) к свойствам промежуточных зон системы скважина-пласт, и неизмененной части пласта. Это обстоятельство отражено в классификации методов ГИС. Представленная классификация, разделяя методы ГИС по физическим основам, одновременно отражает глубинность исследования каждого метода в радиальном направлении от оси скважины. Глубинность исследования в совокупности с физическими основами метода определяет извлекаемую информацию, а соответственно, и область применения, решаемые задачи и ограничения метода.

Таблица 1

Классификация методов ГИС

Методы ГИС	Информационные зоны				
	I	II	III	IV	V
Методы электрического сопротивления					
- зонды кажущегося сопротивления (КС)				*	*
- боковое электрическое зондирование (БЭЗ)				*	*
- метод экранированного заземления (СЭЗ)				*	
Электромагнитные методы					
- индукционный (ИМ)				*	*
- волновой диэлектрический (ВДМ)				*	*
- высокочастотное изопараметоическое каротажное индукционное зондирование (ВИКИЗ)				*	*
- ядерно-магнитный (ЯММ)				*	*
Электрохимические методы					
- собственных потенциалов (СП)					*
- вызванных потенциалов (ВП)					*
Гамма методы					
- естественной радиоактивности интегральный (ГМ)				*	*
- естественной радиоактивности спектрометрический (ГМ-С)				*	*
- гамма-гамма плотностной (ГГМ-п)				*	
- гамма-гамма селективный (ГГМ-с)				*	
- гамма-гамма цементометрия (ГГМ-ц)			*		
- гамма-гамма дефектометрия			*		
- гамма-гамма толщинометрия обсадных колонн		*			

Продолжение табл. 1

Методы ГИС	Информационные зоны				
	I	II	III	IV	V
Стационарные нейтронные методы					
- нейтронный гамма (НГМ)				*	
- нейтрон-нейтронный по тепловым нейтронам (ННМт)				*	
- нейтрон-нейтронный по надтепловым нейтронам (ННМнт)				*	
- нейтронный гамма-спектрометрический (НГМ-С)				*	
Импульсные нейтронные методы					
- импульсный нейтронный гамма (ИНГМ)				*	
- импульсный нейтрон-нейтронный по тепловым нейтронам				*	
- импульсный нейтронный гамма-спектрометрический (ИНГМ-С, С/О каротаж)				*	
Акустические методы					
- на преломленных волнах:					
ультразвуковой акустический (АК)				*	
волновой акустический (ВАК)			*	*	*
акустический цементомер (АК-ц)			*		
- на отраженных волнах:					
вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)					*
акустический телевизор (АК-сканер)	*				
акустический каверномер		*			
- пассивные акустические:					
акустическая шумометрия	*				
виброакустический каротаж		*			
Термические методы					
- естественного теплового поля (геотермия)					
- искусственного теплового поля (термометрия)	*		*		*
Прямые методы изучения свойств горных пород					
- испытание пластов (ИПТ)					*
- отбор образцов пород керноотборником					*
- гидродинамический каротаж					*
Методы изучения технического состояния скважин					
- кавернометрия (ДС)	*				
- профилеметрия	*				
- инклинометрия					*
- пластовая наклонометрия					*
- трубная профилеметрия		*			
- гамма-гамма цементометрия (ГГМ-ц)			*		
- акустический цементомер (АК-ц)			*		
- гамма-гамма дефектометрия			*		
- гамма-гамма толщинометрия обсадных колонн		*			
- электромагнитная локация муфт		*			
- электромагнитный прихватоопределитель		*			
Геолого-технологические исследования (ГТИ)					
- бурового раствора:					
плотностиметрия	*				
резистивиметрия	*				
- газометрия в процессе бурения	*				
- люминесцентный анализ шлама					*
- ИК-спектрометрия					*
- характеристик режима бурения:					
детальный механический каротаж (ДМК)		*			
виброакустический каротаж		*			

Окончание табл. 1

Методы ГИС	Иформационные зоны				
	I	II	III	IV	V
Геохимические методы					
- газометрия:					
в процессе бурения	*				
после бурения					*
- люминесцентный анализ шлама					*
Прострелочно-взрывные работы в скважинах (ПВР)					
- перфорация		*	*		
- торпедирование	*	*			
- установка пакеров	*		*		
Геофизические исследования в эксплуатационных скважинах					
- расходометрия:					
механическая	*				
термокондуктивная	*				
- влагометрия	*				
- барометрия	*				
- гидродинамические исследования				*	*
Прогноз продуктивности разреза в иевскрытом бурением пространстве (ПГР)					*
Радиоиндикаторные методы				*	
Специсследования ГИС				*	*
- ГИС-воздействие-ГИС				*	

© Проф. Д.А.Кожевников, проф.В.Г.Мартынов, проф. В.Д.Неретин, проф. В.В.Стрельченко. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, кафедра Геофизических информационных систем, 2005.

Методы ГИС используются для решения геологических, геотехнологических и геоэкологических задач.

Интенсивное развитие промысловой геофизики способствовало созданию нового научного направления в науках о Земле – науки о физических свойствах горных пород, закономерностях их изменений по глубине и простиранию, и связях между ними – петрофизики. Петрофизика явилась научной основой для количественной геологической интерпретации геофизических данных. Решаемые методами ГИС геологические задачи отличаются большим разнообразием:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза и выделение коллекторов;

- количественная оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и компонентного (минералогического) состава пород;

- выявление продуктивных коллекторов, оценка геологических и извлекаемых запасов (определение эффективных

толщин, газожидкостных и водонефтяных контактов и прослеживание их динамики; оценка величин насыщения; выделение заводненных интервалов, в том числе со специфическими вытесняющими агентами);

- геохронная и литологическая корреляция разрезов, динамическое моделирование залежи и месторождений;
- составление проектов разработки месторождений;
- промыслово-геофизический контроль разработки месторождений нефти и газа;
- составление проектов сооружения и эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) и их мониторинг.

На завершающей стадии разработки анализ коллекторских свойств необходим для:

- разукрупнения объектов (разделения неоднородных пластов по разрезу);
- определения оптимального давления нагнетания;
- оптимизации расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами.

К геотехнологическим задачам ГИС, в первую очередь, относятся задачи контроля разработки нефтяных и газовых месторождений («ГИС-контроль»). Задачи ГИС-контроля можно разделить на группы:

- контроль выработки и обводнения продуктивных коллекторов;
- гидродинамические исследования эксплуатационных характеристик продуктивных коллекторов;
- определение межпластовых перетоков газа;
- изучение технического состояния скважин.

При контроле выработки и обводнения коллекторов решаются следующие основные задачи:

- определение текущего положения межфлюидальных и газожидкостных контактов (водонефтяного – ВНК, газонефтяного – ГНК, газоводяного - ГВК);
- определение интервалов обводнения нефтяных пластов солеными (пластовыми) или пресными (нагнетаемыми) водами;
- определение текущей нефтегазонасыщенности и степени выработки коллекторов.

К геоэкологическим задачам ГИС относятся:

- определение технического состояния разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, пьезометрических и нагнетательных скважин;

- выявление путей подземной миграции грунтовых и сточных вод;
- мониторинг загрязнения подземных вод;
- мониторинг утечек газа из подземных хранилищ;
- выявление и прогноз мест прорыва захороненных стоков и минерализованных вод в пресные водоносные горизонты;
- поиск пластов-экранов для захоронения токсичных промышленных отходов;
- оконтуривание и ревизия блоков пород, пригодных для создания подземных резервуаров;
- контроль радиоактивного загрязнения обсадных колонн, бурового и эксплуатационного оборудования и др.

В табл. 2 приведен перечень задач, решаемых посредством промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в нефтегазовых скважинах. Задачи разбиты по ключевым этапам жизни месторождения (разведка, разработка) и соответствующим технологическим критериям (открытый и обсаженный ствол скважины). В отдельную группу выделены методы изучения технического состояния скважин. Следует иметь в виду, что некоторые задачи разведки месторождений сохраняются также и на этапе контроля разработки, но при этом для их решения привлекаются другие методы ГИС (табл. 1). Наряду с этим, сходные по физической природе геофизические методы, могут привлекаться для решения разнородных задач.

В последние годы увеличились глубины скважин, значительно усложнились условия их проходки, возникла необходимость изменения ориентации скважин в пространстве. Это потребовало создания новых высокопроизводительных приборов и аппаратуры. Разработаны комплексные системы геофизических скважинных приборов, рассчитанные на высокие давления и температуры, цифровые компьютеризированные станции, автономные скважинные приборы для исследования в процессе бурения и при контроле разработки месторождений. Одним из новых направлений в промысловой геофизике явилось создание информационно-измерительных систем для исследования наклонно направленных скважин.

Значительно расширилась сфера промыслово-геофизических услуг. В настоящее время она включает не только изучение геологического разреза скважин, но и контроль процессов строительства и эксплуатации скважин, в том числе при

Таблица 2

Информативность геофизических исследований нефтегазовых скважин

ПРИМЕНЕНИЕ ГИС в нефтегазовых скважинах	Открытый ствол - разведка месторождений	Обсаженная скважина-контроль разработки	Изучение технического состояния скважин
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	*		
Выделение коллекторов, определение их эффективных толщин	*		
Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и компонентного (минерального) состава пород	*		
Изучение неоднородностей коллекторов	*		
Определение и контроль перемещения газожидкостных и водонефтяных контактов	*	*	
Оценка начального, текущего и остаточного газонефтенасыщения	*	*	
Построение объемных цифровых моделей залежей нефти и газа и корреляция разрезов скважин	*		
Оценка геологических и извлекаемых запасов	*	*	
Прогноз и оценка аномальных порового и пластового давлений	*		
Построение динамических моделей околоскважинных зон и их геотехнологические оценки	*	*	
Определение диаметра, профиля и траектории скважины и навигация наклонно направленного бурения	*		*
Определение качества цементирования			*
Контроль состояния обсадных колонн, бурового и эксплуатационного оборудования	*		*
Выявление работающих пластов		*	
Изучение профиля притока (приемистости)		*	
Определение уровней раздела фаз в скважине и компонентного состава заполнителя ствола		*	
Оценка фазовых расходных параметров в стволе скважины		*	
Выявление и оценка внутриколонных межпластовых перетоков		*	
Вскрытие пласта, создание гидродинамической связи в системе скважина-пласт			
Разобщение и герметизация отдельных интервалов в скважине и в заколонном пространстве		*	*
Очистка забоя и ствола скважины, ликвидация аварий	*		*
Определение качества вскрытия пласта (повышение дебита и приемистости скважин)		*	

© Проф. Д.А.Кожевников, проф.В.Г.Мартынов, проф. В.Д.Неретин, проф. В.В.Стрельченко. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, кафедра Геофизических информационных систем, 2005.

горизонтальном и многозабойном бурении. Сформировалось новое научное направление – геонавигация, в рамках которого решаются технологические, аппаратные и программные задачи управления траекториями стволов скважин. Методы ГИС стали основным источником информации не только при подсчете запасов нефти и газа, и эксплуатации поземных хранилищ газа, но и при проводке скважин сложной пространственной конфигурации, и в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений.

В настоящее время широко используется понятие «инженерия нефтегазовой залежи», объединяющее различные специальности нефтегазового профиля: геологические, геофизические, бурение и разработку. Книга иллюстрирует взаимодействие этих специальностей, объединяемых информационной базой, создаваемой геофизическими исследованиями скважин.

Книга выполняет функцию путеводителя по современной методологии и применениям геофизических и гидродинамических методов исследования скважин, способам решения геологических и технологических задач при бурении, разведке, контроле разработки нефтегазовых залежей и подземных хранилищ газа.

ГЛАВА I
МЕТОДЫ ГИС

Процесс геофизического исследования и получения информации о разрезе скважины – это сложная цепь измерений и преобразований, состоящая из отдельных этапов. Чтобы показать суть этого процесса и связь предмета интерпретации с другими предметами, воспользуемся схемой (рис. 1.1. а), которая была сформулирована в 1965 г. Г.Н. Зверевым.

Исходная информация, заключенная в *первом блоке* 1, составляет комплекс параметров, определяющих геологические особенности породы. Особенностью этих свойств является то, что их нельзя измерять дистанционно, необходимо получить образец горной породы, на котором они будут определяться. К этим свойствам относятся пористость $K_п$, проницаемость $K_{пр}$, нефтегазоводонасыщенность $K_в$ ($K_{нг}$), минеральный состав породы, данные о типе порового пространства ($K_{п\,эф}$, $K_{пт}$), доля объема породы, представленного глиной ($K_{гл}$ – объемная глинистость) и др.

Во втором блоке 2 схемы содержатся физические свойства, на измерении параметров которых основаны геофизические методы. Это свойства, которые не составляют содержание геологического разреза скважины, но могут быть измерены дистанционно, то есть с использованием геофизических датчиков (зондов), опускаемых в скважину. На измерении этих свойств основаны геофизические методы: электрометрия – на удельном электрическом сопротивлении $\rho_п$, электропроводности $\sigma_п$, диффузионно-адсорбционной активности пород $A_{да}$; радиометрия – на естественной радиоактивности – $q_γ$; содержании водорода в объеме породы $W_н$; плотности породы $\delta_п$ и др.

Поскольку сведения о свойствах пород, заключенных во втором блоке схемы, можно исследовать дистанционно, но они не описывают разрез, а свойства первого блока описывают разрез, но их нельзя изучать дистанционно, требуется знать

характер связей между свойствами первого и второго блоков. Виды этих связей исследуются в лабораторных условиях, чаще всего на керновом материале, и составляют сущность петрофизики (физика горных пород).

Физические свойства, на которых основаны геофизические методы, в большинстве случаев не могут быть непосредственно измерены в условиях скважины, поскольку исследуется неоднородная среда (порода прорезана скважиной, заполненной буровым раствором; свойства пластов на контакте со скважиной изменены; влияют соседние пласты и тип измерительной установки). В связи с этим в *третьем блоке* показаны фактические, называемые кажущимися или эффективными, характеристики, которые получаются в неоднородной среде ($\rho_к$, $\sigma_к$ – кажущиеся сопротивление и электропроводность, $U_{сп}$ – потенциал собственной поляризации, I_γ, $I_{\gamma\gamma}$, $I_{\gamma\gamma}$ – интенсивности гамма-излучения). Для получения связи между кажущимися и истинными характеристиками исполь-

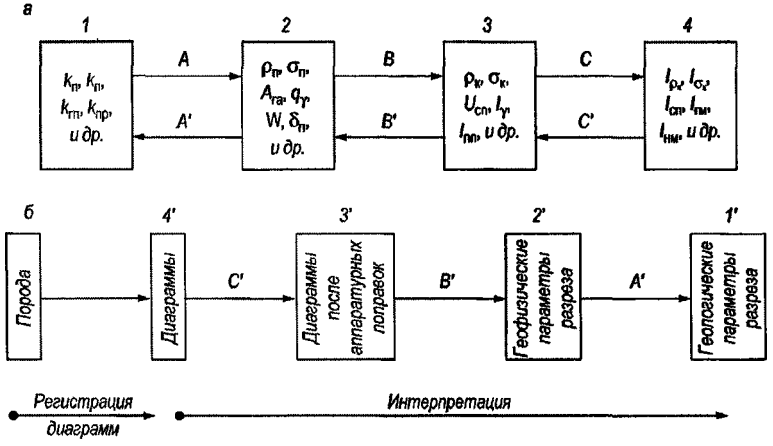


Рис. 1.1. **Информационная модель ГИС (а) и ее вид при изучении разрезов скважин (б) [42]:**

блоки: 1 – петрофизических параметров; 2 – физических свойств; 3 – кажущиеся характеристики; 4 – характеристики, получаемые в процессе регистрации; A, B, C – соответствующие связи (петрофизические, зависимости кажущихся характеристик от истинных и их связь с отклонением пишущего устройства); C', B', A' – обратные операции, проводимые в процессе интерпретации диаграмм

зуют как аналитические решения, так и методы физического моделирования (сеточное моделирование в электрометрии, пространственные модели для решения задач радиометрии). В этом случае для заданных условий (физические параметры пластов и скважины, их мощность, диаметр скважины и т.п., размер и тип измерительной установки) изучают величину кажущегося параметра и выясняют, от каких факторов она зависит. Стрелка, связывающая истинные и кажущиеся параметры, показывает, что исходный сигнал в скважине преобразуется еще раз и характер этого преобразования изучается в теории поля метода (рис. 1.1. а).

В *четвертом блоке* собраны характеристики, получаемые на выходе всей системы преобразования. Характеристики поля, изучаемые в скважине, изображают в виде диаграмм. Поскольку способ регистрации диаграммы может внести некоторые искажения в исходный сигнал (например, инерционность аппаратуры), необходимо знать условия записи данной диаграммы, а также систему поправок, связывающих результирующий и исходный сигналы.

Все блоки и стрелки на рис. 1.1. а показывают, как изменяется информация о пласте при изучении его в скважине и какие разделы геофизической науки занимаются изучением законов изменения информации. При регистрации диаграмм в скважине этапы А, В, С не разделяются.

Процесс интерпретации есть обратное движение в данной схеме, то есть переход от диаграмм к кажущимся параметрам путем введения аппаратурных поправок С', использования уравнений либо результатов моделирования, полученных в теории методов В', и затем применения петрофизических связей А' для перехода от геофизических параметров второго блока к параметрам первого блока, характеризующим породу.

Таким образом, чтобы провести интерпретацию диаграмм всего комплекса геофизических методов, необходимо знать технологию регистрации диаграмм, теорию методов и петрофизику.

1.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ

К числу одних из наиболее информативных методов ГИС, возможности которых наиболее полно реализуются в необса-

женных интервалах, относятся электрические и электромагнитные методы [34].

Электрические методы исследования скважин основаны на изучении электрических свойств пород и насыщающих их флюидов состоят в регистрации параметров естественного и искусственного электрического поля. К числу электрических методов естественного поля относится метод самопроизвольной поляризации (ПС). Основным методом искусственного электрического поля является метод кажущегося сопротивления (КС). Среди наиболее широко используемых модификаций этого метода боковое электрическое зондирование (БЭЗ или БКЗ), боковой (БК), микробоковой (МБК) и другие методы.

Основной измеряемой величиной является кажущееся удельное электрическое сопротивление УЭС [Омм].

Электромагнитные методы основаны на изучении параметров искусственного переменного электромагнитного поля. Среди этой группы методов следует назвать индукционный (ИК) и диэлектрический (ДК) методы [68].

Основным принципом использования электрических и электромагнитных методов является комплексирование зондов разной глубинности. При этом совместно используются как зонды одного, так и различных видов (например, потенциал и градиент зонды, прямые и обратные зонды). Новейшее устройство для ИК – трехмерная модификация, обеспечивающая измерение сопротивления как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях (например, «HRAI», Halliburton или «3DEX» Baker Atlas), что позволяет определять анизотропию УЭС, которая вызывается наличием тонких слоистых нефтенасыщенных пропластков.

Интерпретация рассматриваемой группы методов основана на применении физических или математических моделей, связывающих параметры конкретной системы «скважина-пласт» с регистрируемыми параметрами электрического или электромагнитного поля. На основе интерпретационной модели осуществляется переход от измеренных значений параметров (кажущихся сопротивлений, проводимостей и пр.) к истинным удельным электрическим сопротивлениям пласта (зоны проникновения, промытой зоны), определения размеров зоны проникновения, изучения параметров неоднородности пласта и пр.

Следующий этап интерпретации состоит в переходе на основе петрофизических зависимостей от электрических и электромагнитных свойств пласта к параметрам, характеризующим

коллекторские емкостные свойства (включая насыщение толщин пласта).

1.1.1. Поле точечного источника постоянного электрического тока в однородной и изотропной среде

Для определения удельного сопротивления горных пород в скважине необходимо знать закономерности распространения электрического тока в трехмерном пространстве. В этом издании мы остановимся лишь на тех простейших особенностях поля постоянного тока в однородной и изотропной среде, знание которых необходимо для изложения последующего материала.

Предположим, что точечный электрод А, излучающий постоянный электрический ток с силой I, находится в однородной и изотропной среде с удельным сопротивлением ρ (рис. 1.2). Второй электрод В источника тока удален в бесконечность или столь далеко от электрода А, что влиянием электрического поля этого источника на поле электрода А можно пренебречь. Поскольку среда однородна и изотропна, то условия для протекания тока от электрода А во всех направле-

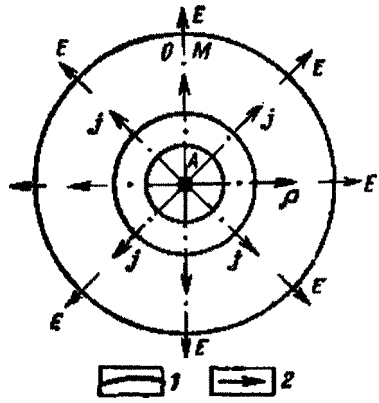


Рис. 1.2. **Пояснение к выводу формулы для определения потенциала электрического поля постоянного тока в однородной среде:**
линии: 1 – равного потенциала; 2 – тока

ниях одинаковы. Поэтому плотность тока j на расстоянии r от источника будет равна:

$$j = I / 4\pi r^2 . \quad (1.1)$$

Падение напряжения dU на элементарном участке dr:

$$-dU = \rho \cdot j \cdot dr = \frac{\rho \cdot I}{4\pi} \cdot \frac{dr}{r^2} . \quad (1.2)$$

Потенциал электрического поля в точке M, расположенной на расстоянии AM от источника тока, найдем интегрированием уравнения (1.2):

$$U_M = -\int_{\infty}^{AM} dU = -\frac{\rho I}{4\pi} \int_{\infty}^{AM} \frac{dr}{r^2} = \frac{\rho \cdot I}{4\pi \cdot AM} . \quad (1.3)$$

Аналогично найдем потенциал точки N, находящейся на расстоянии AN от источника тока A:

$$U_N = \frac{\rho \cdot I}{4\pi \cdot AN} . \quad (1.4)$$

Разность потенциалов:

$$\Delta U = U_M - U_N = \frac{\rho I}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{\rho \cdot I}{4\pi} - \frac{MN}{AM \cdot AN} . \quad (1.5)$$

Из уравнения (1.2) также следует, что в случае однородной и изотропной среды напряженность электрического поля E можно определить по формуле:

$$E = -dU / dr = \rho I / 4\pi r^2 = \rho I / 4\pi AO^2 , \quad (1.6)$$

где r или AO – расстояние от источника тока до точки, в которой определяется E.

Уравнения (1.3) – (1.6) принципиально позволяют найти удельное сопротивление однородной среды по результатам измерения потенциалов, разности потенциалов или напряженности электрического поля:

$$\rho = 4\pi AM \frac{U_M}{I} = 4\pi AO^2 \frac{E}{I} \qquad (1.7)$$

$$\rho = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \frac{\Delta U}{I} \qquad (1.8)$$

Однако с практической точки зрения измерить потенциал U_M или напряженность E в какой-либо точке среды значительно сложнее, чем разность потенциалов ΔU. Поэтому для изучения удельного сопротивления пород в скважинах применяют четырехполюсные установки AMNB, использование которых основывается на измерении разности потенциалов электрического поля.

1.1.2. Обычные зонды метода кажущегося сопротивления. Микрозондирование

Для изучения удельного электрического сопротивления горных пород в скважину на кабеле спускают измерительную установку (зонд), состоящую, как правило, из трех электродов (рис. 1.3). Обычно, при проведении измерений три электрода (A, M и N или A, B и M) помещают в скважину, располагая их вдоль ее оси по одной линии, а четвертый (B или N) располагают близ устья.

Электроды A и B являются токовыми (или питающими), предназначены для пропускания электрического тока, электроды M и N используются для измерения разности потенциалов между двумя точками среды в момент протекания электрического тока (измерительные электроды). При перемещении зонда вдоль ствола скважины в зависимости от удельного сопротивления окружающих пород изменяется разность потенциалов между измерительными электродами M и N. Электроды,

имеющие одинаковое назначение(A и B или M и N), называются парными, а электроды разного назначения – непарными.

В однородной среде кажущееся сопротивление равно удельному сопротивлению среды. В скважине среда неоднородна, и кажущееся сопротивление зависит от факторов, характеризующих электрическую неоднородность этой среды, а также от типа и коэффициента зонда K. Кажущееся сопротивление связано с измеренной разностью потенциалов между электродами M и N:

$$\rho = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = K \cdot \frac{\Delta U}{I}, \quad (1.9)$$

где $\rho_к$ – кажущееся сопротивление, Ом·м; K – коэффициент зонда, м; ΔU – разность потенциалов между электродами M и N, мВ; I — сила питающего тока, мА.

В зависимости от соотношений расстояний $\overline{AM}$ и $\overline{MN}$ результат измерений ($\rho_к$) связан с потенциалом или градиентом элект-

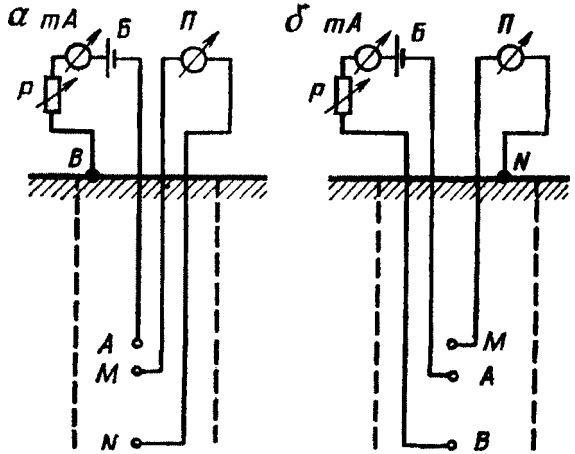


Рис. 1.3. **Принципиальные схемы измерения кажущегося сопротивления горных пород в скважине:**
а – с зондом прямого питания; б – с зондом взаимного питания;
Б – источник постоянного тока; Р – реостат;
П – прибор для измерения разности потенциалов; мА – миллиамперметр

рического поля. Поэтому зонды поля сопротивления подразделяются на две основные группы: потенциал- и градиент-зонды.

Потенциал-зондом называется зонд, при котором определяемое кажущееся сопротивление пропорционально потенциалу $U_м$ измерительного электрода М. Это условие выполняется для идеального потенциал-зонда, когда $\overline{MN}=\infty$. В этом случае:

$$\rho_к = 4\cdot\pi\cdot\overline{AM}\cdot\frac{U_м}{I} \qquad (1.10)$$

Однако в практике геофизических работ использование идеальных потенциал-зондов невозможно в связи с сильным влиянием индуктивных помех на результаты измерений.

Практически реальный потенциал-зонд можно считать идеальным, если выполняется условие $\overline{MN}>10\,\overline{AM}$.

Градиент-зондом называется зонд, при котором определяемое кажущееся сопротивление пропорционально градиенту потенциала в точке, расположенной между измерительными электродами М и N (в точке О). Это условие выполняется для идеального градиент-зонда ($\overline{MN}\to 0$, $\overline{AM}\to\overline{AN}\to\overline{AO}$):

$$\rho_к = 4\cdot\pi\cdot\overline{AO}^2\cdot\frac{E}{I} \qquad (1.11)$$

Использовать идеальный градиент-зонд в практике геофизических работ невозможно (измеряемая величина при сближении электродов М и N становится мала, соизмерима с помехами и не может быть зарегистрирована).

На практике для измерения кажущегося сопротивления применяют зонды, различающиеся по числу питающих и токовых электродов и по их взаимному расположению.

В зависимости от числа питающих и измерительных электродов различают зонды прямого питания (или однополюсные) и зонды взаимного питания (или двухполюсные) (рис. 1.4).

Зонд прямого питания (или однополюсный) имеет один питающий и два измерительных электрода (второй питающий электрод устанавливается в этом случае на поверхности).

Зонд взаимного питания (или двухполюсный) имеет два питающих и один измерительный электрод (второй измеритель-

ный электрод устанавливается на поверхности).

Согласно принципу взаимности величины кажущегося сопротивления не изменятся, если изменить назначение электродов, сохранив при этом расстояние между ними, то есть пропустить ток через M и N и измерить разность потенциалов между A и B.

При измерениях с зондами прямого питания удается в большей степени исключить влияние полей, создаваемых естественными и промышленными электрическими токами в земной коре. С зондами взаимного питания удобнее осуществлять одновременную регистрацию кривых кажущего-

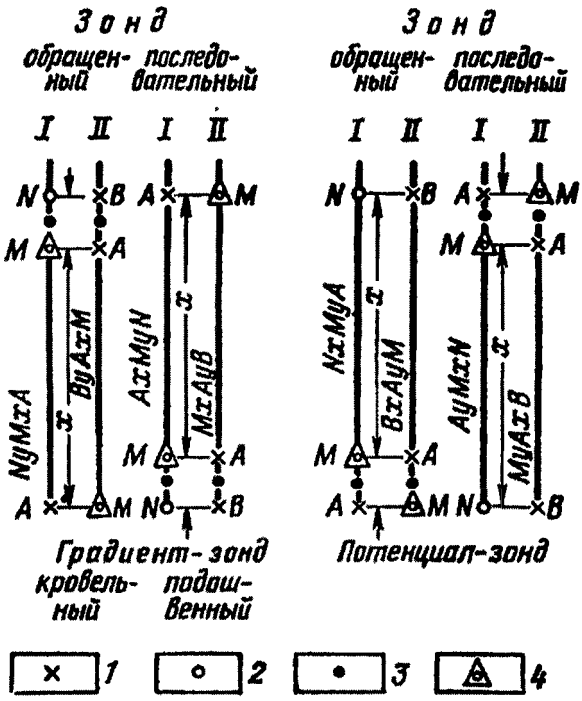


Рис. 1.4. Зонды для измерения кажущегося сопротивления горных пород:

зонды: I – прямого питания (однополюсный); II – взаимного питания (двухполюсный); электроды: 1 – питающие (A, B); 2 – измерительные (M, N); 3– точка записи кажущегося сопротивления; 4 –точка записи СП

ся сопротивления и собственных потенциалов.

В зависимости от взаимного расположения парных и непарных электродов трехэлектродные нефокусированные зонды подразделяются на последовательные (парные электроды расположены ниже непарного) и обращенные (парные электроды расположены выше непарного).

Одним из важных является понятие точки записи. Точка записи – это некая условная точка, к которой относят результаты измерений. Точкой записи трехэлектродных зондов условно считают середину между сближенными электродами.

Размер зонда L определяет глубинность его исследования в радиальном направлении и определяется:

- для градиент-зонда – расстоянием между непарным электродом и серединой между парными;
- для потенциал-зонда – расстоянием между сближенными электродами.

Одной из важнейших характеристик любой измерительной установки является глубинность (или радиус) исследования. Глубинность исследования градиент-зонда примерно соответствует размеру зонда, потенциал-зонда – двум размерам зонда.

Зонды обозначаются A2.0M0.5N означает, что расположение электродов сверху вниз – A, M, N, а расстояние между ними соответственно 2.0 м и 0.5 м.

По результатам замеров кажущегося сопротивления одним зондом можно определить границы пластов и лишь приближенно судить о величине удельного электрического сопротивления горных пород. Для более точного определения удельного сопротивления пластов по кривым кажущегося сопротивления применяют специальную методику – боковое электрическое зондирование БЭЗ (боковое каротажное зондирование БКЗ). Эта методика заключается в измерении кажущегося сопротивления с помощью нескольких (пяти – семи) градиент-зондов или реже потенциал-зондов различной длины. Чем больше длина зонда, тем больше радиус его исследования. Применение комплекта зондов различной длины позволяет при интерпретации учесть влияние бурового раствора на величину кажущегося сопротивления, найти истинное сопротивление пласта, установить наличие проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, оценить удельное сопротивление и глубину зоны проникновения раствора. Для успешной интерпретации диаграмм по методу БЭЗ необходимо также иметь кривую измене-

ния фактического диаметра скважины с глубиной (кавернограмму) и кривую изменения удельного сопротивления бурового раствора по стволу скважины.

Размер зондов, используемых для БЭЗ, изменяется от 1 – 2 до 20 – 30 диаметров скважины. Тип зондов для БЭЗ зависит от характера изучаемого разреза и выбирается опытным путем. Часто, например, применяют следующий комплект последовательных градиент-зондов: A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N, A8,0M1N и один обращенный, как правило, это N0.5M4.0A или N0.5M2.0A.

Последний зонд (обращенный градиент-зонд) служит для уточнения границ пластов.

При изучении разрезов скважин, сложенных мощными пластами очень высокого или очень низкого удельного сопротивления, может в некоторых случаях оказаться эффективным боковое электрическое потенциал-зондирование следующим комплектом зондов с размерами AM, равными 0.25; 0.5; 1.0; 2.0 и 4 м. При этом электрод N должен быть удален от электрода M на расстояние, превышающее мощность исследуемых пластов (практически на 30 – 40 м).

Наряду с установками, размер которых сравним с диаметром скважин или значительно его превышает, применяются зонды очень маленького размера обычно до 5 см (микрозонды). Благодаря этой особенности микрозонды обладают малой глубиной исследования и позволяют детально исследовать изменение удельного электрического сопротивления горных пород, непосредственно прилегающих к стенке скважины. Для уменьшения влияния бурового раствора на результаты измерения электроды зонда устанавливают на наружной стороне изолирующей пластины (башмака), которая специальной пружиной (рессорой) плотно прижимается к стенке скважины.

При исследовании пород-коллекторов на показания микрозондов оказывает влияние удельное сопротивление части пласта, измененной проникновением фильтрата бурового раствора, а также удельное сопротивление и толщина глинистой корки. Поэтому по данным микрозондов трудно получить представление о характере насыщения коллектора (нефтью, газом или водой).

Обычно применяют микрозонды двух размеров: градиент-микрозонд $A0.025M_1 0.025M_2$ потенциал-микрозонд $A0.05M_2$. Радиус исследования потенциал-микрозондом существенно больше радиуса исследования градиент-микрозондом. Более пол-

ная информация получается в том случае, если исследования в скважине проводятся одновременно двумя микрозондами.

По данным микрозондов хорошо выделяются породы-коллекторы, имеющие на своей поверхности глинистую корку. Однако глинистая корка одновременно с этим отрицательно сказывается на результатах количественных определений удельного сопротивления полностью промытой части коллектора.

В интервалах, характеризующихся на кавернограмме увеличением диаметра скважины (каверна с $d_к$>15 см), оба микрозонда регистрируют низкие и одинаковые значения $\rho_к$, отражающие кажущееся сопротивление бурового раствора.

Эффективность метода резко снижается при проведении исследований в скважинах, пробуренных на минерализованных растворах, при неплотном прижатии башмака зонда к стенке скважины. Нецелесообразно проведение исследований при $\rho_р$<0.1 – 0.2 Омм. В этом случае тонкий слой бурового раствора между глинистой коркой и башмаком зонда замыкает на себя весь ток электрода А, который растекается по глинистой корке, и диаграммы становятся сглаженными и не пригодными для интерпретации.

1.1.3. Методы экранированного заземления (боковой каротаж)

Боковой каротаж

В условиях разрезов, сложенных пластами ограниченной толщины h≤2 – 3 м, а также в скважинах, вскрываемых на промывочной жидкости высокой минерализации, рассмотренные выше трехэлектродные зонды, с помощью которых регистрируется диаграмма кажущегося сопротивления (КС), становятся мало эффективными. В таких случаях широкое применение нашли экранированные зонды (или зонды бокового каротажа БК) с фокусировкой пучка токовых линий, направленных в породу.

Изучение разрезов скважины методом экранированного заземления основано на различии удельных электрических сопротивлений горных пород. В производстве получили распространение измерения по методу экранированного заземления с автоматической фокусировкой тока или, как часто называют, по методу бокового каротажа. Наиболее широко используют две модификации метода экранированного заземления: изме-

рения по схеме с семиэлектродным зондом и измерения по схеме с трехэлектродным зондом, также применяется и девятиэлектродный зонд. В каждом из этих зондов имеется один центральный – основной и 2 – 4 экранных токовых электрода. Кроме этого, имеются измерительные электроды.

Семиэлектродный зонд имеет три однополярных токовых электрода (A_0, A_1 и A_2) и две пары измерительных электродов (M_1N_1, M_2N_2) (рис. 1.5. а). Через центральный электрод A_0 и через фокусирующие электроды A_1 и A_2 пропускают ток одной полярности. Сила тока, протекающего через фокусирующие электроды, регулируется так, чтобы независимо от сопротивления горных пород и сопротивления бурового раствора обеспечить равенство потенциалов электродов A_0, A_1 и A_2 при неизменном токе I_0, текущем через центральный электрод. Условие сохранения равенства потенциалов между токовыми электродами будет выполняться, если разность потенциалов между двумя парами измерительных электродов M_1N_1 и M_2N_2 поддерживать равной нулю путем изменения силы экранного тока. Поскольку при этом потенциалы электродов A_0, A_1 и A_2 окажутся равны, ток не сможет течь вдоль скважины и направится фокусированным пучком в горную породу.

В методе экранированного заземления измеряют кажуще-

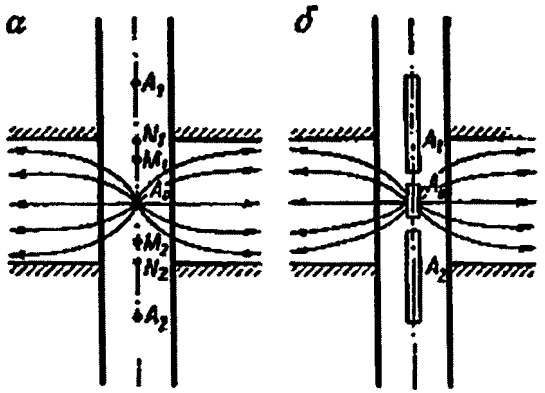


Рис. 1.5. **Схема токовых силовых линий, выходящих из центрального электрода A_0 при измерениях методом экранированного заземления в пластах высокого удельного сопротивления:**
а – семиэлектродным зондом; б – трехэлектродным зондом

еся или эквивалентное удельное сопротивление горных пород, которое имеет такой же физический смысл, как и кажущееся сопротивление, измеренное с обычным зондом. Кажущееся сопротивление вычисляют по формуле:

$$\rho_к = K\frac{\Delta U}{I_0}, \quad (1.12)$$

где K – коэффициент зонда, определяемый по специальным формулам; ΔU – разность потенциалов между одним из измерительных электродов (M_1 или N_1) и удаленным электродом N; I_0 – сила тока, текущего через центральный электрод A_0.

Трехэлектродный зонд (рис. 1.5. б) в методе экранированного заземления представляет собой длинный цилиндрический электрод, разделенный двумя изолирующими промежутками на три части: небольшой по длине центральный электрод A_0 и два длинных симметричных экранных электрода A_1 и A_2. Так же, как и в семиэлектродном зонде, через электроды A_0, A_1 и A_2 пропускают электрический ток одной полярности. Силу тока, текущего через экранные электроды, регулируют так, чтобы разность потенциалов между тремя электродами была равна нулю.

Определение кажущегося сопротивления также производится с помощью уравнения (1.12), где ΔU будет разность потенциалов между одним из токовых электродов и удаленным электродом N.

Характерными размерами семиэлектродного зонда являются его длина $L=O_1O_2$ – расстояние между серединами интервалов M_1N_2 и M_2N_2 и общий размер $L_{об}=A_1A_2$. Для трехэлектродного зонда характерными размерами являются его длина L, равная расстоянию между серединами изолирующих промежутков, и его общая длина $L_{об}$.

Девятиэлектродный экранированный зонд используют в двух модификациях: нормализованный зонд и псевдобоковой. При расположении дополнительных экранных электродов B_1 и B_2 между основными экранными электродами A_1, A_2 и измерительными N_1, N_2 электродами радиус исследования девятиэлектродным зондом резко увеличивается по сравнению с семиэлектродным зондом в пластах большой толщины. При псевдобоковом варианте два дополнительных экранных электро-

да B_1 и B_2 располагаются с внешней стороны семиэлектродного зонда симметрично относительно центрального электрода A_0. В результате распределения токовых линий электрода A_0 значительная часть потенциала падает в непосредственной близости от стенки скважины, и измеряемое значение зависит в основном от удельного сопротивления близлежащей к стенке скважины части пласта, то есть такой зонд имеет малый радиус исследования.

Точкой записи кривых в зондах экранированного заземления является середина центрального электрода. Соотношение длины L и общего размера $L_{об}$ семиэлектродного зонда определяет параметр фокусировки зонда $q=(L_{об}-L)/L$. С увеличением параметра фокусировки q уменьшается влияние ближней зоны (скважины и зоны проникновения фильтрата бурового раствора), но возрастает влияние толщины пласта на кажущееся сопротивление. Можно привести два примера для семиэлектродных зондов применяемых на практике: зонд с большим радиусом исследования $A_1 1.1 N_1 0.2 M_1 0.2 A_0 0.2 M_2 0.2 N_2 1.1 A2$, имеющий q=4, и зонд с меньшим радиусом исследования $A_1 0.5 N_1 0.2 M_1 0.3 A_0 0.3 M_2 0.2 N_2 0{,}5 A_2$, имеющий q=1.5.

Для определения границ пластов по кривым семиэлектродного зонда находят точки максимального градиента $\rho_к$ (точки перегиба кривой), которые приурочены примерно к половине высоты аномалии. От этих точек в масштабе глубин откладывают вниз и вверх расстояние, равное половине длины зонда. Параллельные прямые линии, проведенные на этих глубинах, укажут положение кровли и подошвы пласта (рис. 1.6. а).

Границы пласта по кривым трехэлектродного зонда определяют по началу наиболее крутого подъема и окончанию спада кривой $\rho_к$, то есть на уровне основания аномалии (рис. 1.6. б).

Кривые на рис. 1.6 показывают влияние толщины пластов на величину аномалии $\rho_к$. При измерениях семиэлектродными зондами влияние толщины необходимо учитывать в пластах с $h<2L_{об}$ (h1.2 – 6 при $L_{об}$=0.6 – 3 м). При измерениях с трехэлектродным зондом влияние толщины существенно меньше и начинает ощущаться в пластах с $h<4d_c$ (h<0.8 – 1.2 м при d_c=0.2 – 0.3 м).

Метод экранированного заземления наиболее целесообразно применять при исследовании скважин, заполненных соленым раствором ($\rho_р$<0.1 Ом·м), а также для изучения разрезов, сложенных плотными горными породами с высоким удельным

сопротивлением. В этих условиях метод позволяет более детально, чем обычный метод КС, произвести расчленение разреза, точнее определить удельное сопротивление пластов.

Как уже говорилось ранее, наряду с зондами большого радиуса исследования применяются и микрозонды для изучения удельного сопротивления пород в прискважинной зоне. По данным нефокусированных микрозондов хорошо выделяются породы-коллекторы, имеющие на своей поверхности глинистую корку. Однако глинистая корка одновременно с этим отрицательно сказывается на результатах количественных определений удельного сопротивления полностью промытой части коллектора. Для преодоления этой трудности применяют фокусированный микрозонд или, как его называют, зонд бокового микрокаротажа.

Электроды этого зонда также смонтированы на прижимном измерительном башмаке и представлены центральным токо-

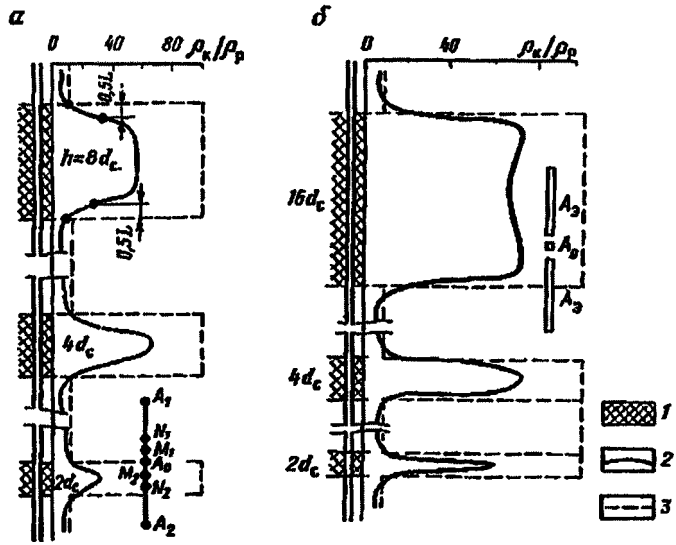


Рис. 1.6. **Кривые кажущегося сопротивления против пластов высокого сопротивления ограниченной мощности, полученные на моделях пластов:**
при измерениях: а – с семиэлектродным зондом; б – с трехэлектродным зондом: 1 – пласт; 2 – $\rho_к/\rho_р$; 3– $\rho_п/\rho_р$

вым A_0 и кольцевым или рамочными экранными $A_э$ и управляющими M, N электродами (рис. 1.7). По принципу работы эти зонды очень похожи на семиэлектродный и трехэлектродный.

Фокусированный пучок тока, вытекающий из центрального электрода A_0 зонда бокового микрокаротажа, пересекает глинистую корку по кратчайшему пути и тем самым уменьшает ее влияние. Удельное электрическое сопротивление промытой фильтратом раствора зоны коллектора удается измерить точнее.

Применение зондов МБК особенно эффективно в скважинах, вскрываемых на минерализованных промывочных жидкостях, и позволяет производить более точную оценку $\rho_{пп}$ в пластах-коллекторах.

В настоящее время как в нашей стране, так и за рубежом разработаны различные типы аппаратуры БК, позволяющие регистрировать одновременно несколько кривых $\rho_к$ экранированными зондами разной глубинности. При использовании такой аппаратуры одновременно записывается два (большой и малый) или три зонда (большой, средний и малый). Применение таких многозондовых установок способствует повышению эффективности геофизических исследований скважин.

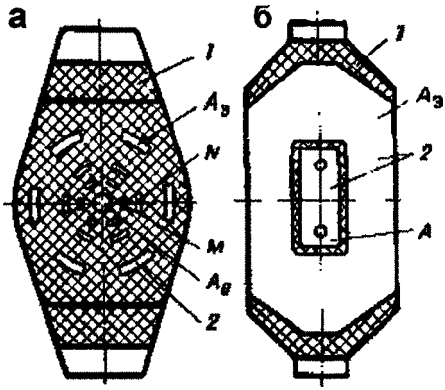


Рис. 1.7. **Схема расположения электродов на измерительных башмаках бокового микрозонда:**
зонд: а – четырехэлектродный; б – двухэлектродный;
1 – изоляция; 2 – металл

Пластовые микросканеры

Пластовые микросканеры (например, микроимиджеры FMI, FMS Schlumberger) позволяют получить в необсаженной скважине картину залегания толщин в условиях тонкослоистого разреза. В конструкцию прибора входят 4-рычажный каверномер, на каждом рычаге которого располагается башмак с 48 зондами микрокаротажа (всего 192 зонда). Значимость микросканеров в области ГИС-контроля состоит в возможности предварительного детального выделения интервалов (толщин) пласта, планируемых для опробования с помощью испытателей на кабеле (ИПК). В целом, результатами измерений микросканеров является [101]:

1. Структурный анализ пород (выявление несогласий, тектонических нарушений, углов падения и азимутов простирания толщин).

2. Седиментологический и фациальный анализ (определение направлений палеотечений).

3. Оценка сложнопостроенных коллекторов (выявление трещин в пространстве, оценка их плотности, раскрытости, пористости, нефтенасыщенности).

4. Определение направления стресса и геометрии ствола скважины.

1.1.4. Электромагнитные методы

Индукционный метод

Изучение разрезов скважин индукционным методом основано на различии в электропроводности горных пород – величине, обратной удельному электрическому сопротивлению.

Первоначально метод разрабатывался для исследования скважин, заполненных не проводящим электрический ток буровым раствором (на нефтяной основе), в котором обычно метод КС или метод экранированного заземления, имеющие систему токопроводящих и измерительных электродов, применены быть не могут. Однако в последующем были обнаружены существенные преимущества индукционного метода при изучении геологических разрезов низкого сопротивления в скважинах, заполненных обычным токопроводящим буровым раствором.

Принципиальная схема индукционного метода включает зонд и регистрирующий прибор. Индукционный зонд состоит

из главных катушек – генераторной и приемной, а также дополнительных, называемых фокусирующими. Фокусирующие катушки, в свою очередь, могут быть как генераторными, так и приемными. Длина индукционного зонда определяется расстоянием между серединами главных катушек. Точка записи относится к середине этого расстояния. Катушки расположены на оси прибора, при этом расположение и количество дополнительных катушек выбирается так, чтобы обеспечить минимальное влияние на показания зонда скважины, зоны проникновения и вмещающих пород.

При пропускании через излучающую катушку (рис. 1.8) переменного тока с частотой 20 – 50 кГц (в зависимости от типа аппаратуры), вырабатываемого генератором 4, вокруг катушки в окружающей среде создаются переменные токи I .Величина ЭДС этих круговых токов тем больше, чем выше электропроводность среды. В свою очередь, эти переменные круговые токи индуцируют в приемной катушке зонда электродвижущую силу. Таким образом, в приемной катушке зонда индуцируется ЭДС первичного электромагнитного поля излучающей катушки и ЭДС вторичного электромагнитного поля круговых токов. ЭДС первичного электромагнитного поля зонда в реальных зондах компенсируется встречной, противоположной по фазе ЭДС, создаваемой дополнительными катушками или специальными электронными устройствами.

В средах с низкой электропроводностью, которой обычно характеризуются горные породы при относительно небольших частотах электромагнитного поля, используемых в индукционных зондах, влиянием электрических полей вихревых токов друг на друга (скин-эффект) можно пренебречь и с достаточной точностью принять, что ЭДС активной составляющей, генерируемой вторичным полем E, прямо пропорциональна электропроводности окружающей среды σ. Для однородного по электропроводности немагнитного пространства это условие можно записать так:

$$E = K_{и} \cdot \sigma, \quad (1.13)$$

где $K_{и}$ – коэффициент индукционного зонда, зависящий от числа витков и диаметра генераторной и приемной катушек зонда, силы и частоты тока.

Из уравнения (1.13) можно определить удельную электрическую электропроводность однородной среды:

$$\sigma = \frac{E}{K_и}. \quad (1.14)$$

В неоднородной среде, если скважина перпендикулярна к плоскости пластов, вихревые токи не взаимодействуют между собой и не пересекают границы между отдельными участками среды (скважина, зона проникновения, пласт, вмещающие породы). Это означает, что в соответствии с приближенной теорией (пренебрегая скин-эффектом) все среды включены в цепь кольцевых токов параллельно и наведенная в приемной катушке ЭДС представляет собой сумму сигналов,

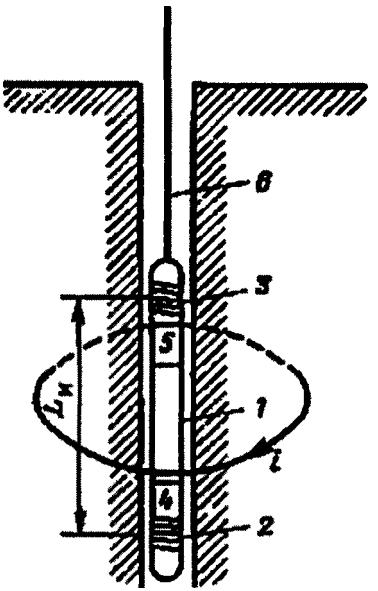


Рис. 1.8. **Принципиальная схема индукционного метода:**
1 – скважинный снаряд-зонд; 2 – излучающая катушка; 3 – приемная катушка; 4 – генератор; 5 – усилитель и выпрямитель; 6 – кабель; 7 – регистрирующий прибор

пришедших отдельно от каждого участка среды.

По аналогии с методом кажущихся сопротивлений в неоднородной среде вводят понятие кажущейся (или эффективной) удельной электропроводности среды:

$$\sigma_к = \frac{E'}{K_и} = \sigma_р \cdot B_р + \sigma_{зп} \cdot B_{зп} + \sigma_п \cdot B_п + \sigma_{вм} \cdot B_{вм}, \qquad (1.15)$$

где $\sigma_р$, $\sigma_{зп}$, $\sigma_п$ и $\sigma_{вм}$ – удельные электропроводности соответственно раствора, зоны проникновения, пласта и вмещающих пород; $B_р$, $B_{зп}$, $B_п$ и $B_{вм}$ – геометрические факторы тех же участков среды – числа, показывающие долю сигнала данной среды в общем сигнале.

Произведение электропроводности участка на геометрический фактор этого участка определяет вклад каждого участка в суммарную вторичную ЭДС приемной катушки.

Сумма всех геометрических факторов равна единице:

$$B_р + B_{зп} + B_п + B_{вм} = 1. \qquad (1.16)$$

Кажущаяся электропроводность $\sigma_к = 1/\rho_к$ измеряется в миллисименсах на метр [мСм/м].

Шкала диаграммы кажущейся электропроводности в индукционном методе линейная, диаграммы кажущегося сопротивления – гиперболическая, не имеющая нулевой линии.

Кривые $\sigma_к$ или $\rho_к$ в одиночных пластах симметричные; границы пластов при мощности более 4 м на кривых фокусированных зондов определяются по середине аномалии, где ее ширина равна мощности пласта. В пластах меньшей мощности определенная по этому правилу мощность оказывается меньше фактической – фиктивная мощность пласта. Достоверное выделение пластов малой мощности возможно лишь в случае, когда изучаемые пласты представлены породами более низкого сопротивления по сравнению с вмещающими породами, а их толщина превышает 1 – 1.5 м.

Как следует из уравнения (1.16), на показания индукционного метода оказывают влияние скважина, вмещающие породы, зона проникновения фильтрата бурового раствора и сопротивление неизмененной части пласта, а также в опреде-

ленной мере скин-эффект. Для того чтобы правильно определить сопротивление неизмененной части пласта, необходимо ввести соответствующие поправки в величину кажущейся электропроводности.

Поправка на влияние скважины несущественна при использовании в качестве промывочной жидкости не проводящих электрический ток растворов (на углеводородной основе) или пресных глинистых растворов. Однако эта поправка становится существенной при удельном сопротивлении глинистого раствора $\rho_р<1$ Ом·м и $\rho_п/\rho_р>20$, $d_c>0.3$ м. Влияние скин-эффекта на $\sigma_к$ при работе с обычными низкочастотными индукционными зондами становится заметной в случае, если $\rho_к<2$ Ом·м.

При исследованиях с шестикатушечным фокусированным зондом влиянием вмещающих пород можно пренебречь при определении $\sigma_п$ в пластах с $h>2$ м.

Наличие повышающего проникновения фильтрата бурового раствора при глубине проникновения $D<4d_c$ относительно мало сказывается на величине $\sigma_к$ в пластах высокой электропроводности (низкого удельного сопротивления). Наличие глубокой зоны понижающего проникновения фильтрата бурового раствора существенно затрудняет определение истинной электропроводности пласта, заставляет прибегать к комплексной интерпретации кривых индукционного метода и кривых обычного метода КС или метода экранированного заземления.

Индукционный метод наиболее эффективно применяется для исследования разрезов, сложенных породами низкого удельного сопротивления (до 50 Ом·м). Метод может быть использован в скважинах, заполненных не проводящей электрический ток жидкостью и пресными глинистыми растворами. Эффективность использования индукционного метода снижается при исследовании скважин, заполненных соленым раствором ($\rho_р<1$ Ом·м), и при наличии зоны проникновения фильтрата бурового раствора, понижающей сопротивление пласта.

Обычный низкочастотный индукционный метод позволяет детально изучить разрезы, сложенные породами низкого удельного сопротивления, выделить нефтегазонасыщенные и водоносные породы, изучить строение переходной водонефтяной зоны и определить положение контактов нефть – вода и газ – вода.

При определении истинного удельного сопротивления пород

эффективно применять индукционный метод в комплексе с обычным методом КС или методом экранированного заземления.

В последние годы было разработано несколько модификаций многозондовой аппаратуры индукционного каротажа, состоящих из трех или четырех зондов, различающихся габаритами скважинных приборов, числом и составом зондов ИК, типом источника питания (внешним по кабелю или автономным), термо- и баропрочностью, а также глубинностью исследования и вертикальной разрешающей способностью [95].

В основе построения отечественных комплексов индукционного каротажа заложены следующие принципы:

- комплекс состоит из простых трехкатушечных зондов;
- все зонды работают с временным разделением на одной частоте и имеют единую приемную цепь;
- на каждом зонде регистрируют как активную, так и реактивную составляющую сигнала.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) представляет собой измерение параметров магнитного поля трехкатушечными индукционными зондами, обладающими геометрическим и электродинамическим подобием. Каждый зонд состоит из одной генераторной и двух приемных катушек. За одну спускоподъемную операцию регистрируются показания пяти разноглубинных зондов индукционного каротажа и потенциала самопроизвольной поляризации (СП) пород (табл. 1.1) [131].

Длины зондов уменьшаются последовательно, начиная с

Таблица 1.1

Геометрические характеристики зондов ВИКИЗ [131]

Схема зонда	Длина зонда*, м	База зонда**, м
И6 0.40 И5 1.60 Г5	2.0	0.40
И5 0.28 И4 1.13 Г4	1.41	0.28
И4 0.20 И3 0.80 Г3	1.0	0.2
И3 0.14 И2 0.57 Г2	0.71	0.14
И2 0.10 И1 0.40 Г1	0.5	0.1
СП		

** Длина зонда – расстояние между центрами генераторной и удаленной измерительной катушками.*

*** База зонда – расстояние между центрами приемных катушек.*

зонда двухметровой длины; коэффициент уменьшения равен $\sqrt{2}$. Самый короткий зонд имеет длину 0.5 м. В измерительном приборе все излучающие и приемные катушки коротких зондов размещены между излучающей и приемной катушками двухметрового зонда.

Измеряемой величиной в методе ВИКИЗ является разность фаз гармонического магнитного поля $\Delta\varphi$, наведенного в измерительных катушках, распространяющегося в проводящей среде от источника излучения до приемников, удаленных от источника на различные расстояния (база измерения). Разность фаз определяется пространственным распределением удельного электрического сопротивления окружающей среды и характеризует удельное электрическое сопротивление пород и электрические неоднородности прискважинной зоны.

В теории метода было установлено, что относительная разность амплитуд или фаз, измеренных в двух близкорасположенных катушках, очень слабо зависит от параметров скважины даже на очень высоких частотах до 15 МГц. Таким образом, измерения $\Delta\varphi$ позволяют исключить влияние скважины при этом, не утратив хорошей вертикальной расчленности. Применение высоких частот приводит к высокому уровню сигнала даже в относительно плохо проводящих средах с удельным сопротивлением до 120 Ом·м, что позволяет расширить диапазон определяемых значений $\rho_п$ [131].

Зонды ВИКИЗ отличаются не только размерами зондов, но и их радиальной глубинностью исследования. Причем чем меньше частота и больше длина зонда, тем больше удалена от зонда область, влияющая на его показания (то есть больше глубинность исследования). Это позволяет по данным ВИКИЗ обнаруживать радиальный градиент сопротивления и выделять по этому признаку пласты, в которые происходит проникновение промывочной жидкости (коллекторы), определять удельное электрическое сопротивление частей пластов, не затронутых проникновением, зон проникновения и окаймляющих их зон с одновременной оценкой глубины измененной части пласта. По данным об удельном электрическом сопротивлении пластов также определяют характер насыщения пород и положение флюидальных контактов и протяженности переходных зон.

Благоприятные условия проведения исследований методом ВИКИЗ, так же как и для индукционного метода, являются скважины, заполненные пресной промывочной жидкостью и про-

мывочной жидкостью на нефтяной основе. Однако, благодаря тому, что метод базируется на измерении относительных фазовых характеристик, может применяться и в скважинах, заполненных и минерализованными растворами с удельным сопротивлением до 0.5 Омм [131].

Исследования не проводят в скважинах, заполненных промывочной жидкостью, с удельным сопротивлением менее 0.02 Ом·м. Эффективность применения метода снижается при исследовании интервалов с глубокими понижающими зонами проникновения и в высокоомных разрезах.

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи [131]:

- расчленение разреза, в том числе и тонкослоистого;
- оценка положения водонефтяных и газоводяных контактов;
- определения удельного электрического сопротивления неизмененной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;
- выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, как прямого признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других методов ГИС и петрофизической информацией позволяют определить коэффициент нефтегазонасыщения, литологию разреза и оценить неоднородность коллекторских свойств в интервалах проницаемых пластов.

Метод диэлектрической проницаемости

Диэлектрическая проницаемость среды ε_a является физической характеристикой породы, показывающей во сколько раз напряженность электрического поля E в данном диэлектрике меньше напряженности поля индукции D в вакууме: $\varepsilon_a=D/E$. В методе диэлектрической проницаемости рассматривается относительное значение этого параметра, равное отношению величины ε_a данной среды к значению ε_o абсолютной диэлектрической проницаемости в вакууме: $\varepsilon=\varepsilon_a/\varepsilon_o$.

Аппаратура метода диэлектрической проницаемости представляет собой трехкатушечный скважинный прибор, регистрирующий параметры электромагнитного поля с частотой 15 – 60 МГц (это на несколько порядков выше, чем в индукционном методе). Прибор диэлектрического метода (ДМ) включает

две сближенные генераторные и одну приемную катушки (или одну генераторную и две приемные).

Применяют две модификации диэлектрического метода (ДМ): диэлектрический индуктивный (ДИМ) и волновой диэлектрический (ВДМ).

Аппаратура ДМ предназначена для измерения амплитудных (ДИМ) и/или фазовых характеристик высокочастотного электромагнитного поля (ВДМ). Как правило, определяют относительные фазовые (разность фаз в двух точках, расположенных на различном расстоянии от генераторной катушки $\Delta\varphi=\varphi_1-\varphi_2$) и относительные амплитудные ($|h_{z1}-h_{z2}|=\Delta h_z$, $|h_{z1}|/|h_{z2}|$, $|\Delta h_z/h_{z2}|$) характеристики. Аппаратура волнового диэлектрического метода АДК-1 регистрирует $\cos\Delta\varphi$, ДК1-713 – $\sin(\Delta\varphi/2)$, $|h_{z1}|/|h_{z2}|$ и $|\Delta h_z/h_{z2}|$. Все перечисленные характеристики оп-

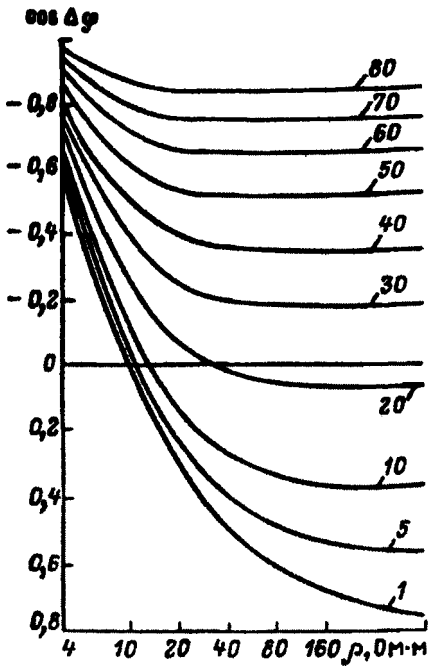


Рис. 1.9. **Палетка для определения ε (шифр кривых) при известном σ по диаграмме (однородная среда) $\cos\Delta\varphi$ (по С.Б.Денисову)**

ределяются диэлектрической проницаемостью е и удельным электрическим сопротивлением среды ρ. В наименьшей степени от с зависит величина Δφ. Значения $\varepsilon_п$ и $\rho_п$ определяют по специальным палеткам (рис. 1.9).

Диэлектрическая проницаемость основных породообразующих минералов лежит в пределах 4 – 10 (кварц – 4.7; кальцит – 8.1; доломит – 9.8); нефти – 2 – 3 (в зависимости в основном от газового фактора); газа – 1 – 2 (в зависимости от пластового давления); для воды – 50 – 81 (зависит от температуры и минерализации).

Диэлектрический метод выполняют для оценки характера насыщения пласта при низкой минерализации пластовых вод, в условиях низкой дифференциации продуктивных и водоносных пород по удельному электрическому сопротивлению, например, в случае обводнения пластов пресными водами. Условие успешной реализации метода – неглубокие зоны проникновения (не более 0.6 – 0.8 м). Это обусловлено невысокой радиальной глубинностью метода ВДМ ($R_{ис}$=0.4 – 0.6 м). Метод ВДМ неэффективен в разрезах низкого сопротивления ($\rho_п$<5 Ом·м), поскольку основной вклад в регистрируемые параметры вносит проводимость среды.

Благоприятными условиями для применения диэлектрического метода являются скважины, заполненные пресными промывочными жидкостями или растворами на нефтяной основе, метод может применяться в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами, а также в сухих скважинах.

При изменении водонасыщенности породы (при заводнении) наблюдается изменение диэлектрической проницаемости пласта (причем тем больше, чем выше минерализация воды). Контролируя изменение диэлектрической проницаемости можно следить за заводнением, прослеживать положение ВНК, выделять обводнившиеся интервалы, определять текущие значения $K_в$, $K_н$. Для решения этих задач проводят исследования ВДМ при контроле разработки нефтяных месторождений в специальных контрольных скважинах, пробуренных с использованием раствора на нефтяной основе (РНО), или обсаженных стеклопластиковыми трубами.

Продуктивные межзерновые коллекторы успешно выделяются по данным повторных замеров ВДМ с использованием метода двух растворов. В продуктивной части терригенного разреза по данным метода возможно определение глинисто-

сти пород при соответствующей настойке интерпретационных моделей. В продуктивном карбонатном разрезе метод можно использовать для оценки пористости пород.

Наряду с однозондовой аппаратурой сейчас применяется и комплексная двухзондовая. Примером такой установки может служить отечественный прибор КДК, в котором используются два трехкатушечных зонда с различным радиусом исследования: короткий И0.3И0.45Г ($R_{ис}$=0.1 – 0.15 м) и длинный И0.3И0.95Г ($R_{ис}$=0.3 – 0.4 м). Каждый из этих зондов измеряет один фазовый и два амплитудных параметра. Применение такой аппаратуры позволяет увеличить точность определений относительной диэлектрической проницаемости пород $e_п$ и коэффициентов нефтегазонасыщения $K_{нг}$.

1.1.5. Метод потенциалов собственной поляризации

При исследованиях скважин методом потенциалов собственной поляризации (СП) изучают естественные электрические поля, возникающие в скважине и породах в результате физико-химических процессов диффузии солей в растворах электролитов, фильтрации жидкости, окислительно-восстановительных реакций. Эти процессы порождают потенциалы диффузионные, течения, окислительно-восстановительные. Главную роль в формировании естественных электрических полей в скважине, заполненной буровым раствором на водной основе, играют потенциалы диффузионного происхождения.

Исследования методом СП проводят, регистрируя диаграмму изменения по разрезу скважины разности потенциалов между электродом М, перемещающимся по стволу скважины, и электродом N, расположенным на земной поверхности близ устья скважины.

Диффузионная ЭДС

При непосредственном контакте растворов электролита различной концентрации на границе растворов в результате диффузии ионов, на которые диссоциирует электролит, из раствора большей концентрации в раствор меньшей, возникает двойной электрический слой с разностью потенциалов $E_д$:

$$E_д = \frac{RT}{nF} \cdot \frac{u-\upsilon}{u+\upsilon} \cdot \ln \frac{C_1}{C_2}, \quad (1.17)$$

где $E_д$ – диффузионная ЭДС, мВ; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); Т – абсолютная температура растворов, К; п – валентность электролита; F – число Фарадея, Кл/моль; u и υ — подвижности катиона и аниона; C_1, C_2 — концентрация растворов.

При данной последовательности индексов при С под знаком логарифма величина $E_д$, рассчитываемая по формуле (1.17), определяет потенциал раствора «2» по отношению к раствору «1». Если подставить в формулу (1.17) значения констант R, F, величину Т=293 К, соответствующую комнатной температуре t=20 °С, и перейти от натурального логарифма к десятичному, то для растворов одновалентного электролита п=1 получим:

$$E_д = 58 \cdot \frac{u-\upsilon}{u+\upsilon} \cdot \lg \frac{C_1}{C_2}, \quad (1.18)$$

где $E_д$ выражается в милливольтах.

Выражение (1.18) можно записать и так:

$$E_д = 58\left(n_К - n_а\right) \lg C_1 / C_2, \quad (1.19)$$

где $n_к$ и $n_а$ – числа переноса катионов и анионов, характеризующие доли электричества, переносимого при диффузии катионами и анионами.

Обозначив множитель перед логарифмом в формуле (1.19) символом $K_д$, получим:

$$E_д = K_д \lg C_1 / C_2, \quad (1.20)$$

где $K_д$ – коэффициент диффузионной ЭДС.

В пластовых водах нефтяных и газовых месторождений и в буровом растворе наиболее распространенной является поваренная соль NaCl, диссоциирующая в водном растворе на

катионы Na^+ и анионы Cl^-. Подставив в формулу (1.17) средние значения подвижностей и u=40, υ=60 для Na^+ и $C1^-$, будем иметь:

$$E_д = -11.6 \lg C_1 / C_2 . \quad (1.21)$$

Таким образом, для растворов NaCl при t=20°C $K_д$=–11.6 мВ. При контакте растворов NaCl разбавленный раствор C_2 заряжается отрицательно по отношению к более концентрированному раствору C_1.

Из выражений (1.17), (1.21) следует, что диффузионная разность потенциалов возникает при различии концентраций C_1, C_2 и подвижностей u, υ. Величина и знак диффузионной ЭДС зависят при постоянной температуре от химического состава электролитов в растворах и соотношения концентраций граничащих растворов.

Диффузионно-адсорбционная ЭДС

Если растворы «1» и «2» разделены пористой перегородкой, то величина и знак возникающей диффузионной ЭДС зависят (кроме указанных причин) также от размеров пор перегородки. Это происходит потому, что в диффузию катионов и анионов из раствора большей в раствор меньшей концентрации при прохождении их через поровые каналы перегородки вовлекаются подвижные катионы внешней обкладки двойного слоя, расположенного на поверхности твердой фазы скелета перегородки (рис. 1.10). Если перегородка крупнопористая, толщина δ двойного слоя на поверхности поры пренебрежимо мала по сравнению с радиусом r канала (δ<<r), практически δ/r≈0, доля объема канала, занимаемого внешней обкладкой двойного слоя, ничтожна, и числа переноса катионов $n_к$ и анионов $n_а$ сохраняются теми же, что и при непосредственном контакте растворов. Диффузионно-адсорбционная ЭДС $E_{да}$, возникающая между растворами, не отличается от диффузионной ЭДС $E_д$. С уменьшением размера пор величины δ и r становятся сравнимыми, и доля подвижных катионов внешней обкладки двойного слоя на поверхности пор в объеме поровых каналов становится все заметнее, поэтому значения $n_к$ и $n_а$ с уменьшением r начинают отличаться от соответствующих значений в формуле (1.18) для диффузионной ЭДС. С уменьшением r значение δ/r→1, $n_к$→1, $n_а$→0, по-

этому в пределе для перегородки с ультратонкими порами $n_к=1$, $n_а=0$ выражение (1.18) для растворов одновалентного электролита приобретает вид:

$$E_{да} = 58 \lg C_1 / C_2 \ . \qquad (1.22)$$

В этом случае разбавленный раствор имеет положительный заряд по отношению к более концентрированному. Значение $E_{да}$ становится отличным по величине и знаку от $E_д$ при прочих равных условиях.

Диффузионно-адсорбционная ЭДС $E_{да}$, возникающая между растворами электролита, разделенными пористой перегородкой, описывается выражением:

$$E_{да} = K_{да} \lg C_1 / C_2 , \qquad (1.23)$$

где $K_{да}$ – коэффициент диффузионно-адсорбционной ЭДС;

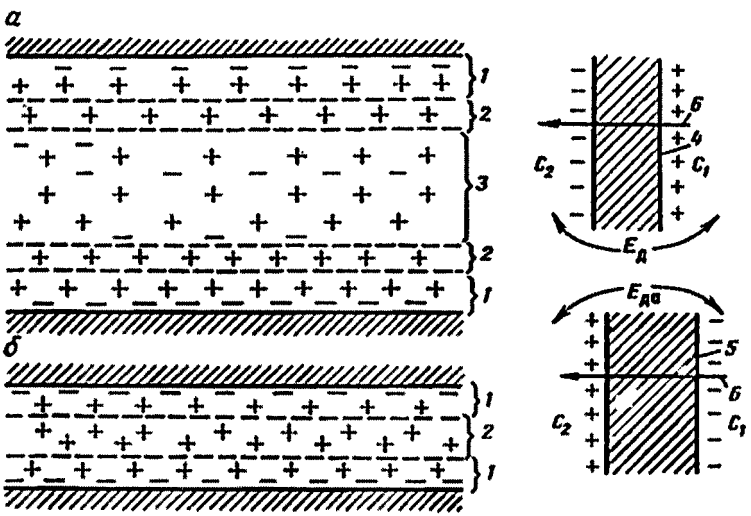


Рис. 1.10. **Схема переноса ионов в широком (а) и узком капиллярах:**
1 – адсорбированные ионы; 2 – подвижные ионы диффузионного слоя; 3 – свободный раствор; перегородки: 4 – с широкими капиллярами; 5 – с узкими капиллярами; 6 – наплавление диффузии

для растворов NaCl величина $K_{да}$ при t=20°C заключена в пределах от –11.6 мВ до 58 мВ.

Для измерения величин $E_д$ и $E_{да}$ в лаборатории применяют электрохимическую ячейку (рис. 1.10), содержащую отделения с растворами различной концентрации и перегородку. В практике петрофизических исследований объектом изучения являются образцы горной породы, поэтому в качестве перегородки при измерении используют образец породы. При исследовании коллекции образцов терригенных пород роль крупнопористой перегородки играет чистый неглинистый песчаник с размерами пор в единицы и десятки микрометров, а роль «идеальной мембраны» – плотная тонкодисперсная глина. Этим породам для растворов NaCl соответствуют значения $K_д$=–11.6 мВ и $K_{да}$=58 мВ. Промежуточные значения $K_{да}$ соответствуют песчано-глинистым породам с различным содержанием высокодисперсного глинистого материала, причем чем больше глинистость породы, тем ближе величина $K_{да}$ к предельному значению 58 мВ.

Изменяя значение C_2 при C_1=const, можно для каждого образца получить зависимость $E_{да}=f(\lg C_2)$. Семейство таких за-

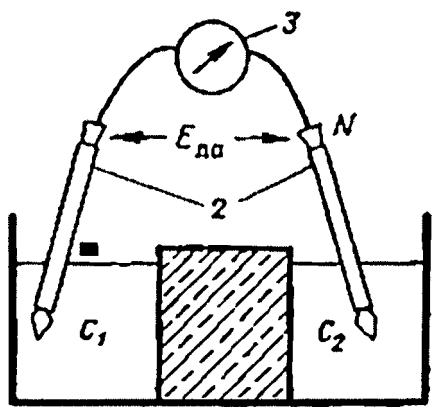


Рис. 1.11. **Лабораторная установка для измерения диффузионных и диффузионно-адсорбционных ЭДС на образцах породы:**
1 – электрохимическая ячейка с образцом; 2 – электроды;
3 – измерительный прибор

висимостей отражает возможный диапазон изменения величины $E_{да}$ при различном отношении концентраций C_1/C_2 для всей совокупности терригенных пород (рис. 1.11). Шифром семейства кривых на рис. 1.11 является один из параметров, характеризующих содержание в породе высокодисперсного глинистого материала, например, приведенная емкость обмена $q_п$ или относительная глинистость $\eta_{гл}$.

Параметр $q_п$ определяется выражением:

$$q_п = \frac{\sigma \cdot S}{K_п}, \quad (1.24)$$

где σ – количество активных центров на 1 см^2 поверхности твердой фазы минерального скелета породы; S – удельная поверхность адсорбции, см$^{-1}$; $K_п$ – коэффициент пористости

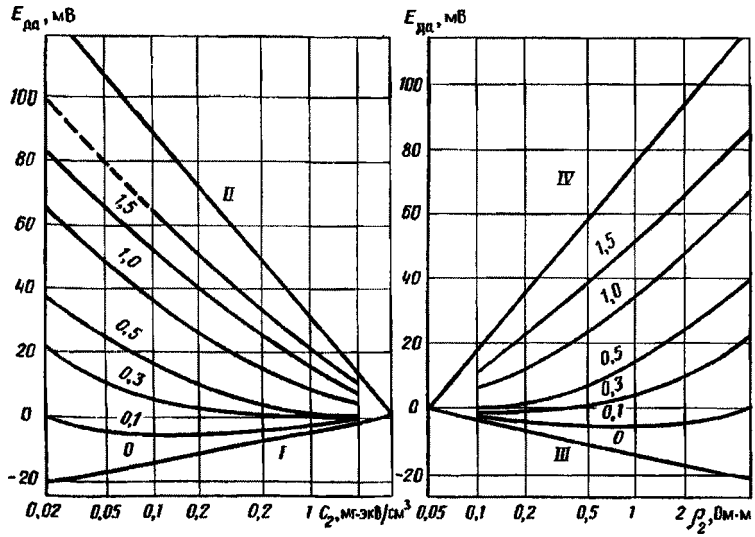


Рис. 1.12. **Зависимости $E_{да}=f(1gC_2)$ при C_1=const и $E_{да}=f(lg\rho_2)$ при ρ_1=const для терригенных пород с различным значением параметра $q_п$ (шифр кривых):**
I – $E_д=f(1gC_2)$; II – $E_{да}=f(1gC_2)$ для породы с ультратонкими порами; III – $E_д=f(lg\rho_2)$; IV – $E_{да}=f(lg\ \rho_2)$ для породы с ультратонкими порами

породы; величина $q_п$ характеризует концентрацию поглощенных поверхностью породы катионов в 1 см^3 объема пор.

Относительная глинистость $\eta_{гл}$ характеризует степень заполнения глинистым материалом скелета породы, образованного песчаными и алевритовыми зернами:

$$\eta_{гл} = \frac{K_{гл}}{K_{гл} + K_п}, \qquad (1.25)$$

где $K_{гл}$ – объемная глинистость.

Величины $q_п$ или $\eta_{гл}$ в терригенном разрезе хорошо коррелируются с коэффициентом проницаемости $K_{пр}$. Это яв-

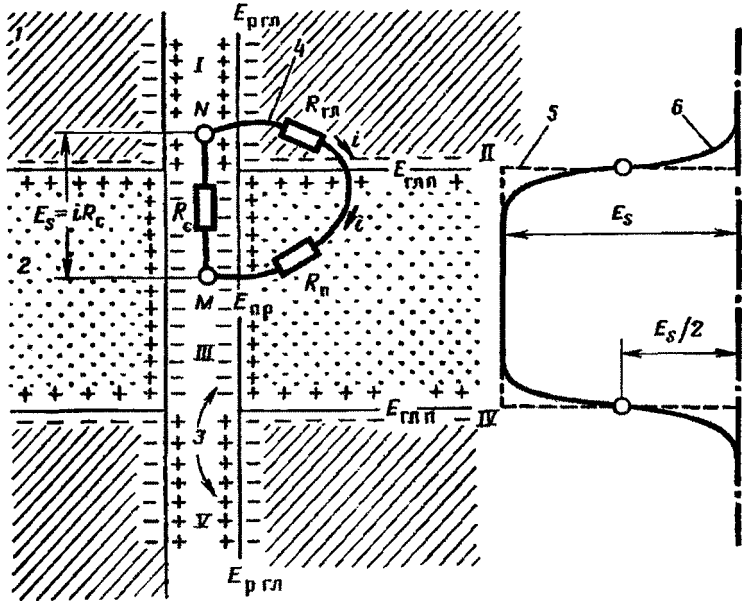


Рис. 1.13. **Естественное электрическое поле диффузионного происхождения в пласте песчаника, залегающего в глинах:** 1 – вмещающие породы (глины); 2 – пласт песчаника; 3 – двойные электрические слои на границах скважина – глина, глина – песчаник, песчаник – скважина; 4 – замкнутый электрический контур – эквивалентная электрическая схема поля СП в скважине; 5 – график E_s; 6 – график $U_{сп}$

ляется предпосылкой для литологического расчленения терригенного разреза, выделения в нем коллекторов и литологических экранов, разделения коллекторов на классы по величине $K_{пр}$ по диаграмме $U_{сп}$. Для карбонатных пород из-за отсутствия тесной корреляции параметров $q_п$, $\eta_{гл}$ с $K_{пр}$ диаграммы метода СП используют только для литологического расчленения.

В формулах (1.23), (1.24) отношение C_1 к C_2 можно заменить обратным отношением удельных сопротивлений растворов. Тогда формула (1.23) примет вид:

$$E_{да} = K_{да} \lg \rho_2 / \rho_1 . \quad (1.26)$$

Зависимости $E_{да}=f(1g\rho_2)$ образуют семейство как бы зеркально отраженных кривых по отношению к семейству $E_{да}=f(lgC_2)$ (рис. 1.12). Семейство $E_{да}=f(lgC_2)$ для различных значений $q_п$=const или $\eta_{гл}$=const является петрофизической основой интерпретации диаграмм $U_{сп}$, поскольку в практике ГИС предпочитают использовать не концентрации С, а удельные сопротивления ρ растворов.

Электрохимические поля диффузионного происхождения в скважине

Естественное электрическое поле диффузионного происхождения в скважине рассмотрим на примере пласта песчаника, залегающего в глинах (рис. 1.13). На границах скважина – глина, скважина – песчаник и пласта песчаника с вмещающими его глинами возникают двойные слои, обусловленные диффузией солей, растворенных в пластовых водах и буровом растворе. Системы двойных слоев I – III или III – V создают близ кровли и подошвы пласта замкнутые электрические контуры, по которым циркулирует электрический ток I. Элементами этой цепи являются последовательно включенные эквивалентные сопротивления глин $R_{гл}$, пласта $R_п$ и части скважины R_c. Для этого контура справедливо соотношение:

$$\sum E_i - \sum i \cdot R_i = 0 \quad (1.27)$$

или

$$E_{ргл} + E_{глп} + E_{пр} = i \cdot (R_{гл} + R_{п} + R_{с}). \quad (1.28)$$

Алгебраическая сумма ЭДС в левой части уравнения (1.28) составляет статическую амплитуду аномалии $U_{сп}$, которая была бы зарегистрирована при перемещении электрода М в скважине как скачок разности потенциалов $\Delta U_{сп}$ против подошвы или кровли пласта песчаника при отсутствии тока в цепи (отсюда название статическая):

$$E_{s} = E_{ргл} + E_{глп} + E_{пр}. \quad (1.29)$$

Эта величина, как будет показано ниже, отражает различие в литологии пласта песчаника и вмещающих пород, а также соотношение концентрации $C_{в}/C_{ф}$ пластовых вод и фильтрата бурового раствора. Однако в скважине против границ пласта регистрируется скачок потенциала:

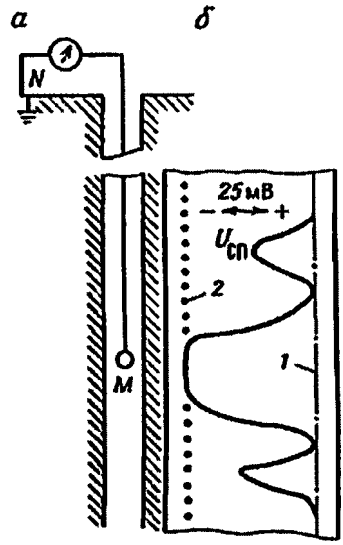


Рис. 1.14. **Принципиальная схема регистрации $\Delta U_{мн}$ (а) и диаграмма $\Delta U_{сп}$ (б):**
1 – линия глин; 2 – линия максимального отклонения $\Delta U_{сп}$ от линии глин

$$\Delta U_{сп} = i \cdot R_c = E_s - i \cdot (R_{гл} - R_п), \quad (1.30)$$

который определяется падением напряжения, создаваемым при прохождении тока I на участке цепи, представленной скважиной, или разностью статической амплитуды E_s и падением напряжения при прохождении тока I по породам. Таким образом, регистрируемая аномалия $\Delta U_{сп}$ обычно меньше статической E_s или равна ей в пластах большой толщины небольшого сопротивления, когда величина $R_{гл}+R_п$ пренебрежимо мала по сравнению с R_c.

При одинаковых скачках $E_{гл\,п}$ в кровле и подошве пласта аномалия $\Delta U_{сп}$ в пласте симметрична, максимальное отклонение от линии глин соответствует середине пласта, а границам пласта отвечают точки перегиба кривой (рис. 1.14).

Диаграмма $U_{сп}$ в отличие от диаграммы сопротивлений и диаграмм других методов ГИС не имеет нулевой линии, поскольку при исследовании методом СП регистрируется разность потенциалов ΔU_{MN}:

$$\Delta U_{MN} = \Delta U_{сп} + U_M - U_N, \quad (1.31)$$

включающая, кроме разности потенциалов $\Delta U_{сп}$, отражающей естественное электрическое поле, значения электродных потенциалов электродов M и N, которые обычно неизвестны (рис. 1.13. а). При регистрации ΔU_{MN} соблюдают условие постоянства значений U_M и U_N, что обеспечивает тождество формы кривых ΔU_{MN} и $\Delta U_{сп}$ по разрезу скважины. Ввиду отсутствия на диаграмме линии нулевых значений потенциала $\Delta U_{сп}$ в качестве условной нулевой линии используют «линию глин», проводя ее по значениям $\Delta U_{сп}$ в глинистых породах, а вместо масштабной шкалы на диаграмме вверху помещают отрезок длиной 2 см, указывая, сколько милливольт содержится в этом отрезке (рис. 1.14. б).

Соотношение между регистрируемой величиной $\Delta U_{сп}$ и ее статическим (или приведенным) E_s значением зависит от толщины пласта и электрической неоднородности среды. В общем случае чем меньше относительная толщина пласта h/d_c, выраженная в диаметрах скважины d_c, и чем больше удельное сопротивление пласта $\rho_п$ отличается от удельного сопротивления вмещающих пород $\rho_{вм}$ и бурового раствора $\rho_р$, тем больше степень снижения $\Delta U_{сп}$ по сравнению с E_s, характеризуемая отношением:

$$\nu_{сп} = \Delta U_{сп} / E_s . \quad (1.32)$$

Для геологической интерпретации диаграммы $\Delta U_{сп}$ в каждом изучаемом пласте используют приведенное значение E_s (свободное от влияния факторов, не характеризующих породу), вычисленное по формуле:

$$E_s = \Delta U_{сп} / \nu_{сп} . \quad (1.33)$$

При этом величину $\Delta U_{сп}$ определяют по диаграмме, а значение $\nu_{сп}$ находят по специальным палеткам для заданных значений h/d_c, $\rho_п/\rho_р$, $\rho_п/\rho_{вм}$. В пластах с $h \geq 2 - 3$ м значение $\Delta U_{сп}$ практически равно E_s. Сущность величины E_s становится понятной, если рассмотреть электрохимическую аналогию электрической цепи, образованной замкнутым контуром на одной из границ пласта (рис. 1.15). Нетрудно показать, что алгебраическая сумма $E_{р\,гл}$, $E_{гл}$ и $E_{п\,р}$ равна алгебраической сумме диф-

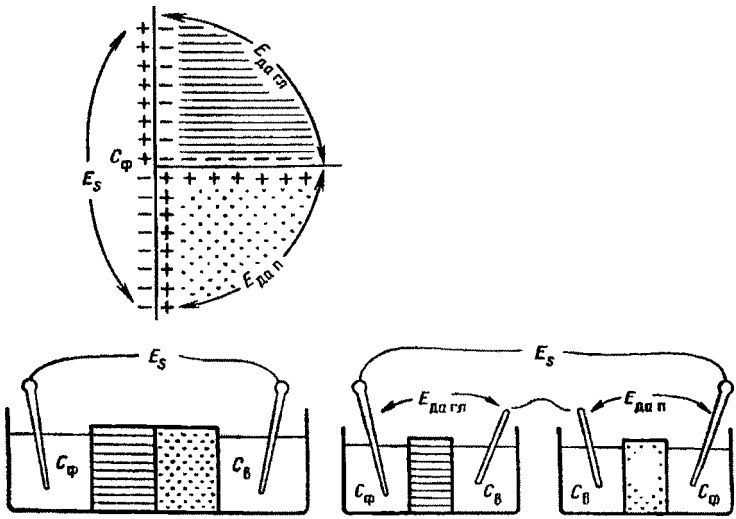


Рис. 1.15. **Электрохимическая ячейка в скважине и ее лабораторная аналогия**

фузионно-адсорбционных ЭДС, измеренных на последовательно включенных электрохимических ячейках с образцом глины, разделяющим пластовую воду и фильтрат бурового раствора, и с образцом песчаника, разделяющим фильтрат бурового раствора и пластовую воду:

$$E_s = E_{дагл} + E_{дап}. \quad (1.34)$$

В соответствии с выражениями (1.26), (1.34) можно записать:

$$E_s = K_{дагл} \lg \rho_в / \rho_ф + K_{дап} \lg \rho_ф / \rho_в = \\ = (K_{дагл} - K_{дап}) \lg \rho_в / \rho_ф = K_{сп} \lg \rho_в / \rho_ф, \quad (1.35)$$

где $K_{сп}$ – коэффициент аномалии $\Delta U_{сп}$; $\rho_в$, $\rho_ф$ – удельные сопротивления пластовой воды и фильтрата бурового раствора соответственно.

Графически величину E_s для заданных параметров пласта и вмещающих пород можно определить как расстояние по вертикали между зависимостями $E_{да}=f(\lg\rho_2)$ (рис. 1.11) для пород с соответствующими параметрами $q_п$ при фиксированном значении $\rho_2=\rho_ф$, если $\rho_1=\rho_в$. Значение E_s соответствует для заданных величин $\rho_в$ и $\rho_ф$ расстоянию между зависимостями с параметрами $q_п=0$ и $q_п\neq0$ на рис. 1.12.

Величина статической аномалии E_s тем больше, чем значительнее контраст в литологии между пластом и вмещающими породами и чем больше различаются минерализации или удельные сопротивления пластовых вод и фильтрата бурового раствора.

Если различие в литологии между пластом и вмещающими породами отсутствует ($K_{да\,п}=K_{да\,гл}$) или минерализации и удельные сопротивления пластовой воды и фильтрата бурового раствора равны ($C_в=C_ф$ и $\rho_в=\rho_ф$), отклонения кривой $\Delta U_{сп}$ от «линии глин» не происходит и $E_s=0$ (аномалия отсутствует).

Знак аномалии зависит от соотношения $\rho_в/\rho_ф$. Если $\rho_в<\rho_ф$ и $C_в>C_ф$, что соответствует наиболее типичной ситуации для скважин нефтяных и газовых месторождений, пласты песчаника, залегающие в глинах, отмечаются отрицательными ано-

малиями $U_{сп}$ (кривая отклоняется влево от «линии глин»). При $\rho_в > \rho_ф$, $C_в < C_ф$, что встречается сравнительно редко, аномалия $U_{сп}$ в пласте песчаника будет положительной. При одинаковой минерализации пластовой воды и фильтрата ($C_в = C_ф$, $\rho_в = \rho_ф$) аномалия $U_{сп}$ отсутствует, а кривая не дифференцирована и использовать ее для литологического расчленения разреза нельзя.

Диаграммы метода СП используют для решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение терригенного и карбонатного разрезов с выделением в терригенном разрезе пластов песчаника, глин и промежуточных литологических разностей, в карбонатном – пластов чистого известняка или доломита, глин и карбонатных пород с различной степенью глинизации.

2. Определение минерализации пластовой воды в пластах чистого песчаника или чистой карбонатной породы путем решения уравнения $E_s = K_{сп} \lg \rho_в / \rho_ф$.

3. Выделение в терригенном разрезе коллекторов с использованием критических значений абсолютной E_s или относительной $\alpha_{сп}$ статической амплитуды $U_{сп}$.

$$\alpha_{спi} = E_{si} / E_{smax}, \qquad (1.36)$$

где $\alpha_{спi}$ и E_{si} – относительная и абсолютная амплитуды $U_{сп}$ в i-м пласте; $E_{s\,max}$ – максимальная амплитуда $U_{сп}$ в исследуемом участке разреза, обычно соответствующая пласту чистого песчаника. Далее проводят линию значения $\alpha_{сп\,гр}$, соответствующего границе коллектор – неколлектор. Все пласты со значением $\alpha_{сп} > \alpha_{сп\,гр}$ выделяют как коллекторы. Пласты с $\alpha_{сп} < \alpha_{сп\,гр}$ являются неколлекторами.

Область применения метода СП ограничена необсаженными скважинами, пробуренными на РВО (раствор на водной основе) с пресным фильтратом бурового раствора ($\rho_ф > \rho_в$). В скважинах с РВО, минерализация фильтрата которого близка к минерализации пластовых вод, диаграмма $U_{сп}$, как это ясно из сказанного выше, неинформативна. В скважинах, пробуренных с РНО (раствор на нефтяной основе), кривую $U_{сп}$ получить невозможно.

Основными достоинства метода СП является простая схема измерений и методика исследований, получение ценной ин-

формации о литологии разреза и минерализации пластовой воды. К недостаткам относят низкую вертикальную разрешающую способность в разрезах, сложенных породами высокого удельного сопротивления, зависимость эффективности метода от типа промывочной жидкости в скважине, невозможность применения метода в районах с интенсивными полями блуждающих и теллурических токов.

1.1.6. Метод потенциалов вызванной поляризации

В методе потенциалов вызванной поляризации (ВП) используют свойства горных пород поляризоваться при протекании через них постоянного поляризующего электрического тока. В горных породах после выключения поляризующего тока в течение некоторого времени наблюдается убывающее электрическое поле, известное под названием поля вызванных потенциалов.

В горных породах, обладающих ионной проводимостью (практически все осадочные породы), вызванные потенциалы возникают за счет электрокинетических явлений, происходящих на границе электролит – непроводящая среда под воздействием электрического поля. Некоторые исследователи считают, что возникновение поля связано с деформацией двойного электрического слоя на поверхности минеральных частиц под воздействием поляризующего тока, другие – с образованием микроскопических концентрационных элементов за счет изменения чисел переноса ионов в капиллярах разных сечений. Механизм этой поляризации довольно сложен, и обычно ее называют объемной поляризацией, поскольку поляризация захватывает объем породы, обработанной электрическим током.

В горных породах, обладающих электронной проводимостью (железные руды, некоторые сорта каменных углей), вызванная поляризация возникает в основном за счет электродных процессов, протекающих на границе электролит – проводящая среда.

В горных породах со смешанной проводимостью возникают одновременно как объемная, так и электродная поляризации.

Для измерения вызванных потенциалов обычно используют четырехэлектродный зонд (например, В5.0А0.04М0.04А). Раздво-

енный электрод А и электрод В служат для пропускания электрического тока. Электрод М, покрытый слоем перфорированной резины для устранения помех за счет поляризации самого электрода, и обычный электрод N на поверхности служат для измерения разности потенциалов. Схема измерений устроена так, чтобы в скважину пропускался прерывистый электрический ток. В промежутках между импульсами тока преобразователь замыкает цепь MN, и совместно с потенциалами собственной поляризации прибор $Г_1$ регистрирует вызванные потенциалы. Одновременно с этим второй прибор $Г_2$ регистрирует разность потенциалов, наблюдаемую между электродами М и N в момент протекания поляризующего тока (рис. 1.16).

В скважинных условиях против однородного поляризующего пласта наблюдается симметричная аномалия вызванных потенциалов, амплитуда которой зависит от толщины пласта. Для пластов $h \geq 12d_c$ влиянием толщины можно пренебречь. Помимо толщины пласта на величину вызванных потенциалов оказывает влияние диаметр зоны проникновения фильтрата бу-

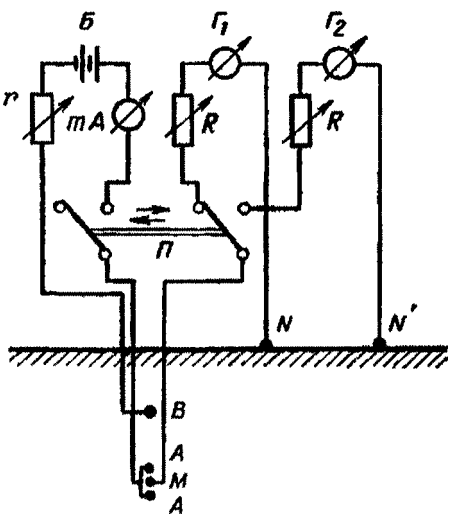


Рис. 1.16. **Принципиальная схема измерения вызванных потенциалов:**
А, В – питающие электроды; М, N, N′ – измерительные электроды; R, r – реостаты; $Г_1$, $Г_2$ – приборы для измерения разности потенциалов; mA – прибор для определения силы тока и напряжения; Б – батарея

рового раствора и ее удельное сопротивление.

По замеру вызванной поляризации вычисляют коэффициент вызванной электрохимической активности породы $A_в$, который в однородном электрическом поле (лабораторные условия) равен:

$$A_в = \Delta U_{вп} / \Delta U_{кс}, \quad (1.37)$$

где $\Delta U_{вп}$ – измеренная разность вызванных потенциалов, мВ; $\Delta U_{кс}$ – разность потенциалов, наблюдаемая между электродами M и N в момент протекания поляризующего тока, мВ.

Для исключения влияния удельного сопротивления $\rho_в$ насыщающей породу жидкости на величину $A_в$ (для песчано-глинистых коллекторов) в рассмотрение вводят приведенный коэффициент вызванной электрохимической активности:

$$A_{вI} = A_в / \rho_в. \quad (1.38)$$

Опыт показывает, что в песчано-глинистом разрезе наибольшей вызванной активностью обладают глинистые песчаники и алевролиты. Незаглинизированные пески и песчаники имеют низкую активность. Чистые глины также имеют низкую вызванную активность в связи с наличием в них высокоминерализованной воды. Против известняков и доломитов наблюдаются обычно высокие потенциалы вызванной поляризации, обусловленные значительным удельным сопротивлением этих пород.

Кривые $U_{вп}$, отражая изменение содержаний глинистого минерала в породе, имеют хорошую расчленяющую способность и позволяют получить ряд дополнительных сведений о разрезе, что особенно важно в условиях относительно пресных пластовых вод, где метод СП не дает четких результатов.

В частности, перспективен метод ВП для выделения нефтяных пластов, обводнившихся в процессе разработки пресной водой. В некоторых районах между вызванными потенциалами и проницаемостью песчаников $K_{пр}$ наблюдается корреляционная связь, которую можно использовать для приближенного определения коэффициента проницаемости. Метод потенциалов вызванной поляризаций используют также для выделения углей при изучении разрезов угольных скважин. Имеется положительный опыт использования метода для определения в разрезах скважин зон сульфидного оруденения.

1.2. МЕТОД ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА

Применение ядерно-магнитных методов (ЯММ) основано на наличии магнитных и механических моментов у ядер атомов.

При отсутствии внешнего магнитного поля магнитные моменты отдельных ядер хаотически направлены во все стороны, и их суммарный магнитный момент равен нулю. Если ядро поместить во внешнее постоянное магнитное поле H_0, то магнитные силы будут стремиться ориентировать магнитный момент ядра по направлению внешнего поля. Однако подобно вращающемуся волчку в поле тяготения Земли полного совпадения магнитного момента M отдельного ядра с направлением H_0 не произойдет. Вектор магнитного момента подобно оси волчка будет прецессировать вокруг направления поля H_0, то есть, непрерывно .двигаясь, описывать коническую поверхность с осью, совпадающей с направлением H_0. Круговая частота прецессионного вращения зависит от магнитного момента ядра и напряженности магнитного поля. Для протона (ядра водорода) в магнитном поле Земли частота прецессии близка к 2000 Гц.

Наблюдение относительно слабой ядерной намагниченности среды на фоне более сильного атомного диамагнетизма облегчается механизмом свободной прецессии ядер. Чтобы наблюдать свободную прецессию, создают неравновесное состояние ядер. В применяемом варианте метода этого добиваются приложением сильного поляризующего поля, направленного под углом к направлению поля Земли H_0. Этим достига-

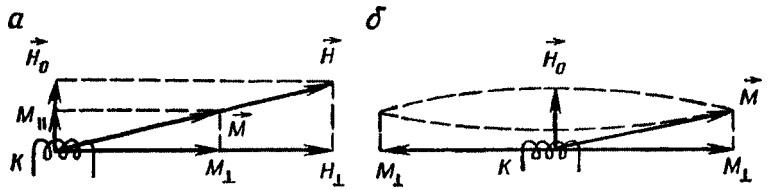


Рис. 1.17. Схема получения свободной прецессии ядер в магнитном поле Земли H_0:
а - поляризация дополнительным полем H_0;
б - свободная прецессия вектора намагниченности M после выключения поля; K- поляризующе-приемная катушка

ется значительное увеличение ядерной намагниченности M и поворот ее направления по отношению к магнитному полю Земли. После выключения поляризующего поля среда остается в неравновесном состоянии – вектор намагниченности M имеет гораздо большую величину, чем в состоянии равновесия с полем Земли H_0, и повернут относительно направления последнего. В результате начинается свободная прецессия вектора намагниченности M вокруг направления H_0.

Таким образом, при ЯММ принят следующий способ наблюдения свободной прецессии ядер. Пропуская ток через катушку, ось которой направлена под углом к магнитному полю Земли, создают поперечное магнитное поле $H_\perp$, поляризующее горную породу, т. е. изменяющее направление и величину ее ядерной намагниченности (рис. 1.17). Величина $H_\perp$ должна быть во много раз больше поля Земли H_0, поэтому результирующая намагниченность M практически совпадает с направлением поля $H_\perp$.

Через некоторое время поляризации $t_п$ поляризующее поле $H_\perp$ выключается настолько быстро, чтобы за время выключения вектор M не успел заметно изменить свое направление. После этого вектор намагниченности M, прецессируя вокруг H_0 (рис. 1.18), постепенно возвращается в первоначальное положение $M_\perp$; его поперечная составляющая уменьшается по закону:

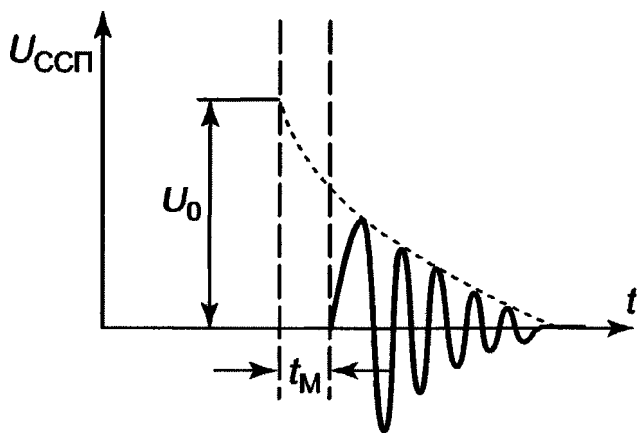


Рис. 1.18. **Схематическое изображение сигнала свободной прецессии после узкополосного фильтра [110]**

$$M_{+} = M_{1,0}e^{-t/T}, \quad (1.39)$$

где $M_{1,0}$ – начальное значение $M_{\perp}$ к моменту выключения поля; Т – время поперечной релаксации, показывающее скорость затухания свободной прецессии ядер.

При прецессии М ее поперечная составляющая $M_{\perp}$, вращаясь вокруг оси H_0, пересекает витки катушки в разных направлениях и наводит в последней переменную ЭДС с частотой 2000 Гц. Амплитуда колебаний этой ЭДС уменьшается во времени по тому же экспоненциальному закону $U_0e^{-t/T}$, что и $M_{\perp}$ (здесь U_0 – амплитуда ЭДС в момент выключения поляризующего поля). Значение U_0 – основная величина, определяемая при ЯММ (рис. 1.18).

При методике, основанной на принципе свободной прецессии, регистрируется сигнал от ядер водорода. Ядра других элементов (фтор, алюминий, углерод-13 и др.), обладающие ядерным магнитным моментом, создают более слабый и быстро затухающий сигнал, который практически не регистрируется прибором. Таким образом, величина U_0 пропорциональна концентрации ядер водорода в горной породе.

Причем несущественно, входит ли водород в состав воды или нефти. В связи с этим метод ядерного магнитного резонанса используют для определения количества водорода в горных породах. Преимущества метода заключается в том, что водород в составе воды, химически связанной или прочно адсорбированной на поверхности зерен породы, не дает вклада в измеряемую ЭДС, ибо создает очень быстро затухающий сигнал. Таким образом, определяемое ядерным магнитным методом количество водорода позволяет установить количество несвязанной (свободной) воды или нефти в породе. Это количество соответствует величине эффективной пористости пород, представляющей важнейший параметр коллекторов. Другими методами этот параметр прямо не определяется.

Величину U_0, измеряемую таким образом при ЯММ, принято выражать в условных единицах, называемых индексом свободного флюида (ИСФ). Сто таких единиц соответствуют сигналу в воде. Величина ЭДС, соответствующая этой единице, определяется в результате эталонного замера в воде.

Показания метода в единицах ИСФ после внесения попра-

вок (за влияние диаметраскважины, глинистой корки и т.п.) соответствуют эффективной пористости $K_{п,эфф}$ коллекторов. Точку записи ЯММ относят к середине катушки зонда.

Возбуждение и регистрация сигналов осуществляется циклами, включающими время поляризации, время наблюдения сигнала и паузу. В режиме поляризации по одной из катушек пропускается ток порядка 2 А. После отключения тока начинается прецессия, вследствие чего в катушке зонда, отключенной к этому времени от источника питания, наводится ЭДС сигнала ЯММ. Вследствие переходных процессов, связанных с выключением поляризующего поля, регистрация сигнала свободной прецессии начинается не сразу после начала прецессии, а лишь спустя некоторое время, называемое мертвым ($t_м$), порядка 25 – 30 мс. Аппаратура ЯММ, работающая в магнитном поле Земли, позволяет измерить сигнал свободной прецессии ядер с временами релаксации от 20 – 30 до 2000 мс.

Для визуализации сигналов ЯММ используется обычный низкочастотный осциллограф. В приборе не должны использоваться детали, включающие магнитный материал. Кожух прибора выполняют из сплава алюминия или нержавеющей стали, либо титана и делают его таких размеров, чтобы кабель был удален от зонда на расстояние порядка 1.5 м.

ЯММ проводится только в открытом стволе, так как присутствие металлической колонны резко искажает земное магнитное поле, экранирует пласт от поляризующего поля и исключает возможность принять сигнал. Кроме того, направленность поля Земли затрудняет применение ЯММ в наклонных и горизонтальных скважинах.

Время релаксации (возвращения протонов в исходное состояние) зависит от размера пор. Крупные поры отождествляются с большими временами релаксации и содержат более легко извлекаемые флюиды [30]. Следовательно, по времени релаксации может быть получено распределение размеров пор в породе, что позволяет, в частности, оценивать эффективную пористость, остаточную водонасыщенность и прогнозировать порядок проницаемости.

В процессе ЯМК возможно измерять два времени релаксации и их распределения [30]: T_1 – продольное (только в лабораторных условиях) и T_2 – поперечное (обычно при каротаже). В пористых средах T_2 пропорционально размеру пор и затухания T_2 дает объем пор в зависимости от их размеров. В отличие от «общей» пори-

стости, оцениваемой методами ГГМ или ННМ (которые, вследствие влияния на взаимодействие нейтронов состава скелета породы, несколько завышают объем порового пространства), пористость ЯМК не подвержена влиянию литологии, так как включает только извлекаемые флюиды и связанную в капиллярах воду – т.е. является «эффективной» пористостью (по терминологии западной петрофизики она – «динамическая», но в нашей терминологии «динамическая» – это пористость за вычетом объема пор, содержащих как связанную воду, так и остаточную нефть).

В крупных порах диффузия свободного водорода через поры требует большего времени релаксации. Водород, содержащийся в связанной воде глин или в матрице породы, обладает низкими временами релаксации T_2 и не дает полезного сигнала при каротаже ЯМК. Однако, в отличие от «открытой» пористости, характеризующей извлекаемые флюиды, эффективная пористость ЯМР дополнительно может еще зависеть и от объема связанной воды в капиллярах породы. Примером флюидов с большими T_2 при ЯМК является нефть. Даже, если ее молекулы сильно удерживаются внутри поры, ядра водорода в нефти релаксируют с такой же скоростью, как и в свободном объеме. При этом скорость релаксации зависит от вязкости [5].

Значения индекса свободных флюидов (FFI) определяется путем установления на границе кривой релаксации T_2. Значения, превышающие граничные, условно соответствуют сигналам от крупных пор со свободными флюидами («открытая» пористость), меньшие – от пор с неизвлекаемыми флюидами (рис. 1.19).

Для терригенной породы реальными (по статистике) граничными значениями времен релаксации $\tau_{кри}$ (на практике их положено определять индивидуально на образцах для каждого типа отложений с учетом оценок возможного капиллярного давления) могут быть: свыше 33 мс – эффективная пористость свободных флюидов (без «рыхлого» слоя), свыше 12 мс – включая сильно- и слабосвязанные флюиды. Для карбонатов значение индекса свободных флюидов выше – примерно равно 100 мс (т.к. большая часть воды – связанная).

Проницаемость при ЯМК $K_{ЯМК}$ рассчитывается по эмпирическим связям в случаях, если предварительно удается получить представительные результаты петрофизических исследований керна. Так, для минерализованных пластовых вод известны следующие зависимости [30]:

Рис. 1.19. Пример планшета ЯМК в пилотном стволе ГС (время релаксации $\tau_{реп}$=33 мс). Оценки $K_{В-связ}$, $K_{П-эф}$, $K_{НГ-тек}$

$$K_{ЯМР} = C \cdot (K_{П_ЯМР})^4 \cdot (T_{2,log})^2, \quad (1.40)$$

где $T_{2,log}$ – среднее логарифмическое распределение; С – постоянная (оценивая по кернам, обычно 4 – для песчаников, 0.1 – для карбонатов). Формальное использование данной зависимости (без настройки по керну) может дать значительные погрешности.

Возможности метода ЯМК возрастают, если применяются более сложные в технологическом плане исследования, Так, при активной технологии «каротаж-воздействие-каротаж» в породу может быть закачен флюид, рассчитанный на компенсацию сигнала ЯМК от воды, что позволяет оценивать остаточную нефтенасыщенность [30].

К недостаткам ЯМК следует отнести достаточно низкую глубинность измерений, что практически не позволяет использовать его в обсаженных скважинах. Для разных зондов силовые линии магнитного поля могут сходиться в породе на фиксированном от стенки скважины расстоянии (для модуля Schlumberger CMR [30] – 2.5 см, для CMR с направленной антенной [5] – 15 см), другие зоны на показания практически не влияют (следовательно, нет влияния неровностей стенки скважины, глинистой корки и т.п.).

Кроме определения независимой от литологии пористости, сигнал прибора CMR может обрабатываться для оценки распределения размеров пор (по программе ELAN).

Для повышения качества интерпретации данные ЯМК обычно обрабатываются с использованием информации ГИС-бурения (данных об общей пористости по ННМ и ГГМ, водонасыщенности по ИМ, а также данными ГМ, удельного сопротивления пород и даже пластоиспытателя на кабеле MDT). Метод ЯМК дает высокое вертикальное разрешение пористости даже в тонкопереслаивающихся разрезах (выделение пластов от 0.5 м). Наконец, в ряде случаев ЯМК позволяет дифференцировать тип флюида в породе (нефть, газ, вода, связанная вода) – рис. 1.19. С появлением технической возможности увеличивать частоту эхо-импульсов, доступными для измерений стали короткие времена T_2<3 мс, относящиеся к мелким порам (CMR-200 – до 0.1 – 0.3 мс) [5, 66].

Сопоставление общей пористости ЯМК с пористостью ГГК дает

уверенную возможность выделить в разрезе газоносные интервалы (по расхождению показаний). Газ характеризуется пониженным содержанием водорода и длительным временем поляризации, что приводит к небольшим амплитудам ЯМК. Эффективен ЯМК и при ГИС горизонтальных стволов. Важным достоинством ЯМК считается также отсутствие зависимости показаний от литологии пород и минерализации промывочной жидкости.

Мировыми лидерами в применении ЯМК являются как зарубежные компании Schlumberger (CMR) и Halliburton (MRIL), так и отечественные (Татнефтегеофизика [137], Тверьгеофизика [134]). Современные телеметрические системы MWD и LWD позволяют обеспечить запись параметров ЯМК в ходе бурения (например, MRIL-WD компаний Sperry-Sun&Numar, Pulsed-nuclear Logging – LWD компании Schlumberger). Последнее особенно актуально в зонах разработки, где остаточные запасы преимущественно вырабатываются с помощью забуриваемых боковых стволов (например, БГС).

Ядерно-магнитные методы исследования скважин продолжают интенсивно развиваться. В последние годы помимо внедрения многочастотной аппаратуры ЯМК, позволяющей производить измерения в слоях, находящихся на разном расстоянии от стенки скважины, разработана эффективная технология двухмерных 2D, трехмерных 3D и четырехмерных 4D ЯМР-исследований. Эта технология основана на расширенной программе импульсных последовательностей, которая позволяет за один спуско-подъем скважинного прибора получить данные о коэффициенте диффузии и временах продольной и поперечной релаксаций, относящихся к нескольким слоям разного радиуса.

Исключительно важным достижением является разработка методики определения по данным ЯМК характера смачиваемости поверхности пор – параметра, влияющего на технологию и полноту извлечения углеводородов, который ранее методами ГИС не определялся [3].

Радиометрия скважин

Радиометрией скважин называют совокупность методов, основанных на регистрации различных ядерных излучений, главным образом гамма-квантов и нейтронов.

Эти методы подразделяются на методы регистрации естественных излучений горных пород (радиометрия естественных излучений) и методы регистрации излучений, возникаю-

щих при облучении горных пород внешними источниками, помещенными в скважинном приборе (радиометрия искусственных излучений). Группа методов радиометрии искусственного излучения включает две подгруппы – методы, основанные на облучении горных пород соответственно гамма-квантами и нейтронами.

В нефтяных и газовых скважинах из гамма-методов первой подгруппы применяют в основном метод рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма-метод) в различных модификациях, из второй подгруппы – нейтронный гамма-метод, нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам и импульсный нейтронный гамма-метод в интегральной (ИНГМ) и спектрометрической (ИНГМ-С или, так называемый, С/О-каротаж) модификациях.

В настоящее время метод естественной радиоактивности (гамма-метод) используется в двух модификациях интегральной (ГМ) и спектрометрической (ГМ-С).

Существенные особенности ядерных методов заключаются в принципиальной возможности определения с их помощью концентрации отдельных элементов в горных породах и положения газонефтяных контактов. По данным методов радиометрии решают следующие геологические задачи:

- определение ФЕС и глинистости коллекторов;
- установление положения газожидкостных и флюидальных контактов;
- определение нефте- газонасыщенности коллекторов.

Важным преимуществом большинства ядерных методов является также и то, что они могут применяться как в необсаженных, так и обсаженных скважинах, что позволяет широко использовать эти методы при контроле технического состояния скважин и на этапе разработки месторождения. На показания методов радиометрии относительно слабо влияет и характер жидкости в стволе скважины.

1.3. ГАММА-МЕТОДЫ

1.3.1. Закон радиоактивного распада и радиоактивное равновесие

Естественная радиоактивность представляет собой самопроизвольный, подчиненный определенному статистическому закону распад неустойчивых ядер атомов. Радиоактивный рас-

пад приводит к изменению строения, состава и энергии ядер и сопровождается испусканием α- и β-частиц или захватом электрона из K- или L-оболочки, коротковолновым излучением электромагнитной природы (γ-излучение). При этом происходят выделение радиогенного тепла, ионизация газов, жидкостей и твердых тел.

В природных условиях отмечается также спонтанное деление тяжелых ядер. Осколки деления могут образовывать треки и дефекты в кристаллической структуре минералов.

Поскольку α- и β-частицы в веществе испытывают сильное кулоновское взаимодействие и обладают очень малой проникающей способностью, в радиометрии нефтегазовых скважин используется только γ-излучение. Гамма-кванты распространяются в веществе со скоростью света c, обладают энергией E=hν и импульсом p=E/c, где ν – частота электромагнитных колебаний; h – постоянная Планка.

Закон радиоактивного распада естественных и искусственных радиоактивных ядер (Э. Резерфорд и Ф. Содди, 1902 г.) описывает зависимость между количеством распадающихся и имеющихся радиоактивных атомов. В дифференциальной форме он имеет вид:

$$dN/dt = -\lambda N, \quad (1.41)$$

где dN – число распадающихся ядер из общего количества N за время dt; λ – постоянная, характеризующая скорость распада данного элемента. Величина A=λN определяет число распадов в единицу времени и называется активностью.

После интегрирования получаем экспоненциальный закон изменения количества радиоактивных атомов во времени:

$$N(t) = N_0 \exp(-\lambda t), \quad (1.42)$$

где N_0 – число атомов в начальный момент времени (начало распада при t=0).

Кроме постоянной распада λ при описании явлений радиоактивности широко используется период полураспада $T_{1/2}$ – время, за которое N_0 убывает наполовину. С постоянной распада $T_{1/2}$ связан соотношением $T_{1/2}=0.693/\lambda$. Фундаментальное свойство постоянной распада K – независимость ее от

каких-либо природных факторов (термобарические условия, изменения напряженностей физических полей). Поэтому период полураспада служит абсолютной мерой длительности геологических процессов (это свойство используется в ядерной геохронологии).

Среди многочисленной группы естественных радиоактивных элементов наибольший интерес представляют изотопы тяжелых элементов ($^{238}_{92}U$, $^{235}_{92}U$, $^{232}_{90}Th$), которые испытывают в результате α- и β-распада многократные последовательные превращения, образуя радиоактивные ряды, семейства, включающие до 15 – 18 изотопов. Остальные радиоактивные элементы ($^{40}_{19}K$, $^{87}_{37}Rb$ и др.) обладают одноактным распадом и рядов не образуют.

Родоначальники трех естественных радиоактивных рядов (уранового, актиноуранового, ториевого), или материнские элементы, имеют вероятность распада, во много раз меньшую вероятности распада каждого последующего дочернего элемента: $\lambda_1 \leq \lambda_2 \leq \lambda_3 \leq ... \leq \lambda_n$. При распаде элементов в радиоактивных рядах возникает состояние радиоактивного равновесия, когда числа распадающихся атомов в единицу времени для каждого изотопа равны. Радиоактивное равновесие определяется выражением $\lambda_1 N_1 = \lambda_2 N_2 = \lambda_3 N_3 = ... = \lambda_n N_n$, причем время перехода в это состояние оценивается как десятикратный период полураспада самого долгоживущего дочернего элемента соответствующего семейства.

В результате процессов выщелачивания и эманирования в природных условиях состояние радиоактивного равновесия может нарушаться. Это наиболее характерно для уранового семейства, где вынос U и Ra происходит с различной интенсивностью и отмечается интенсивное удаление эманации Rn.

1.3.2. Единицы измерения радиоактивности

Единицей измерения активности является беккерель 1 Бк=1 расп/с), он соответствует активности вещества, у которого за время в 1 с происходит один распад; 1 Бк=$0.27 \cdot 10^{10}$ Ки (Ки – внесистемная единица радиоактивности – количество любого радиоактивного изотопа, в котором происходит $3{,}7 \cdot 10^{10}$ распадов в 1 с, столько же, сколько в 1 г Ra), 1 Ки=$3.7 \cdot 10^{10}$ Бк (табл. 1.2).

Радиоактивность пород характеризуют и такие величины, как удельная массовая активность (Бк/кг), удельная объемная активность (Бк/м^3).

Таблица 1.2

Единицы измерений радиоактивности и ионизирующих излучений

Величина	СИ		Внесистемные единицы		
	единица измерения	сокращенное обозначение	единица измерения	сокращенное обозначение	коэффициент перевода в единицы СИ
Активность нуклида в радиоактивном источнике	Беккерель	Бк	Кюри эман	Ки эман	$3{,}700 \cdot 10^{10}$ Бк
Плотность потока ионизирующих частиц или квантов	Частица (квант) в секунду на квадратный метр	Частица (квант)/(с·м^2)	–	–	–
Интенсивность излучения	Ватт на квадратный метр	Вт/м^2	–	–	–
Поглощенная доза излучения (доза излучения)	Грэй	Гр	Рад	Рад	10^{-2}
Мощность поглощенной дозы излучения (мощность дозы излучения)	Грей в секунду	Гр/с	Рад в секунду	Рад/с	10^{-2}
Экспозиционная доза рентгеновского и гамма-излучения	Кулон на килограмм	Кл/кг	Рентген	Р	$2{,}58 \cdot 10^{-4}$
Мощность экспозициониой дозы рентгеновского и гамма-излучения	Ампер на килограмм	А/кг			

Гамма-активность пород характеризуется внесистемной величиной – радиевым гамма-эквивалентом с единицей измерения – миллиграмм-эквивалент Ra (мг-экв Ra); 1 мг-экв Ra – это активность вещества, гамма-излучение которого имеет такую же ионизирующую способность, как и излучение 1 мг ^{226}Ra (вместе с продуктами его распада) после прохождения его через платиновый фильтр толщиной 0,5 мм. Широко используют в геофизике и такие величины, как удельная массовая гамма- активность с единицами измерения мг-экв Ra/г или пкг-экв Ra/кг = (кг-экв Ra/кг)·10^{-12} – активность 1 г породы в мг-экв Ra (или 1 кг породы в кг-экв Ra); удельная объемная активность с единицами измерения мг-экв Ra/см^3 (или нкг-экв Ra/м^3=(кг-экв Ra/м^3)·10^{-9}.

В радиометрии скважин для оценки интенсивности естественного гамма-излучения пород часто используют единицы мощности экспозиционной дозы (МЭД) – микрорентген в час (табл. 1.2). Один рентген (Р) характеризует ионизирующее действие гамма-излучения, при котором в 1 см^3 воздуха при нормальных условиях создается одна электростатическая единица заряда (2.083·10^9 пар ионов).

1.3.3. Петрофизические и геохимические основы гамма-метода

По словам В.И. Вернадского, «открытие явления радиоактивности, по существу, было не только открытием физическим, но и открытием геологическим... Оно было основано, в конце концов, на изучении урановых минералов. Немедленно мир минералов был охвачен в этом направлении работой физиков, минералогов и химиков».

Большинство естественных радиоактивных изотопов относится к семействам урана, актиния и тория, содержащих соответственно 20, 15 и 13 генетически связанных радиоактивных и устойчивых изотопов. Гамма-излучение актиниевого ряда весьма незначительно по сравнению с гамма-излучением уран-радиевого и ториевого рядов.

Кроме радиоактивных элементов семейств урана, актиния и тория, в природе радиоактивными являются изотопы калия, кальция, рубидия, циркония, индия, олова, теллура, лантана, неодима, самария, лютеция, вольфрама, рения и висмута. Эти изотопы долгоживущие – их период полураспада превышает 10^9 лет; они генетически не связаны с дру-

гими радиоактивными элементами; для них характерен β-распад или К-захват, а иногда и оба эти процесса, за исключением самария, вольфрама и висмута (α-распад); значительно изменяется также их относительная распространенность в природе – в естественной смеси изотопов они содержатся от 0.01 до 100 %.

С учетом распространенности радиоактивных изотопов в литосфере и вероятности их распада можно считать, что наибольшее влияние на геологические процессы оказывают U и Th с продуктами их распада, калий ^{40}K и отчасти рубидий ^{87}Rb. Остальные радиоактивные элементы из-за их малой распространенности и большого периода полураспада не могут играть существенной роли в создании радиоактивности литосферы.

Радиоактивные элементы присутствуют в литосфере в составе минералов. Установлено более 200 минералов, в которые входят радиоактивные калий, уран, торий.

Коллекторы нефти и газа характеризуются преимущественно низкими — кларковыми и надкларковыми — содержаниями естественно-радиоактивных элементов (ЕРЭ). В настоящее время за оптимальные кларки приняты для ^{238}U – $2.1 \cdot 10^{-4}$ %, ^{232}Th – $7.0 \cdot 10^{-4}$ %, K – 1.8 % (кларки не окончательны, так как мало изучена радиоактивность пород ложа океана).

Исследованиями советских и зарубежных ученых установлены определенные закономерности регионального распределения ЕРЭ и общей радиоактивности пород.

Калий

Имеет три изотопа: ^{39}K, ^{40}K, ^{41}K, распространенность которых составляет 93.1; 0.02 и 6.88 %. Наиболее активен наименее распространенный изотоп ^{40}K, испускающий монохроматическое гамма-излучение с энергией 1.46 МэВ. Постоянство соотношения между содержаниями изотопов позволяет пересчитывать содержание ^{40}K непосредственно в полное содержание калия (в естественной смеси изотопов).

Материнскими породами для калия являются преимущественно силикаты магматических пород (гранит, гранодиорит, сиенит), полевые шпаты (ортоклаз, микроклин), слюды (мусковит, биотит). В различных процессах слюды и полевые шпаты преобразуются (в зависимости от степени выветривания) в различные глинистые минералы: гидрослюду, монтмориллонит, хлорит, каолинит. Большая часть калия поступает в породы из водных растворов. С изменением глубины (давления, темпе-

ратуры) состав глин изменяется, например, монтмориллонит преобразуется в гидрослюду.

Калий образует только один ион, играющий роль компенсирующего катиона в структуре слюд, гидрослюд, слоистых глин. Поэтому по содержаниям калия (и тория) можно определить тип глинистых минералов (рис. 1.20).

К важнейшим калийсодержащим минералам относятся сильвин KCl, карналлит $KClMgCl_2 \cdot 6H_2O$ (14.1 % K), калиевая селитра KNO_3 (38.5 % K), полевые шпаты, микроклин ($KAlSi_3O_8$), ортоклаз ($K_2OA1_2O_3 \cdot 6SiO_2$), слюды – биотит $[K_2OAl_2O_3 \cdot 6(MgFe)O_2]$ и мусковит $[K_2OAl_2O_3 \cdot 6SiO_2 \cdot 2H_2O]$, нефелин $(NaK)_2OAl_2O_3 \cdot 2SiO_3$, глауконит (водный силикат K, Al, Fe) и др.

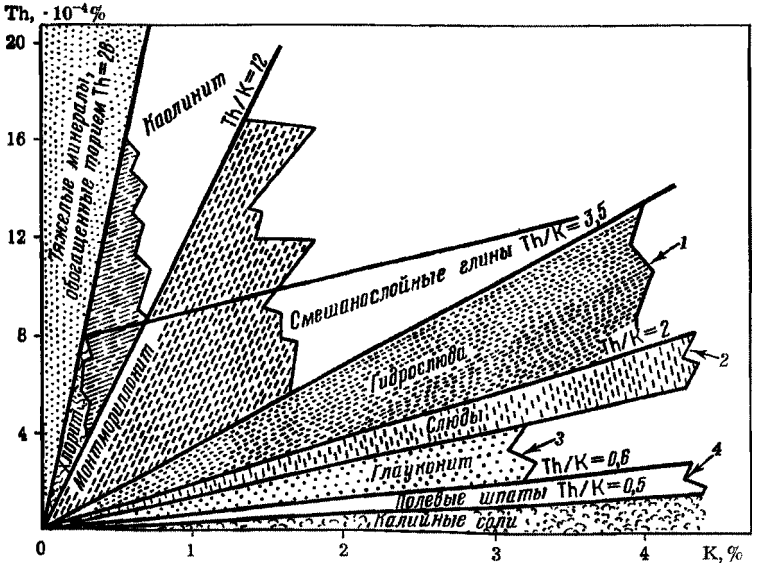


Рис. 1.20. **Сопоставление массовых содержаний тория и калия для идентификации глинистых минералов (данные фирмы «Шлюмберже»):**

линии: 1 – 70 %-го содержания гидрослюды; 2 – 40 %-го содержания слюд; 3 – 80 %-го содержания глауконита; 4 – 30%-го содержания полевых шпатов

Уран

Имеет три изотопа (все радиоактивны): ^{234}U; ^{235}U, ^{238}U с распространенностью $5{,}7 \cdot 10^{-3}$; 0,72 и 99,27 % и периодами полураспада $2{,}5 \cdot 10^{5}$; $7{,}1 \cdot 10^{8}$ и $4{,}4 \cdot 10^{9}$ лет соответственно. Средняя концентрация урана в земной коре составляет $3 \cdot 10^{-4}$ %. Материнскими для урана являются силикаты магматических пород.

Важнейшая геохимическая особенность урана – высокая миграционная способность благодаря образованию хорошо растворимого уранил-иона UO^{2+}. Содержание урана характеризует восстановительные условия и наличие углерода органического происхождения.

Торий

Имеет только один долгоживущий изотоп ^{232}Th, распространенность которого в земной коре составляет около $12 \cdot 10^{-4}$ %. Материнскими породами являются силикаты магматических пород. Все соединения тория нерастворимы, при разрушении (выветривании) пород они концентрируются в бокситах, тяжелых и глинистых минералах. В последних содержания тория изменяются от $8 \cdot 10^{-4}$ до $20 \cdot 10^{-4}$ % в зависимости от типа глин.

Основное назначение гамма-метода в нефтегазопромысловой геологии – количественное определение содержаний калия, урана и тория (спектрометрическая модификация, ГМ-С) и суммарного содержания радиоактивных элементов (интегральная модификация, ГМ).

Минералы осадочных пород подразделяются на четыре группы (низкой, средней, повышенной и высокой радиоактивности). По В.В.Ларионову, радиоактивность главных породообразующих минералов первой группы: кварца, кальцита, доломита, ангидрита, каменной соли и др. – не превышает 0.1 пкг-экв Ra/кг.

Вторая группа объединяет такие акцессорные минералы, как лимонит, магнетит, турмалин, корунд, гранит, а также такие минералы, как натрий-калиевые полевые шпаты (анортит, олигоклаз), роговая обманка, хлорит и др. Их радиоактивность заключается в пределах от 0.1 до 1 пкг-экв Ra/кг. К третьей группе принадлежат глинистые минералы, слюды, многие полевошпатовые минералы, калийные соли, серицит, апатит, обсидиан и сфен, их радиоактивность изменяется от 1 до 10 пкг-экв Ra/кг. В четвертую группу входят акцессорные минералы монацит, циркон, ортит с радиоактивностью более 10 пкг-экв Ra/кг, их радиоактивность на три порядка превосходит радиоактивность минералов первой группы.

Таблица 1.3

Концентрация урана, тория и калия (%) в осадочных отложениях континентальной части земной коры (средняя)

Группа пород	Порода	K	$U \cdot 10^4$	$Th \cdot 10^4$	Th/U	eU
Терригенные (песчано-глинистые)	Конгломерат, гравелит	1,5	2,4	9,0	3,7	8,6
	Кварцевый конгломерат	1,2	6,3	31,0	5–10	20,6
	Песчаник, алевролит	1,7	2,9	10,4	3,6	10,0
	Аргиллит, глинистый сланец, глина	2,7	4,0	11,5	2,9	13,4
Кремнистые	Кремнистый сланец, кварцит	0,3	1,7	2,2	1,2	3,1
	Глинисто-кремнистый сланец	1,1	2,8	6,2	2,2	7,2
Карбонатные	Известняк	0,3	1,6	1,8	1,1	2,8
	Мергель	0,8	2,8	2,5	0,9	5,2
	Доломит	0,4	3,7	2,8	0,8	5,5
	Битуминозный известняк	0,3	7,8	11,9	1,5	13,0
Соляные	Гипс, ангидрит	0,02	1,0	1,0	1,0	1,4
	Каменная соль	5–50	0,9	1,0	1,1	10,2–91
	Сильвин (KCl)	54	–	–	–	96,7
Каустобиолитовые	Каменный уголь	0,1	3,4	4,8	1,4	5,5
	Торф	–	2,0–5,0	5,2	1,8	4,0–7,0
	Горючий сланец	–	100–200	10–15	0,5	100–200

Глины и глинистые сланцы

Среди осадочных пород (за исключением калийных солей, некоторых горючих сланцев и кварцевых конгломератов) глины обладают в среднем наиболее высоким содержанием U, Th и K и радиоактивностью (табл. 1.3).

Относительно высокая радиоактивность глин и глинистых сланцев объясняется повышенной сорбцией урана, радия, тория и калия на глинистых частицах, присутствием минералов калия, тория и шестивалентного урана, образованием в условиях восстановительной среды минералов четырехвалентного урана, возникновением твердых растворов (некоторые из радиоактивных минералов могут образовывать с минералами глин твердые растворы).

Возможна значительная адсорбция ионов урана из природных вод, где он присутствует в виде:

1) легко растворимых карбонатных соединений, например, $Na_4UO_2(CO_3)_3$, диссоциирующегося на ионы Na+ и $[UO_2(CO_3)_3]^{2-}$;

2) урано-органических соединений;

3) золя гидроокиси $[UO_2(OH)_2]_n$ или других коллоидов;

4) сульфат-уранила UO_2SO_4 – наименее устойчивого в природных условиях и др.

Сорбенты не извлекают уран из наддонной воды. Сорбция начинается в стадии диагенеза, когда в иловых водах, богатых углекислотой, протекают химические реакции, существенно изменяющие состав и структуру осадка. Насыщение иловых вод биогенной двуокисью углерода приводит к разрушению уранил-карбонатных анионов. В результате разложения комплексов возрастает концентрация катионов урана и начинается их поглощение сразу несколькими сорбентами. При этом сорбирующими являются глинистые минералы (монтмориллонит, галлуазит, каолинит и др.), дисперсные агрегаты гидрослюд и хлоритов, измененные биотиты, серицит, глауконит. Концентрация равномерно рассеянного U в алюмосиликатном веществе нередко достигает 2 – 3 %.

Одной из причин скопления U в слоистых алюмосиликатах и пелитах со скрытокристаллической структурой является возникновение в них дисперсной гидроокиси титана – активного сорбента, извлекающего уран из поровых и морских вод. Породы легко отдают U в карбонатсодержащую жидкую фазу. Из появляющихся таким образом урансодержащих растворов могут осаждаться минералы урана.

Адсорбентами являются также коллоидные оксиды железа, алюминия, кремния, марганца и органические вещества.

Осаждение соединений урана наиболее интенсивно в восстановительной среде в присутствии органических веществ (гуминовых кислот и углистых остатков) и сульфидов. Органическое вещество адсорбирует из окружающей среды уран, иногда восстанавливая его до четырехвалентных соединений, нерастворимых в воде.

Совместное осаждение урановых, урансодержащих глинистых минералов и других соединений особенно интенсивно, если они возникают в непосредственной близости от разрушающихся урановых месторождений в зонах окисления и цементации первичных урановых месторождений. Однако чаще глинистые минералы и другие соединения адсорбируют уран, освободившийся при разрушении различных пород.

Адсорбция зависит от pH природных вод: она тем значительнее, чем меньше в растворе свободного кислорода и иона CO_3^{2-}, глубже и спокойнее воды, более дисперсны осаждающиеся частицы.

Повышенную радиоактивность глин и глинистых пород объясняют также относительно высоким содержанием в этих

породах калия (до 6.5 %), который находится здесь не только в минеральной (микроклин, ортоклаз, анортоклаз, нефелин, мусковит, флогопит, биотит, гидрослюда, глауконит и др.), но и в сорбированной форме.

Песчаники и алевролиты

Чаще всего радиоактивные элементы содержатся в песчаниках и алевролитах в виде изоморфной примеси к минералам тяжелой фракции. Радиоактивные элементы находятся в глинистой части этих пород в адсорбированном виде.

Песчаники и алевролиты содержат в среднем микроколичества U, Th и немного K (табл. 1.3). Повышенной радиоактивностью отличаются их калийсодержащие полимиктовые разности. Минеральное содержание радиоактивных элементов характерно для хорошо отсортированных морских, в основном кварцевых песчаников. Повышенное содержание радиоактивных элементов установлено для глинистых разностей песчаников, а также для песчаников с органическими примесями.

Для терригенных пород выявлены интенсивные прямые связи между общей удельной объемной гамма-активностью Q и их объемной емкостью катионного обмена; между Q и удельной поверхностью S; Q и остаточным водонасыщением $K_{в.о}$, а также между содержанием Th и теми же величинами (П.А.Курочкин).

Нередко глинистость определяет также и пористость песчаников, поэтому между коэффициентом их пористости $K_п$ и общей радиоактивностью $Q_Σ$ наблюдаются обратные корреляционные связи; они установлены и между Q_{Th} и $K_п$. Тесные корреляционные зависимости найдены между общей гамма-активностью Q и средним радиусом пор, коэффициентом проницаемости $K_{пр}$.

Значительная дифференциация горных пород по естественной радиоактивности явилась основой бескернового изучения геологического разреза скважин по данным гамма-метода в интегральной (ГМ) и спектрометрической (ГМ-С) модификациях.

Радиоактивность гордых пород изучают для решения следующих задач:

1. Установления пределов изменения гамма-активности литологически различных пород с целью корреляции немых толщ и классификации пород по минеральному составу.

2. Выяснения закономерностей изменения гамма-активности коллекторов нефти и газа в зависимости от их фильтрационно-емкостных свойств.

3. Реконструкции условий осадконакопления пород и выяснения цикличности процессов их образования (литолого-генетический и геоциклометрический анализ).

4. Выяснения связей концентраций радиоактивных элементов с фациальной характеристикой отложений и тектоническим развитием структур, благоприятных для скопления нефти и газа.

5. Выяснения взаимоотношений радиоактивности пород с их геохимическими особенностями: доломитизацией известняков, битуминизацией пород и радиогеохимическими аномалиями в зоне ВНК.

6. Изучения связи гамма-активности руд радиоактивных элементов с содержанием в них урана, радия и тория для определения типов руд.

Высокая петрофизическая информативность ГМ обусловлена особой ролью глин и конкретных глинистых минералов в формировании залежей углеводородов, и определяющим влиянием глин на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. В скважинах, заполненных минерализованной промывочной жидкостью или РНО, в карбонатных отложениях, когда диаграмма СП слабо дифференцирована, глинистость (для карбонатных отложений – содержание нерастворимого остатка) можно определить только по данным ГМ (или ГМ-С). В тех случаях, когда пористость контролируется глинистостью, по данным ГМ (ГМ-С) определяется эффективная пористость и проницаемость.

1.3.4. Гамма-метод

Какая же петрофизическая характеристика определяет показания метода естественной радиоактивности? Ответ на этот вопрос не очевиден и заслуживает специального рассмотрения.

Обозначим содержание j-го излучателя в единице объема породы через Q_j, и соответствующее число испускаемых с энергией E гамма-квантов через $S_j(E)$. При равномерном заполнении излучателем всего пространства. Если излучатели равномерно заполняют все пространство, то интенсивность излучения J(E) равна (подробно изложено в [20, 71]):

$$J(E)=\sum_{j=1}^{3}Q_jS_j(E)\,x$$
$$x\int_{\infty}\frac{\exp[-\mu(E)r]}{4\pi r^2}4\pi r^2dr=\mu^{-1}(E)\sum_{j=1}^{3}Q_jS_j(E)\equiv \quad (1.43)$$
$$\equiv\tilde{\mu}^{-1}(E)\sum_{j=1}^{3}q_jS_j(E),$$

где μ – массовый коэффициент ослабления; $q_j=Q_j/\delta$ – массовое содержание излучателя. В выражении (1.43) индекс j пробегает значения j=1 (^{40}K), j=2 (U+Ra с продуктами распада), j=3 (Th с продуктами распада).

Пусть детектор скважинного прибора регистрирует гамма-кванты с эффективностью $\eta(E)$, тогда показание прибора J будет:

$$J=\int_0^{\infty}\eta(E)J(E)dE=\sum_j C_jq_j, \quad (1.44)$$

где

$$C_j=\int_0^{\infty}\eta(E)\tilde{\mu}^{-1}(E)S_j(E)dE \quad . \quad (1.45)$$

Величина C_j называется концентрационной чувствительностью (для j-го радионуклида) и определяет показание прибора, соответствующее единице массовой концентрации j-го радионуклида (вместе с продуктами распада в состоянии радиоактивного равновесия), в однородной безграничной среде (или необсаженной сухой скважине).

Обратим внимание на то, что вследствие комптоновского механизма взаимодействия показания интегрального канала (ГМ) определяются не объемными, а массовыми содержаниями естественно-радиоактивных элементов (ЕРЭ). Ни число распадов, ни мощность экспозиционной дозы не характеризуют однозначно содержания ЕРЭ в породе и не обеспечивают сопоставимости результатов лабораторных и скважинных измерений.

При неспектрометрических измерениях по показаниям канала ГМ невозможно выделить гамма-излучение различных излучателей и количественно оценить содержание каждого из них в отдельности. Единственная возможность количественной интерпретации данных интегрального ГМ состоит в оценке суммарного содержания ЕРЭ в определенных единицах. Такими единицами могут быть эквивалентные массовые содержания отдельных радионуклидов, т. е. такие содержания, которым соответствуют одинаковые показания скважинного прибора.

Допустим, что в однородной безграничной среде, окружающей прибор, равномерно распределен j-й излучатель с единичной массовой концентрацией $q_j=1$. Определим эквивалентное по показаниям прибора содержание урана eU_j («урановый эквивалент j-го излучателя»):

$$J = C_j[1] \equiv C_u eU_j . \quad (1.46)$$

Откуда:

$$eU_j = C_j / C_u ; [eU_j] = [q_j] . \quad (1.47)$$

Аналогично можно ввести калиевый (eK_j) и ториевый (eTh_j) эквиваленты:

$$eK_j = C_j / C_K ; eTh_j = C_j / C_{Th} . \quad (1.48)$$

За единицу уранового эквивалента примем массовое содержание урана 10^{-4}% (в разведке на уран эта величина получила обозначение ur):

$$10^{-4}\%U = 1eU_U \equiv 1ur .$$

В разведке на уран эта величина является искомой величиной. Однако для изучения коллекторов нефти и газа, содержания ЕРЭ в которых сравнительно невелики, ее применение требует обоснования. Из определений (1.46) – (1.48) следует, что величина eU_j (eK_j, eTh_j) определяет массовое содержание урана (калия, тория), которому соответствует такое

же показание прибора, как и для единичного массового содержания j-го излучателя:

$$1\%K \rightarrow 1eU_K = C_K / C_U, ur 10^{-4}\%Th \rightarrow 1eU_{Th} = C_{Th} / C_U, ur. \quad (1.49)$$

На основании (1.47) и (1.48) урановый эквивалент eU суммарного содержания ЕРЭ определяет такое массовое содержание урана, при котором показание прибора в однородной безграничной среде такое же, как при данном содержании ЕРЭ в их природной смеси:

$$eU = \sum_j eU_j q_j. \quad (1.50)$$

Для определения концентрационных чувствительностей C_j необходимо выполнить измерения в четырех моделях пластов – «фоновой», «калиевой», «урановой», «ториевой» (для контроля дополнительно проводятся измерения в модели со смесью излучателей). Тогда на основании (1.45) получаем систему уравнений, разрешимую относительно C_j. Измерения выполняются в специальных моделях пластов, прошедших государственную аттестацию в качестве стандартных образцов содержаний ЕРЭ.

Используя определения (1.46) и (1.48) можно показать, что в отличие от C_j, значения eU_j должны быть устойчивыми относительно изменения конструкционных параметров аппаратуры.

Экспериментальные данные подтверждают, что для различных типов аппаратуры значения C_j изменяются в широком диапазоне, однако соответствующие эквиваленты остаются практически постоянными. Это означает, что для довольно широкого класса аппаратуры (интегральный канал приборов с диаметром более 6 см, предназначенных для исследования разрезов нефтегазовых скважин) параметр eU_j (eK_j, eTh_j) переходит из разряда метрологических в разряд физических. Независимо от типа аппаратуры урановый эквивалент eU вычисляется по известным содержаниям $\{q_j\}$ по правилу (1.50):

$$eU = 1.79 q_K[\%] + q_U[10^{-4}\%] + 0.39 q_{Th}[10^{-4}\%].$$

Оценим вклад ε_j различных излучателей (K, U, Th) в результирующие показания канала интегрального ГМ:

$$\varepsilon_j = J_j / J = C_j q_j / \sum_j C_j q_j \equiv eU_j q_j / eU ,$$

где eU определяется выражением (1.50). Полагая q_j=const, находим:

$$\varepsilon_j = eU_j / \sum_j eU_j .$$

Используя численные значения eU_j, легко оценить, что вклад калия составляет около 60 %, а равновесных урана и тория – соответственно 30 и 10 %.

Петрофизическая модель гамма-метода

Переход к определению суммарного содержания ЕРЭ в единицах уранового эквивалента позволяет строго сформулировать петрофизическую модель ГМ в виде:

$$eU = \frac{1}{\delta} \sum_i eU_i \delta_i K_i ; \quad \delta = \sum_i \delta_i K_i ; \quad \sum_i K_i = 1, \qquad (1.51)$$

где δ – плотность породы; δ_i, eU_i, K_i – соответственно минералогические плотности, урановые эквиваленты и объемные содержания компонент. Эта модель включается в систему уравнений комплексной петрофизической интерпретации данных ГМ (в комплексе с другими методами ГИС).

Из петрофизической модели (1.51) следует, что значения eU существенно зависят от множества факторов, причем эти зависимости (в частности, от содержания и типа глинистого цемента) в коллекторах различного типа могут существенно различаться. Однако в шкале относительной глинистости $\eta = K_{гл}/(K_п + K_{гл})$, нормированной на ее максимальное значение $\eta_{max} = 1 - \mu/M$ (μ – полная флюидоудерживающая способность коллектора, M – пористость матрицы) для двойного разностного параметра ΔeU, соответствующая зависимость $\Delta eU(\eta^*)$ от величины $\eta^* = \eta/\eta_{max}$:

$$\Delta eU(\eta^*) = [eU(\eta^*) - eU(0)]/[eU(1) - eU(0)], \qquad (1.52)$$

слабо зависит от параметра М (скелетной пористости) и практически не зависит от соотношения радиоактивностей матрицы и цемента. Для различных значений М мы имеем семейство нелинейных кривых (рис. 1.21) $\Delta eU(\eta^*)$. При неизменных диаметре скважины и свойствах промежуточных зон выполняется равенство $\Delta eU = \Delta J g_\gamma$, где $\Delta J g_\gamma$ – двойной разностный параметр ГМ:

$$\Delta J_\gamma = (J - J_{min})/(J_{max} - J_{min}).$$

Таким образом, из петрофизической модели ГМ вытекает, что параметр ΔeU определяется величиной нормированной эффективной пористости Ψ (нормированной относительной

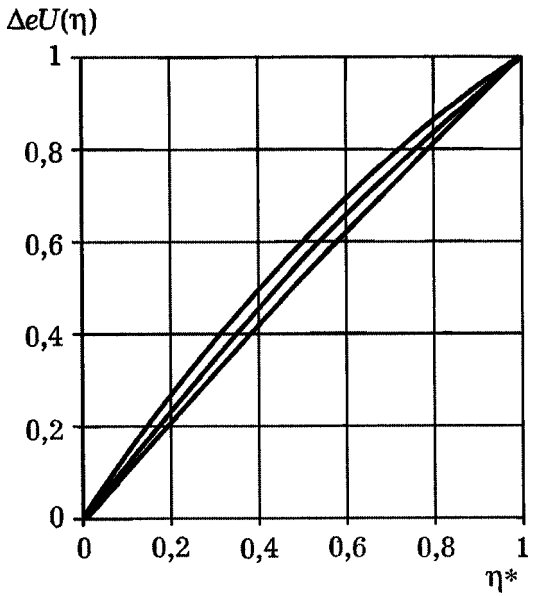


Рис. 1.21. **Зависимости двойного разностного параметра по урановому эквиваленту от нормированной относительной глинистости при различных значениях скелетной пористости (шифр криаых, %)**

Таблица 1.4

Концентрации урана, тория, калия в осадочных отложениях континентальной части земной коры (средние) (по данным [20] с дополнениями)

Порода	K, %	U,10^{-4}%	Th,10^{-4}%
Песчаник, алевролит	1.7	2.9	10.4
Аргиллит, глина	2.7	4.0	11.5
глауконит	5.1 – 5.3	–	<10
м/мориллонит	0 – 4.9	2 – 5	14 – 24
каолинит	0.4	1.5 – 3	6 – 19
иллит	3.5 – 6.7	1.5	10 – 25
хлорит	0 – 0.35	–	3 – 5
Известняк	0.3	1.6	1.8
Доломит	0.4	3.7	2.8
Битуминозный известняк	0.3	7.8	11.9
Гипс, ангидрит	0.02	1.0	1.0
Сильвин	54	–	–

глинистости η*). Следовательно, ГМ (ГМ-С) является одновременно и «методом относительной глинистости», и «методом эффективной пористости».

Можно указать, по крайней мере, *три признака применимости* ГМ для определения эффективной пористости. Каждый из этих признаков состоит в наличии значимой корреляции между:

1. Диаграммами ГМ и ПС (при отсутствии данных ГМ-С).
2. Содержаниями калия, урана и тория.
3. Содержаниями калия и тория при относительно низком содержании урана (признаки 2 и 3 – при наличии данных ГМ-С).

В сложных терригенных полиминеральных глинистых коллекторах условия применимости интегрального гамма-метода (ГМ) для определения эффективной пористости не выполняются. Применение гамма-спектрометрии (ГМ-С) существенно расширяет область применимости метода естественной радиоактивности, в частности, на случай полиминеральных глинистых коллекторов.

Таблица 1.5

Применения спектрометрии естественного гамма-излучения в скважинах (по В.Фертлу, с изменениями и дополнениями)

Отношения	Диагностическая значимость
Th/U	Условия осадкообразования: ▪ Th/U>7 – континентальные условия, окислительная среда, выветренные почвы; ▪ Th/U<7 – морские осадки, серые и зеленые глинистые сланцы, граувакки; ▪ Th/U<2 – морские черные глинистые сланцы, фосфаты
U/K	▪ Оценка содержания ТОВ в породах; ▪ Стратиграфические корреляции; ▪ Выявление стратиграфических несогласий, диагенетически преобразованных глинистых, карбоиатных и других отложений; ▪ Установление связей с кавернами и системами естественных трещин в пластах
Th/K	▪ Установление фациального типа отложений; ▪ Восстановление палеогеографических и палеоклиматических условий образования фаций; ▪ Определение условий осадконакопления, удаленности от древней береговой линии; ▪ Выявление диагенетических изменений глинистых минералов; ▪ Определение типов глин

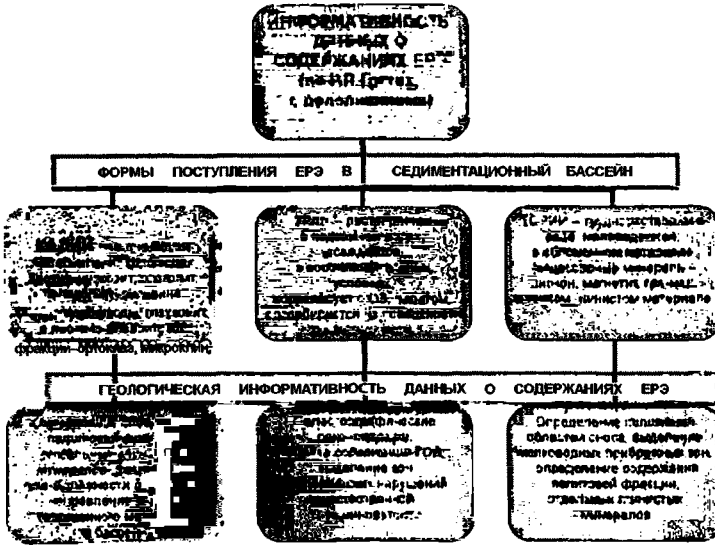


Рис. 1.22. **Формы поступления ЕРЭ в седиментационный бассейн и геологическая информативность данных о содержаниях ЕРЭ (по Р.П.Готтих с дополнениями)**

Таблица 1.6

Распределение природных гамма-излучателей: калия, урана и тория (с продуктами распада) в окнах спектрометра (по Коху и Козански)

Окна *i*	Энергия, КэВ	Изотоп	Продукт распада
i = 1 (K).	1661	^{214}Bi	U
Ширина окна	1638	^{228}Ac	Th
1360–1560 КэВ	1631	^{228}Ac	Th
	1621	^{212}Bi	Th
	1588	^{228}Ac	Th
	1580	^{228}Ac	Th
	1509	^{214}Bi	U
	1502	^{228}Ac	Th
	1496	^{228}Ac	Th
	1461 *	^{40}K*	K *
	1459	^{228}Ac	Th
	1408	^{214}Bi	U
	1402	^{214}Bi	U
	1378	^{214}Bi	U
	1281	^{214}Bi	U
	1238	^{214}Bi	U
			K, U
	Комптоновское рассеяние	>1240 фотопик	Th
i = 2 (U),	1848	^{214}Bi	U
Ширина окна	1765 *	^{214}Bi	U *
1670–1870 КэВ	1730	^{214}Bi	U
	1661	^{214}Bi	U
	1631	^{228}Ac	Th
	1621	^{212}Bi	Th
	1586	^{228}Ac	Th
	1580	^{228}Ac	Th
			U
	Комптоновское рассеяние	>1520 фотопик	Th
i = 3 (Th),	2614 *	^{208}Tl *	Th *
Ширина окна	2448	^{214}Bi	U
2050–2850 КэВ	2204	^{214}Bi	U
			U, Th
	Комптоновское рассеяние	>2220 фотопик	

* Характеристический пик излучателя

1.3.5. Гамма-метод спектрометрический

По данным спектрометрии естественного гамма-излучения в обсаженных и необсаженных скважинах количественно определяются массовые содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) – калия, урана, тория. Средние содержания, характерные для осадочного чехла, приведены в табл. 1.4.

Данные о распределении ЕРЭ по глубине и простиранию позволяют производить детальное литологическое расчленение и стратиграфические корреляции разрезов; определять минеральный состав глин; количественно оценивать глинистость и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов; выделять зоны, обогащенные тяжелыми минералами и др. На рис.1.22 приведены способы накопления ЕРЭ в осадочных горных породах и перечислены задачи, решаемые на основе информации о содержаниях ЕРЭ.

При анализе данных о содержаниях ЕРЭ в качестве диагностических признаков также используются отношения (табл. 1.5).

Спектрометрический анализ содержаний ЕРЭ основан на измерениях гамма-излучения в нескольких (не менее трех) энергетических интервалах (окнах), в каждом из которых преобладает изучение одного из определяемых нуклидов (K, U, Th). В табл. 1.6 приведено распределение энергий различных излучателей в трех спектральных окнах – калиевом, урановом и ториевом (обычно одновременно осуществляется интегральная регистрация при $E\gamma>1$ МэВ). В каждом окне помимо характеристического фотопика излучателя на фоне излучения равновесных продуктов распада регистрируется непрерывный спектр комптоновского рассеяния.

Интерпретационная модель спектрометрической модификации гамма-метода (ГМ-С) для каждого из спектральных окон для однородной среды или сухой необсаженной скважины имеет вид:

$$J_i = \sum_j C_{ij} q_j, \qquad i = 1,2,3,...,N \qquad j = 1,2,3, \qquad (1.53)$$

где C_{ij} – концентрационная чувствительность i-го окна для j-го излучателя (для трехканальной модификации ГМ-С: j=1(K), 2(U-

Ra), 3(Th)). Массовые содержания q_j находятся решением системы уравнений (1.53).

Модель (1.53) справедлива для статической аномалии (показаний) в однородном пласте, насыщенном по мощности, при отсутствии промежуточных зон между прибором и породой (сухая необсаженная скважина).

Для пласта, насыщенного по мощности, при заданных технических условиях измерений (включая метрологические характеристики аппаратуры), и произвольных содержаниях ЕРЭ во всех зонах системы скважина-пласт (Кожевников Д.А., 1986):

$$J_\gamma(E_i,\vec{x}) = \sum_{k=1}^{N}\sum_{j=1}^{3} C_j(E_i)G_{kj}(E_i,\vec{x}).q_{kj},$$

где i – номер спектрального окна (канала, максимальное число каналов n),.$G_{kij}(.)$ – относительный вклад излучения k-той зоны в результирующую скорость счета для j-того излучателя в i-том канале (интегральный радиальный геометрический фактор зоны); q_{kj} – массовое содержание j-го излучателя в k-той зоне; N – число зон в системе скважина-пласт (пласт является N-й зоной); E – энергия регистрируемого излучения, x – совокупность параметров, характеризующих условия измерений.

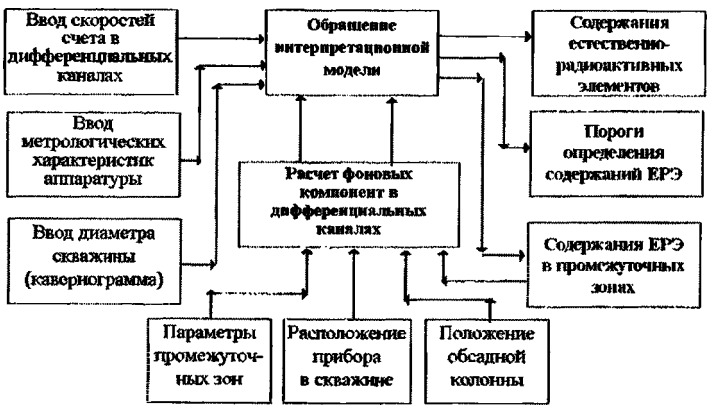


Рис. 1.23. **Схема определения содержаний ЕРЭ по показаниям трехканального спектрометра**

Предварительная обработка, учет фона и скважинных условий измерений выполняются специальным алгоритмом [72, 75, 76] по схеме, приведенной на рис. 1.23.

Петрофизическая модель для определения объемных содержаний основных минеральных компонент коллекторов нефти и газа по данным плотностного гамма-гамма-метода и спектрометрии гамма-излучения естественной радиоактивности имеет вид:

$$\sigma P_m = \sum_n \sigma_n R_{mn} K_n ; \qquad \sigma = \sum_n \sigma_n K_n ; \qquad \sum_n K_n = 1, \qquad (1.54)$$

где m – индекс входного петрофизического параметра (плотность, объемные содержания калия, урана, тория; суммарное содержание ЕРЭ в единицах уранового эквивалента); σ – объемная плотность породы; n – индекс компоненты (флюид, глинистый материал, органическое вещество, минеральная матрица); K_n, σ_n – объемное содержание n-й компоненты и ее минералогическая плотность; $||R_{mn}||$ – матрица петрофизических характеристик компонент породы.

Для петрофизической настройки алгоритма нахождения $\{K_n\}$ можно использовать данные лабораторных определений по керну содержаний K, U, Th, пористости, плотности, глинистости. Устойчивость алгоритма обеспечивается контрастом содержаний ЕРЭ в компонентах, контрастом плотностей матрицы и органического вещества, высоким содержанием урана в ОВ и тесной связью между ними, возможностью диагностики типа преобладающего глинистого минерала (по отношению K/Th) и автоматической петрофизической подстройкой алгоритма.

Петрофизические модели (1.51) и (1.54) дают количественную основу для петрофизического моделирования связей показаний ГМ и ГМ-С с фильтрационно-емкостными свойствами пород, их минералогическим и гранулометрическим составом. В общем случае компонентная модель породы может включать в себя не только минеральные компоненты, но и структурные – различные формы глинистого материала, а также различные гранулометрические фракции.

1.3.6. Взаимодействия гамма-квантов

Мерой взаимодействия гамма-квантов (как и других частиц) с веществом являются эффективные сечения взаимодействия – микроскопическое и макроскопическое. *Микроскопическое сечение* σ определяет вероятность взаимодействия одной частицы с другой частицей-мишенью (ядром, электроном, атомом). *Макроскопическое сечение* Σ – это мера вероятности взаимодействия частицы с единицей объема вещества; оно равно произведению микросечения на число мишеней в единице объема. По исторически сложившейся традиции, макросечение для гамма-квантов обычно называют линейным коэффициентом ослабления и обозначают μ (вместо Σ, принятого для обозначений макросечения). Величина $1/\Sigma$ определяет длину свободного пробега для конкретного типа взаимодействия.

Гамма-излучение ослабляется в веществе вследствие: фотоэффекта; комптоновского эффекта; образования пар; фотоядерных взаимодействий.

При фотоэффекте (рис. 1.24) гамма-кванты взаимодействуют с электронной оболочкой атома. Возникающий фотоэлект-

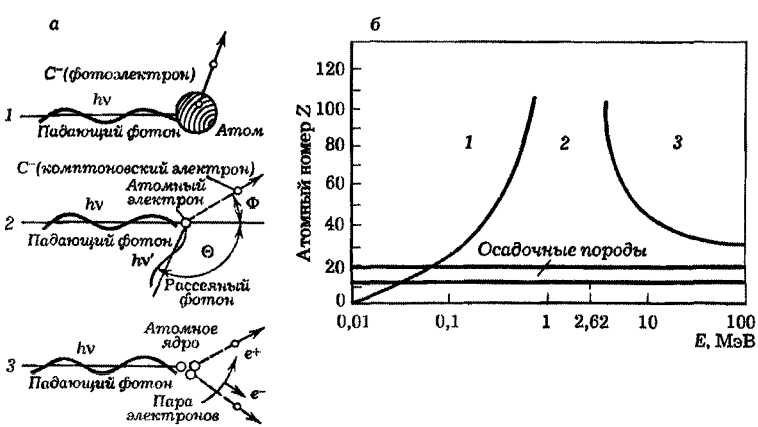


Рис. 1.24. **Основные типы взаимодействий гамма-излучения с веществом (а) и диапазоны энергий и атомных номеров, в которых они проявляются (б) (МАГАТЭ, 1976 г.):**
1 – фотоэффект; 2 – комптоновское рассеяние;
3 – эффект образования электрон-позитронных пар

Таблица 1.7

Характеристики фотоэлектрического поглощения гамма-квантов для некоторых элементов и породообразующих минералов (В.Бертоззи, Д.Эллис, Дж. Вол, 1981 г.)

Элемент, минерал	Формула	Молекулярная (атомная) масса	Z	Pe	Плотность δ, г/см3	Электронная плотность 2δ<Z/A
Элементы						
Водород		1,008	1	0,00025		
Углерод		12,011	6	0,1588		
Кислород		16,000	8	0,44784		
Натрий		22,991	11	1,4093		
Магний		24,32	12	1,9277		
Алюминий		26,98	13	2,5715	2,700	2,602
Кремний		28,09	14	3,3579		
Сера		32,066	16	5,4304	2,070	2,066
Хлор		35,457	17	6,7549		
Калий		39,100	19	10,081		
Кальций		40,08	20	12,26		
Титан		47,90	22	17,089		
Железо		55,86	26	31,181		
Стронций		87,63	38	122,24		
Цирконий		91,22	40	147,03		
Барий		137,36	56	493,72		
Минералы						
Ангидрит	$CaSO_3$	136,146		5,055	2,960	2,957
Барит	$BaSO_4$	233,366		266,8	4,500	4,011
Кальцит	$CaCO_3$	100,09		5,085	2,710	2,708
Карналлит	$KCl{\cdot}MgCl_2{\cdot}6H_2O$	277,88		4,089	1,61	1,645
Целестин	$SrS0_4$	183,696		55,13 ~	3,960	3,708
Корунд	$A1_2O_3$	101,96		1,552	3,970	3,894
Доломит	$CaCO_3{\cdot}MgCO_3$	184,42		3,142	2,870	2.864
Гипс	$CaSO_4{\cdot}\ 2H_20$	172,18		3,420	2,320	2,372
Галит	NaCl	58,45		4,65	2,165	2,074
Гематит	Fe_2O_3	159.70		21,48	5,240	4,987
Ильменит	$FeO{\cdot}TiO_2$	151,75		16,63	4,70	4,46
Магнезит	$MgCO_3$	84,33		0,829	3,037	3,025
Магнетит	Fe_3O_4	231,55		22,08	5,180	4,922
Марказит	FeS_2	119,98		16,97	4,870	4,708
Пирит	FeS_2	119,98		16,97	5,000	4,834
Кварц	SiO_2	60,09		1,806	2,654	2,650
Рутил	TiO_2	79,90		10,08	4,260	4,052
Сильвин	KCl	74,557		8,510	1,984	1,916
Циркон	$ZrSiO_4$	183,31		69,10	4,560	4,279
Вода	H_2O	18,016		358	1,000	1,110
Соленая вода	(120 г/л NaCl)			807	1,086	1,185
Нефть				119	0,850	0,948
				125	0,850	0,970

рон уносит часть энергии гамма-излучения $E=h\nu-E_0$, где E_0 – энергия связи электрона в атоме. Процесс идет при E не более 0.5 МэВ. В результате фотоэффекта также возникает характеристическое рентгеновское излучение.

Микроскопическое сечение фотоэффекта зависит от энергии гамма-кванта и порядкового номера Z элемента

$$\sigma_{\phi} = 12.1E^{-3.15}Z^{4.6} \text{ [барн/атом]}. \quad (1.55)$$

Сильная зависимость от Z позволяет использовать фотоэффект для количественного определения содержаний тяжелых элементов в горных породах (рентген-радиометрический и селективный гамма-гамма-методы).

При комптоновском эффекте гамма-излучение взаимодействует с электронами, передавая им часть энергии, и затем распространяется в горной породе, испытывая многократное рассеяние с изменением первоначального направления дви-

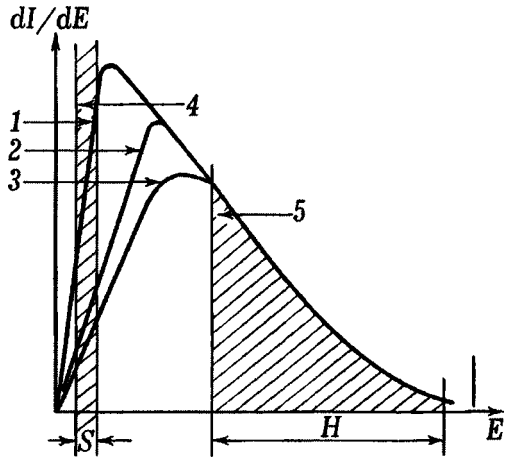


Рис. 1.25. **Спектр многократно рассеянного гамма-излучения в породах одинаковой плотности, но различного состава (по И.Г.Дядькину, 1978 г.; В. Бертоззи, Д. Эллису, Дж. Волу, 1981 г.):** 1-3 – атомные номера Z соответственно малые, средние и большие; 4 – область фотоэффекта и комптоновского рассеяния; 5 – область комптоновского рассеяния, S – мягкая часть спектра; H – жесткая (комптоновская) часть спектра

жения. Этот процесс возможен при любых энергиях гамма-квантов и является основным при 0.2<E<3 МэВ, то есть именно в области спектра первичного излучения естественно-радиоактивных элементов.

Процесс образования электрон-позитронных пар, возникающих из фотонов в поле ядер атомов, наиболее вероятен для пород, содержащих тяжелые элементы при энергиях не менее 1.02 МэВ.

Таким образом, при различных энергиях гамма-кванты взаимодействуют преимущественно с различными мишенями: атомами, электронами, атомными ядрами.

Электронная плотность сред, состоящих из элементов с отношением Z/A=1/2, строго пропорциональна объемной плотности (табл. 1.7). Такие среды называются «нормальными». Вследствие присутствия водорода, для которого Z/A=1, горные породы отличаются от «нормальных» сред; мерой этого отличия является «коэффициент приведения к нормальной среде».

Эффективный атомный номер среды сложного состава – это порядковый номер такой моноэлементной среды, сечение фотоэлектрического поглощения которой такое же, как в данной многоэлементной среде.

Для моноэлементной среды $n_e=\delta N_A Z/A$, где N_A – число Авогадро; A и Z – массовое число и порядковый номер; δ – плотность. Поскольку условие устойчивости атомных ядер (условие насыщения ядерных сил) требует, чтобы $A=N+P\approx N+Z\approx 2Z$, ($N\approx Z$) (где N и P – числа нейтронов и протонов в ядре), то Z/A=0.5 независимо от типа элемента (единственное исключение составляет водород).

Таким образом, при комптоновском рассеянии макросечение $\mu_к$ определяется плотностью (величина $2\delta Z/A$ называется *электронной плотностью*). Этот факт служит строгим физическим обоснованием плотностной модификации гамма-гамма-метода.

Для удобства сравнения влияния фотоэффекта и комптоновского рассеяния используется сечение фотопоглощения на один электрон:

$$\sigma_ф / Z = P_e \cdot 10^{-2} (E/132)^{-3,15}, \quad (1.56)$$

где величина P_e («индекс фотоэлектрического поглощения») равна $(Z/10)^{3,6}$ (табл. 1.7). Отношение сечений $\mu_ф/\mu_к=\sigma_ф/Zs_к\approx P_e/\sigma_к$.

Эффективный атомный номер $Z_{эф}$ выражается следующим образом (для многоэлементной среды):

$$Z_{эфф} = \left[\frac{\sum (Z_i / A_i) \cdot P_i \cdot Z_i^{3.6}}{\sum (Z_i / A_i) \cdot P_i} \right]^{1/3.6} \qquad (1.57)$$

где Z_I, A_I,P_I – порядковый номер, атомный вес и весовая (массовая) доля I-го элемента соответственно и суммирование распространено на все элементы в естественной смеси.

Спектр многократно рассеянного излучения (рис. 1.25) от моноэнергетического источника включает рассеянное излучение, но с уменьшением энергии все больший вклад дает многократно рассеянное излучение. Пока сечение фотоэффекта мало, определяющим фактором является электронная плотность вещества, которая, в свою очередь, определяется плотностью среды. С увеличением сечения фотоэлектрического поглощения (в соответствии с уменьшением энергии гамма-квантов) амплитуда спектра убывает и определяется уже не только плотностью, но и эффективным атомным номером вещества (индексом фотоэлектрического поглощения). Поэтому спектрометрическая регистрация позволяет определять не только плотность породы, но и ее эффективный атомный номер (литологический тип породы).

1.3.7. Методы рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма-методы)

В гамма-гамма-методе (ГГМ) горная порода облучается источником гамма-квантов и регистрируется интенсивность гамма-излучения, достигающего индикатора излучения, расположенного на некотором расстоянии от источника. Это расстояние называется длиной зонда *l*. Точку записи однозондового ГГМ относят к середине между центрами источника и детектора, двухзондового ГГМ – к середине между центрами детекторов. Между источником и индикатором устанавливают фильтр из тяжелого металла (Fe, Pb, W и др.), практически полностью поглощающий прямое гамма-излучение источника.

Когда гамма-кванты большой энергии (порядка 1 МэВ), вылетающие из источника, претерпевают несколько актов рас-

сеяния и значительно уменьшают свою энергию, они поглощаются в результате фотоэффекта. Поскольку взаимодействие гамма-кванта с веществом является случайным процессом, разные кванты до своего поглощения успевают пройти различное расстояние от источника. По мере удаления от источника поток квантов убывает с расстоянием тем быстрее, чем больше коэффициент ослабления μ, то есть чем выше плотность среды и концентрация тяжелых элементов в ней. Вследствие этого поток гамма-квантов у детектора, располагаемого на относительно большом расстоянии от источника (более 15 – 20 см), уменьшается с увеличением плотности горной породы и концентрации в ней тяжелых элементов. Степень влияния последнего фактора на показания ГГМ можно менять пу-

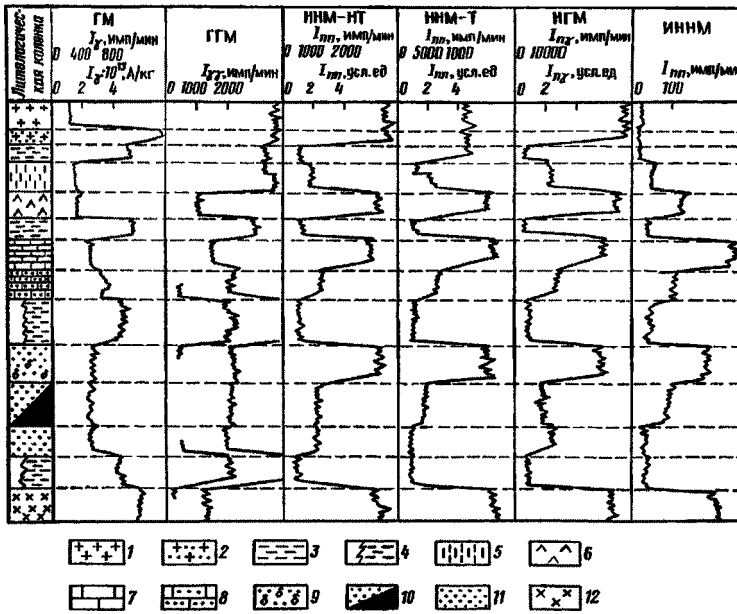


Рис. 1.26. **Схематические диаграммы, полученные ядерными методами в разрезе осадочных пород [42]:**
1 – каменная соль; 2 – калийная соль; 4 – размытый пласт с глубокой каверной; 5 – гипс; 6 – ангидрит; 7 – известняк низкопористый; 8 – известняк высокопористый; песчаник: 9 – газоносный; 10 – нефтеносный; 11 – водоносный; 12 – метаморфизованная порода

тем выбора начальной энергии гамма-квантов (выбором источника) и энергии квантов, преимущественно регистрируемых индикатором (выбором индикатора). В соответствии с этим существуют две модификации ГГМ: плотностной гамма-гамма-метод (ГГМ-П) и селективный (ГГМ-С).

Все модификации ГГМ имеют малую зону исследования (10 – 15 см для ГГМ-П и еще меньше для ГГМ-С), поэтому их показания в значительной степени зависят от положения прибора в скважине, изменений в ближней зоне (плотности бурового раствора, толщины глинистой корки, диаметра скважины, наличия крепления скважины и т.п.).

Для уменьшения влияния скважины прибор прижимают к стенке скважины, а источник и детектор экранируют экраном из тяжелого металла за исключением стороны, обращенной к породе.

Из-за малой зоны исследования метод ГГМ для изучения геологического разреза обычно применяют в необсаженных скважинах. В обсаженных скважинах показания ГГМ в зависимости от типа источника и конструкции зонда определяются в основном толщиной и плотностью цементного камня, толщиной или внутренним диаметром обсадной колонны, и потому метод применяется для определения качества цементирования, толщины и внутреннего диаметра колонны (глава «Методы промыслово-геофизического контроля месторождений нефти и газа»).

Плотностная модификация ГГМ

В *плотностной модификации ГГМ* применяется источник гамма-квантов относительно большой энергии, чаще всего ^{60}Co, испускающий кванты с энергией 1.17 и 1.33 МэВ. Детектор гамма-излучения размещается в толстом корпусе из тяжелого металла (железо), почти полностью поглощающем кванты с энергией меньше 0.15 – 0.2 МэВ. Показания метода определяются комптоновским рассеянием и зависят лишь от плотности среды, окружающей скважинный прибор: чем больше плотность среды, тем меньше показания ГГМ-П. Размер зонда при ГГМ-П обычно 20 – 40 см.

В качестве эталонных сред для эталонирования прибора ГГМ-П используют блоки из материалов различной плотности (алюминий, бетон и т.п.), имеющие полуцилиндрические выемки для размещения там зондовой части прибора (с направлением коллимационных окон к блоку).

Плотностную модификацию ГГМ применяют для разделения в разрезе скважин пород с различной плотностью, например, для

расчленения гидрохимических пород (рис. 1.26), для выделения руд с большой плотностью (хромитовые, марганцевые, железные и др.), каменных углей, для определения объемной плотности и пористости пород, а также для определения литологического состава пород в комплексе с другими методами ГИС. Плотность породы имеет нелинейную петрофизическую модель относительно объемных содержаний компонент породы. Однако это не препятствует использованию данных ГГМ-П в системе петрофизических уравнений для определения литологического состава и пористости полиминеральных отложений (раздел 3.2).

Непосредственно по показаниям ГГМ-П получают объемную плотность горных пород. Определение коэффициента пористости $K_п$ для мономинеральных пород по объемной плотности $\delta_п$ требует знания плотности $\delta_м$ минерального скелета породы и плотности флюидов, заполняющих ее емкостной пространство. Методика оценки пористости изложена в разделе 3.5.1.

Условия скважинных исследований наименее благоприятны для определения плотности породы по данным ГГМ. Поскольку плотность жидкости, заполняющей скважину, всегда меньше плотности породы, скважина гораздо «прозрачнее» для гамма-квантов, чем пласт, что определяет сильное влияние скважины на показания (тем более сильное, чем больше размер зонда). В современной скважинной аппаратуре влияние скважины практически полностью исключается (для зондов размером не более 50 см) благодаря особым конструктивным мерам: прижимному устройству, специальным фильтрам, экранам и коллиматорам у источника и детекторов, «каплевидной» форме поперечного сечения зонда.

Основная проблема интерпретации данных ГГМ сводится к учету (или исключению) влияния промежуточной зоны, в качестве которой обычно предполагается глинистая корка. Это предположение существенно ограничивает диапазон изменения свойств промежуточной зоны, которая в действительности одновременно с глинистой коркой может включать зону уплотнения (кольматации) или зону разуплотнения.

Количественное определение плотности пород в отечественных и зарубежных приборах ГГМ осуществляется с помощью вычислительных алгоритмов, получаемых на основе эмпирического обобщения результатов физического (натурного) или математического (по методу «Монте-Карло») моделирования. Эмпирический характер этих алгоритмов принци-

пиально ограничивает возможности анализа их точностных характеристик, в особенности, при наличии промежуточной зоны.

Метрологические параметры (раздел 1.7) двухзондовой аппаратуры гамма-гамма плотномера любого типа – это чувствительность показаний к плотности S и радиальная чувствительность a. Два таких параметра характеризуют каждый зонд (каждую пару источник - детектор). Чувствительность S_i – определяется следующим образом:

$$S_i = (\delta_{01} - \delta_{02})^{-1} \ln\left[\frac{I_i(\delta_{02})}{I_i(\delta_{01})}\right], i=1, 2 , \qquad (1.58)$$

то есть как относительное изменение показаний на единичное изменение электронной плотности пласта при отсутствии промежуточной зоны (глинистой корки). Радиальная чувствительность определяется по формуле:

$$a_i = T^{-1} \ln[(\delta - \delta_\Delta)/(\delta_i - \delta_\Delta)], \qquad (1.59)$$

где эффективные электронные плотности δ_i определяются следующим образом:

$$\delta_i = \delta_0 - S^{-1} \ell n\left[\frac{I_i(\delta)}{I_i(\delta_0)}\right], \qquad (1.60)$$

где δ_i – эффективные плотности, определяемые по показаниям короткого (l=1) и длинного (l=2) зондов; δ_0 – плотность метрологического образца базового (МОБ); i_i – текущие показания i-го зонда в исследуемой среде с плотностью δ_i; J – показания i-го зонда в метрологическом базовом образце (МОБ); δ_Δ – средняя плотность промежуточной зоны толщиной h:

$$\delta_0 = \frac{T}{h}, T = \int_0^h \delta(h')dh' , \qquad (1.61)$$

где T – массовая толщина промежуточной зоны; δ(h) – закон радиального изменения ее плотности).

Таблица 1.8

Метрологические параметры скважинной аппаратуры ГГМ-п

Параметры	РКС-1				РГП-2
	среднее	ср. - кв. укл.10^2	асимметр. a.10	эксцесс. e	среднее
S_1	0.541	0.784	0.681	0.829	0.69
S_2	2.060	2.58	0.467	0.703	2.32
a_1	0.259	0.825	2.10	-0.313	–
a_2	0.106	1.480	2.19	0.044	–
$K= a_1/a_2$	2.48	8.30	2.05	0.101	2.11
δ_0, г/см^3	2.71	0.004	–	–	2.58
$C=I_{01}/I_{02}$ *	8.0	–	–	–	4.6

** для РКС-1 измеряется на МОБ (в алгоритме интерпретации не используется), для РГП-2 указывается в паспорте прибора (используется в алгоритме).*

Для определения S_1 необходимо провести измерения в двух метрологических образцах (раздел 1.7) с надежно определенными плотностями (при отсутствии промежуточной зоны). Для определения радиальных чувствительностей a_1 необходимо провести измерения на любом из указанных образцов с имитатором глинистой корки. Для точного определения радиальной чувствительности необходимо оптимальное соотношение между контрастом плотности метрологического образца и имитатором корки, а также толщиной корки.

При алгоритмической интерпретации данных ГГМ выступает метрологический параметр K, производный от a_1– коэффициентов радиальной чувствительности:

$$K = a_1 / a_2 = \ln\left(\frac{\delta_1 - \delta_\Delta}{\delta_0 - \delta_\Delta}\right) \Big/ \left(\frac{\delta_2 - \delta_\Delta}{\delta_0 - \delta_\Delta}\right). \qquad (1.62)$$

Радиальная чувствительность представляет собой относительное изменение показаний на единичное изменение массовой толщины промежуточной зоны и определяется по результатам метрологических измерений в базовых образцах (гл.1.4) с имитаторами промежуточной зоны.

В табл. 1.8 приведены значения метрологических характеристик аппаратуры типа РКС-1, рассчитанные по экспериментальным данным.

Табл. 1.8 характеризует реальный разброс значений параметров, обусловленный всевозможными «шумами» измерений. Ра-

диальные чувствительности и значение К определены по измерениям в среде с плотностью 2.71 г/см^3 при наличии промежуточной зоны с плотностью 1.3 г/см^3 толщиной 20 мм. Параметры S_i определены по паре сред с плотностями 2.71 и 1.96 г/см^3. В этой же таблице приведены средние значения метрологических параметров отечественной аппаратуры ГГМ типа РГП-2.

Для «комптоновских» промежуточных зон радиальные чувствительности $a_{1,2}$ не зависят от плотности (табл. 1.8). Для тяжелых (баритовых) глинистых корок из-за изменения спектра рассеянного γ-излучения радиальные чувствительности приобретают зависимость от плотности. Это обстоятельство учитывается при метрологической настройке и не приводит к усложнению алгоритма интерпретации.

Относительные показания I_i (пронормированные по показаниям в МОБ с $\delta_e=\delta_0$ соответственно короткого (I=1) и длинного (I=2) зондов удобно описать аналитически в следующей параметрической форме:

$$\ln(I_i) = (\delta_0 - \delta_i)S_i, \qquad (1.63)$$

$$\delta_i = \delta_\Delta + (\delta - \delta_\Delta)Q_i(T),\ i=1,2, \qquad (1.64)$$

где $I_i=I_i/I_{0i}$.

Здесь $Q_i(T)$ – геометрические факторы пласта (исследуемой породы) при наличии промежуточной зоны данной массовой толщины Т:

$$Q_i(T) = \exp(-a_i T). \qquad (1.65)$$

Уравнения (1.63, 1.64) совместно с (1.65) параметрически определяют траекторию точки в координатах $I_2=f(I_1)$ с изменением массовой толщины Т промежуточной – зоны (при фиксированных δ, δ_Δ или с изменением всех трех параметров) (рис. 1.27. а). График этой траектории называется диаграммой «хребет-ребра». Аналогичным образом уравнение определяет траекторию точки на плоскости δ_2, δ_1 (рис. 1.27. б).

Диаграмма «хребет – ребра» представляет собой семейство траекторий на плоскости $\{I_2,I_1\}$,$\{\delta-\delta_2,\ \delta_2-\delta_1\}$ или $\{I_2/I_1,I_1\}$ – рис. 1.28, характеризующих влияние изменений плотности и

толщины промежуточных зон для случаев уплотнения и разуплотнения промежуточной зоны.

Адаптивный алгоритм интерпретации данных ГГМ-n представляет собою решение системы уравнений (1.64):

$$\hat{\delta} = \delta_{\Delta} + (\delta_2 - \delta_{\Delta}) \cdot \left(\frac{\delta_2 - \delta_{\Delta}}{\delta_1 - \delta_{\Delta}} \right)^{1/K-1} . \qquad (1.66)$$

Алгоритм (1.66) устойчив при вариации плотности глинистой корки: для легких корок достаточно принять δ_{Δ}=1.2 г/см^3 для тяжелых δ_{Δ}=1.8 г/см^3.

Если при малой массовой толщине выполняется неравенство max $(a_1T)=(a_1T)<1$, алгоритм (1.66) существенно упрощается:

$$\hat{\delta} = (K\delta_2 - \delta_1) \cdot (K-1), \; K = a_1 / a_2 . \qquad (1.67)$$

Метрологическая настройка алгоритмов (1.66), (1.67) для конкретного прибора производится по трем входным метрологическим характеристикам: чувствительности к изменению плотности S_i (соответственно для короткого и длинного зондов $S_{1,2}$), а также коэффициенту K. При использовании (1.66) знания плотности Δ-зоны не требуется.

Аналогами приближенного алгоритма (1.67) являются алгоритмы, используемые в приборе РКС-I и приборах зарубежных фирм (например, «Шлюмберже»). Тот же порядок точности имеет алгоритм, используемый в аппаратуре РГП-2 (в наших обозначениях):

$$F(\delta) = I_2 / I_1 - B \cdot I_1 , \qquad (1.68)$$

где $F(\delta)$ – нелинейная функция плотности; B – постоянный коэффициент.

Аналитические соотношения (1.63) и (1.64) позволяют теоретически описать и исследовать эмпирические интерпретационные зависимости и алгоритмы.

Погрешность определения плотности пород приближенными алгоритмами быстро растет с увеличением $z_{эфф}$ и массовой толщины промежуточной зоны. В аппаратуре РКС-1 эта труд-

Таблица 1.9

Диагностика промежуточных зон по данным ГГМ и кавернометрии

Промежуточная зона признак по ГГМ	Наличие корки (по кавернометрии)	Тип промежуточной зоны (ПЗ)	Ошибочная интерпретация по ГГМ (без учета свойств ПЗ)
Уплотнение (ЗУ)	Нет; $\sigma_{\Delta} > \sigma$	Внутренняя глинизация в пласте-коллекторе	Неколлектор
	Есть; $\sigma_{\Delta} > \sigma$; $\sigma_1 > \sigma_2$	«Тяжелая» глинистая корка против пласта-коллектора	Неколлектор
Разуплотнение (ЗР)	Нет; $\sigma_{\Delta} < \sigma$	Плотный пласт с искусственной трещиноватостью	Коллектор
	Есть; $\sigma_{\Delta} < \sigma$; $\sigma_1 < \sigma_2$	«Легкая» глинистая корка против коллектора. Искусственная трещиноватость в плотном пласте	Нереально высокая пористость

ность обходится посредством перехода к новым значениям коэффициентов в алгоритме при переходе от легких глинистых корок к тяжелым.

Методика предусматривает определение метрологических характеристик аппаратуры по измерениям на базовых метрологических образцах, выполненных в соответствии с технической инструкцией. Автоматически учитывается изменение естественной радиоактивности пород по разрезу скважин по показаниям интегрального канала ГМ или измерениям ГГМ в режиме ГМ (без источника).

Достоинством алгоритма, помимо его универсальности, является диагностика типа промежуточной зоны: выявление зон уплотнения (кольматации проницаемых высокопористых коллекторов) или разуплотнения (искусственной трещиноватости в прискважинной зоне плотных низкопористых пластов) – табл. 1.9. Алгоритмически учитывается также тип промывочной жидкости (раствор обычный или утяжеленный баритом). Исключаются помехи промежуточной зоны (уплотнение-разуплотнение), из-за которых коллектор может быть проинтерпретирован как неколлектор и наоборот.

Селективная модификация ГГМ

При селективной модификации ГГМ применяют источники мягкого гамма-излучения. Детектор при ГГМ-С настраивается на регистрацию еще более мягкого гамма-излучения. Показания ГГМ-С зависят как от рассеяния гамма-квантов (следовательно, от плотности среды), так и от их поглощения, которое в основном определяется концентрацией в породе тяжелых элементов. В результате наиболее сильное влияние на показания ГГМ-С оказывают присутствующие в горной породе тяжелые элементы: чем больше содержание последних, тем меньше показания метода. Гамма-излучение в низкоэнергетической области пропорционально электронной плотности и зависит от фотоэлектрического поглощения.

Размер зонда при ГГМ-С обычно 10 – 20 см. Измеряемой величиной в ГГМ-С является скорость счета в энергетических окнах. Интерпретационный параметр метода – сечение фотоэлектрического поглощения – P_e [барн/электрон]. Макроскопическое сечение поглощения в единице объема вещества обозначается через U, называется *параметром фотопоглощения* [барн/см^3] и определяется выражением [143]:

$$U = P_c \cdot б_e, \qquad (1.69)$$

где $б_e$ – электронная плотность. Параметр U имеет линейную петрофизическую модель. Это позволяет включать данные ГГМ-С в систему петрофизических уравнений (раздел 3.2) для определения литологического состава и пористости полиминеральных отложений. Например, для двухкомпонентной модели среды (скелет и флюид, заполняющий емкостное пространство) индекс фотоэлектрического поглощения определяется выражением:

$$U = K_п \cdot U_{фл} + (1 - K_п) \cdot U_{ск},$$

где $U_{фл}$, $U_{ск}$ – соответствующие индексы для флюида и скелета соответственно (табл. 1.10).

В нефтяных скважинах ГГМ-С применяют в основном для разделения песчаников, известняков и доломитов. Индекс фотоэлектрического поглощения P_e доломита выше, чем у песчаника, но ниже, чем у известняка (табл. 1.10). Соответ-

Таблица 1.10

Индексы и параметры фотоэлектрического поглощения для некоторых минералов и флюидов [по данным фирмы Halliburton]

	Pe	U
Кварц	1.81	4.78
Кальцит	5.08	13.8
Доломит	3.14	9
Ангидрит	5.05	14.9
Глинистые минералы:		
смектит	2.04	4.04
иллит	3.45	8.73
хлорит	6.3	17.38
каолинит	1.83	4.44
Галит	4.65	9.68
Сидерит	14.7	55.9
Пирит	17	82.1
Барит	267	1065.0
Вода пресная	0.358	0.398
Вода минеральная 100К ppm NaCl	0.734	0.85
Вода минеральная 200К ppm NaCl	1.12	1,36
Нефть ($n(CH_2)$)	0.119	0.136* $б_н$
Газ (CH_4)	0.095	0.119* $б_г$

ственно, на диаграммах ГГМ-С при равной плотности показания против песчаников наибольшие, против известняков наименьшие, против доломитов – промежуточные. Оценка литологического состава по данным ГГМ-С в комплексе методов радиометрии позволяет определить емкостные свойства отложений с учетом состава матрицы породы.

Селективную модификацию гамма-гамма-метода используют для выделения пород, обогащенных тяжелыми элементами (свинец, ртуть, вольфрам и др.), и количественного определения концентрации последних. Поскольку показания ГГМ-С зависят и от плотности горных пород, для повышения надежности интерпретации его результаты необходимо рассматривать совместно с диаграммой ГГМ-П. Отсюда происходит второе название метода – «литолого-плотностной каротаж-ГГМ-ЛП». Аппаратура ГГМ-ЛП включает два кристалла NaJ(Tl) и регистрирует два спектра рассеянного гамма-излучения.

1.4. НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ

1.4.1. Взаимодействия нейтронов с веществом

Нейтрон - нейтральная (не обладающая электрическим зарядом) ядерная частица n^1_0. Масса нейтрона ($m_n \approx 1.675 \cdot 10^{-27}$ кг) примерно в 1836 раз больше массы электрона или позитрона и незначительно превышает массу протона. Нейтроны устойчивы только в составе стабильных атомных ядер. Свободный нейтрон – нестабильная частица, распадающаяся на протон, электрон и электронное антинейтрино с выделением энергии 0.78 МэВ:

$$n_0^1 \rightarrow p + e^- + \overline{\nu}_e + 0.78\text{МэВ}.$$

Среднее время жизни свободного нейтрона $\tau_n \approx 16$ мин. В плотных веществах свободные нейтроны существуют единицы-сотни микросекунд вследствие их сильного поглощения атомными ядрами. Поглощение нейтрона сопровождается испусканием протона p, α-частицы, двух-трех нейтронов или гамма-квантов, т.е. оно происходит в реакциях (n, p), (n, α), (n, 2n), (n, γ) и т.д. Реакции поглощения нейтронов типа (n, p), (n, α), (n, 2n) – пороговые и протекают, как правило, при $E_n > 2$ – 5 МэВ.

Составное ядро, возникающее при захвате нейтронов, оказывается в возбужденном состоянии и распадается различными способами в зависимости от степени возбуждения, которая определяется энергией налетающего нейтрона. По величине энергии нейтроны условно делятся на несколько групп (указана средняя энергия нейтронов при температуре 20°С):

	E_n, эВ
холодные	0.001
тепловые	0.025
медленные	0.5
резонансные	$0.5 - 10^4$
промежуточные	$10^4 - 10^5$
быстрые	$10^5 - 10^8$

Нейтроны с энергией выше 0.025 эВ называются надтепловыми.

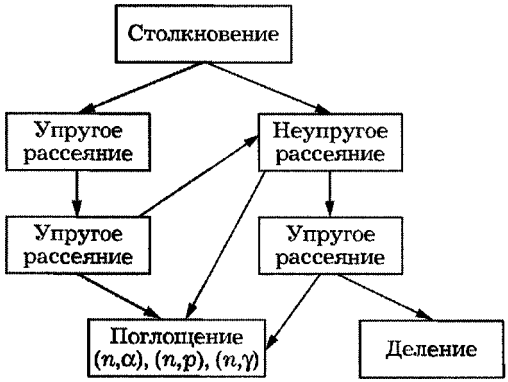
В основе применения нейтронных методов изучения вещества в геофизике лежит исследование физических процессов и явлений, сопровождающих распространение нейтронов в горных породах. Процесс замедления нейтронов охватывает широкую область энергий – от 14 МэВ (для изотопных источников – от 11 МэВ) до примерно 1 эВ и протекает в сравнительно узком временном интервале, измеряемом временем замедления нейтронов, которое не превышает первых сотен микросекунд. Процесс диффузии тепловых нейтронов отличается значительно большей длительностью: ширина соответствующего временного интервала, измеряемая временем жизни тепловых нейтронов, достигает (в слабопоглощающих средах) сотен миллисекунд (рис. 1.29).

По характеру взаимодействия с нейтронами породообразующие элементы можно условно разделить (по массовому числу A) на три группы: 1) легкие ($1<A<25$); 2) средней массы ($25<A<80$); 3) тяжелые ($80<A<240$). Элементы первой группы типичны для горных пород осадочного комплекса, второй и третьей групп – для изверженных и метаморфических пород. К первой группе должны быть отнесены также «магические» ядра, близкие по своим свойствам к легким ядрам.

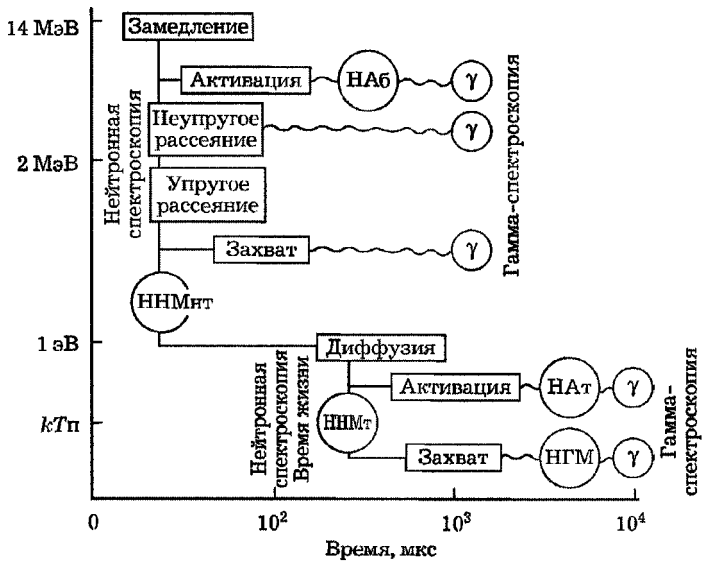
Взаимодействие нейтронов с ядрами различных элементов определяется не только массовыми числами ядер-мишеней, но и (весьма существенно) энергией нейтронов. Можно выделить три области энергий, ход нейтронных реакций в которых качественно различен: 1) $E<1$ кэВ; 2) 1 кэВ$<E<$0.5 МэВ; 3) 0.5 МэВ$<E<$14 МэВ. Такое подразделение в общих чертах определяет характер ядерных реакций, типы испускаемых частиц, их угловое и энергетическое распределение и т.д. Например, в области низких энергий преобладает резонансное поглощение нейтронов тяжелыми ядрами. В области средних энергий наиболее существенно упругое рассеяние. В области относительно высоких энергий конечное ядро может образоваться в нескольких возбужденных состояниях, благодаря чему возможно неупругое рассеяние нейтронов; заметной вероятностью обладают также реакции с вылетом заряженных частиц.

К петрофизически информативным явлениям относятся:

1. Неупругое рассеяние быстрых нейтронов на атомных ядрах, сопровождаемое испусканием характеристического гам-



а)



б)

Рис. 1.29. **Схема взаимодействий нейтронов с атомными ядрами (а) и распределение нейтронных методов ядерной геофизики по физическим процессам (по Д.А.Кожевникову, б)**

ма-излучения (гамма-излучение неупругого рассеяния – ГИНР).

2. Активация атомных ядер быстрыми нейтронами.

3. Резонансное поглощение нейтронов.

4.Упругое рассеяние надтепловых нейтронов, при котором аномально сильным замедлителем является водород (масса ядра водорода — протона — равна массе нейтрона).

5. Деление ядер надтепловыми нейтронами (для делящихся изотопов тяжелых ядер).

6. Активация атомных ядер тепловыми нейтронами.

7. Поглощение тепловых нейтронов, сопровождаемое испусканием характеристического гамма-излучения (захватное гамма-излучение).

8. Ужесточение спектра тепловых нейтронов, обусловленное присутствием в горной породе элементов-поглотителей.

9. Деление тяжелых ядер тепловыми нейтронами.

При *неупругом рассеянии* нейтронов ядро не меняется, но приходит в возбужденное состояние. Неупруго рассеянный нейтрон (n') при взаимодействии передает часть своей кинетической энергии ядру. Возврат ядра в первоначальное состояние происходит с излучением гамма-квантов (n, n', γ). Когда энергия нейтронов становится меньше 0.1 МэВ, неупругое рассеяние практически прекращается, и дальнейшее замедление нейтронов происходит путем упругих столкновений.

При *упругом рассеянии* между нейтроном и ядром происходит перераспределение энергии без изменения внутреннего состояния ядра. Нейтрон рассеивается под некоторым углом к первоначальному направлению своего движения. Величина потери энергии определяеется типом столкновения нейтрона и ядра, и массой бомбардируемого ядра. Максимальная потеря энергии нейтроном происходит при центральном столкновении его с ядром и при малом массовом числе А ядра. Например, при центральном столкновении с ядром водорода (А=1) нейтрон теряет всю энергию, поскольку массы ядра водорода и нейтрона равны. Вследствие этого наилучшими замедлителями быстрых нейтронов являются среды с высоким водородосодержанием, а водород - аномальным замедлителем нейтронов.

Для полностью замедлившихся нейтронов типична реакция типа (n, γ), называемая радиационным захватом. Тепловые нейтроны вызывают реакцию (n, γ) на ядрах всех элементов, за исключением гелия. Аномальные поглотители тепловых нейтро-

нов – кадмий, бор, хлор, литий и др. (рис. 1.30). В диапазоне энергий от долей до нескольких сотен электрон-вольт (надтепловая область) сечения поглощения для ряда элементов характеризуются наличием резонансов, то есть вероятность реакции (n, γ) повышается. Отсюда название нейтронов «резонансные».

Испускаемые при радиационном захвате гамма-кванты характеризуются различной энергией (до 10 Мэв) и своим собственным энергетическим спектром, который используется для определения элементного состава горных пород. Причем характер взаимодействия нейтронов с ядром не зависит от химических связей ядра с другими элементами. Ядро после взаимодействия, в большинстве случаев радиоактивно. По периоду полураспада и гамма-излучению, сопровождающему распад, определяется исходное ядро, участвующее в реакции (n, γ). По химическому составу далее определяется литология отложений (табл. 1.11).

Например, измерение гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов на ядрах углерода и кислорода позволяет определять отношение атомов углерода и кислорода С/О в породе, что, в свою очередь, позволяет определять нефтенасыщенность продуктивных коллекторов независимо от минерализации пластовой воды («С/О-каротаж» – раздел 1.4.3).

Таким образом, нейтроны, испускаемые источником быстрых нейтронов в горную породу, относительно быстро замедляются (за 10^{-4} – 10^{-5} с) в результате упругих и частично неупругих соударений. Большинство нейтронов избегает поглощения в области высоких энергий и, передав энергию в результате взаимодействий, захватывается ядрами по реакции радиационного захвата (при энергии около 0.025 эВ).

При расчетах нейтронных характеристик и распределения нейтронов в горных породах концентрации породообразующих элементов задаются плотностью их ядер (число ядер в 1 $см^3$). В табл. 1.12 приведены средние плотности ядер различных элементов в осадочных горных породах.

Наиболее распространенным в земной коре элементом является кислород, содержание которого составляет около 50 % (по массе). Горные породы состоят почти исключительно из кислородных соединений, в основном из силикатов алюминия, кальция, магния, натрия и железа. В связи с этим для многих пород величины отношений Al/Si, Fe/Si и Mg/Si изменяются в сравнительно узких пределах.

В осадочных горных породах, поровое пространство которых заполнено пластовой водой, плотность ядер кислорода очень слабо зависит от литологического состава. Если поровое пространство пород насыщено не водой, а нефтью, то плотность ядер кислорода по-прежнему почти не зависит от литологического состава, но от пористости зависит столь же сильно, как и плотность протонов. Это обстоятельство учитывается при определении нефтенасыщенности коллекторов по величине отношения С/О ядер углерода и кислорода.

Земная кора обогащена кремнием, алюминием и особенно калием, но обеднена элементами группы железа. Восемь элементов (O, Si, Al, Fe, Ca, K, Mg) составляют 99 % всей массы земной коры. Геохимическое поведение микрокомпонент в ней практически не зависит от их атомных масс.

Вероятность взаимодействия нейтронов с ядрами характеризуется полным нейтронным сечением (σ_t), складывающим-

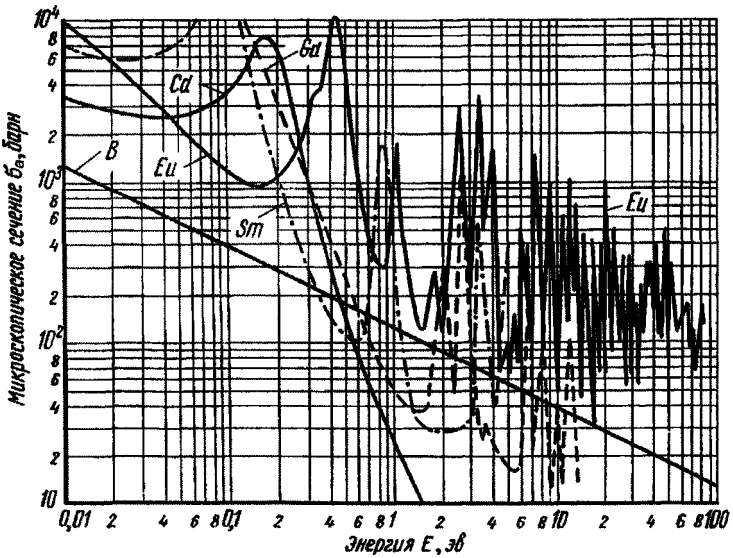


Рис. 1.30. **Зависимости полных микроскопических сечений от энергии нейтронов для некоторых элементов – аномально сильных поглотителей**

Таблица 1.11

Индикаторное литолого-геохимическое значение некоторых элементов (по Дж.Швейцеру и Д.Эллису)

Элемент	Присутствие в минералах, индикаторный смысл
O	Силикаты, карбонаты, окислы, глины.
H	Вода, углеводороды, глины, слюды
B	Индикатор палеосолености бассейна осадконакопления
Si	Силикаты, глины, слюды; индикатор окремнения
Fl	Силикаты, полевые шпаты, глины, слюды; индикатор глинистости
Fe	Силикаты, сидерит, гематит, хлорит, лимонит, полевые шпаты, слюды
Mn	Индикатор окислительной обстановки бассейна осадконакопления
Ca	Карбонаты, фосфаты, смектит (монтмориллонит, бейделлит), ангидрит
Na	Полевые шпаты, смектит, индикатор осолонения (NaCl)
K	К-полевые шпаты, гидрослюда, слюды
Mg	Некоторые силикаты, доломиты, хлорит, слюды; индикатор доломитизации
S	Индикатор сульфатизации
U	Индикатор битуминизации, палеосолености, восстановительной обстановки бассейна осадконакопления
Th	Индикатор глинистости

ся из сечений рассеяния при упругом и неупругом взаимодействиях (σ_s^{el} и σ_s^{in} соответственно) и сечения поглощения σ_a:

$$\sigma_t = \sigma_s^{el} + \sigma_s^{in} + \sigma_a . \quad (1.70)$$

Величины σ_s^{el}, σ_s^{in}, σ_a относятся к единичному ядру, и их называют микроскопическими сечениями. Вероятность взаимодействия нейтрона с 1 см^3 вещества выражается макроскопическим сечением Σ:

$$\Sigma(E) = \Sigma_s(E) + \Sigma_a(E) . \quad (1.71)$$

Макроскопическое сечение измеряется в см$^{-1}$ и учитывает общее количество атомов N в 1 см^3 вещества и химический состав вещества:

$$\Sigma(E) = \sum_i \sigma_{ti}(E) N_i , \quad (1.72)$$

где $\sigma_{ti}(E)$ –полное микроскопическое сечение для ядер i-го элемента; N_i – число i-х ядер в 1 см^3, причем суммирование ведется по всем химическим элементам и их изотопам.

Таблица 1.12

Основные породообразующие элементы (природная смесь изотопов) и сечения их взаимодействия (барн) с нейтронами

Элемент	Среднее содержание в земной коре, %	Средняя плотность ядер в породах, $\cdot 10^{-22}$/см^3			E=14.1 МэВ								E= 0,025 эВ				
		в осадочных породах в целом	в карбонатных	в терригенных	σ_t	σ_s^{el}	σ_s^{in}	E^*, МэВ	σ_a	h^{el}	h^{in}	g	σ_t	σ_s	σ_a	h	g
Кислород	49,13	5,2700	4,960	4,9300	1,620	0,964	0,318	6,44	0,338	0,595	0,1%	0,209	3,75	3,75	$1{,}2\cdot10^{-3}$	1,00	0,00
Кремний	26,00	1,3600	0,0580	1,4900	1,801	0,822	0,460	1,90	0,519	0,552	0,254	0,287	1,86	1,70	0,160	0,91	0,09
Алюминий	7,45	0,6170	0,0128	0,6800	1,832	0,798	0,830	-	0,204	0,435	0,453	0,111	1,64	1,40	0,236	0,856	0,144
Железо	4,20	0,0950	0,0062	0,1130	2,240	1,187	0,900	0,86	0,153	0,530	0,402	0,068	13,62	11,0	2,62	0,808	0,192
Кальций	3,25	0,1010	1,3600	0,0690	2,190	1,395	0,380	4,55	0,414	0,637	0,174	0,189	3,44	3,00	0,44	0,872	0,128
Натрий	2,40	0,0458	0,0043	0,0607	1,690	0,772	0,680	0,46	0,238	0,457	0,402	0,141	4,53	4,00	0,534	0,883	0,117
Калий	2,35	0,0935	0,0045	0,0594	2,040	1,137	0,400	2,60	0,503	0,557	0,196	0,247	3,60	1,50	2,10	0,417	0,58
Магний	2,35	0,0882	0,3700	0,0818	1,820	0,519	0,660	1,42	0,581	0,285	0,363	0,319	3,66	3,60	0,063	0,983	0,017
Водород	1,00	-	0,0602	1,000	-	-	0,00	-	0,00	1,00	0,00	0,00	20,63	20,3	0,33	0,984	0,016
Углерод	-	0,1330	1,6200	0,0117	1,270	0,744	0,446	4,80	0,08	0,586	0,351	0,063	4,80	4,80	$3{,}4\cdot10^{-3}$	1,00	0,00

σ_t – полное сечение взаимодействия; σ_s – сечение рассеяния; σ_s^{el} – сечение упругого рассеяния; σ_s^{in} – сечение неупругого рассеяния; E^* – порог неупругого рассеяния; σ_a – сечение поглощения; h – вероятность рассеяния; h^{el} – вероятность упругого рассеяния; g – вероятность поглощения; h^{in} – вероятность неупругого рассеяния.

Полное нейтронное макроскопическое сечение $\Sigma(E)$ – основная нейтронная характеристика породы.

В табл. 1.12 приведены сечения взаимодействия с нейтронами при двух существенно различных энергиях: полное сечение σ_t, сечения упругого σ_s^{el} и неупругого σ_s^{in} рассеяния, соответствующие вероятности рассеяния $h^{el}=\sigma_s^{el}/\sigma_t$ и $h^{in}=_s^{in}/\sigma_t$, порог неупругого рассеяния E^*, полные вероятности рассеяния $h=\sigma_s/\sigma_t$ и поглощения $g=\sigma_a/\sigma_t$. Некоторые породообразующие элементы слабо поглощают тепловые нейтроны (кислород, кремний, магний), но при $E\approx14$ МэВ становятся заметными поглотителями (в реакциях с вылетом заряженных частиц). Есть и противоположные примеры (кальций, калий, железо).

Наряду с основными породообразующими элементами, которые обладают сравнительно небольшими (от десятых долей до единиц барна) сечениями поглощения σ_a, в горных породах присутствуют, как правило, в небольших количествах элементы с аномально большими значениями σ_a (кадмий, бор, иридий), а также элементы из группы редкоземельных (гадолиний, самарий, европий и т. д.). В табл. 1.13 приведены элементы с аномально большими сечениями поглощения тепловых нейтронов.

Основная масса редких земель накапливается в кислых и щелочных породах, а также в некоторых породах осадочного происхождения. Несмотря на незначительное содержание гадолиния и самария в осадочных породах, указанные в табл. 1.13 количества их, особенно гадолиния (в акцессорном минерале цирконе, который одновременно также обогащен торием), существенно повышают макроскопическое сечение поглощения пород, что, в свою очередь, обусловливает значительное уменьшение времени жизни тепловых нейтронов.

Накопление бора в осадочных породах связано с наличием борных минералов в материнских породах, с концентрацией бора в водной среде (солевые воды), откуда он сорбируется пелитовыми фракциями осадка и входит в решетку глинистых минералов, а также с накоплением в осадке органических веществ. Основные носители бора в глинах – сорбирующие его гидрослюды, монтмориллонитовые минералы и отчасти каолинит.

Замедляющая способность среды определяется содержанием водорода в ней. Некоторую роль играют также другие

элементы (бериллий, углерод) благодаря их большой замедляющей способности при высоких энергиях нейтронов.

Поглощающая способность горных пород зависит от макроскопического сечения поглощения $\Sigma(E)$ и определяется величинами τ_n и L_d. Поглощающая способность повышается при наличии хлора (минерализованная вода) и элементов с большим сечением поглощения (бора, железа, марганца и др. - табл. 1.13) даже при малом их содержании.

1.4.2. Нейтронные свойства горных пород

Пористость, глинистость, нефте-, водо- и газонасыщенность, химический состав твердой фазы пород, давление и температура влияют на показания нейтронных методов не непосредственно, а через соответствующие нейтронные характеристики. Характеристиками пространственно-энергетического и временного распределения в горных породах надтепловых и тепловых нейтронов являются:

- длина замедления нейтронов;
- время замедления нейтронов;
- дисперсия импульсов замедленных нейтронов;
- длина диффузии и длина миграции;
- время жизни и коэффициент диффузии тепловых нейтронов.

Знание этих параметров необходимо для петрофизического обоснования способов применения нейтронных методов, оптимизации условий измерений, создания алгоритмов обработки результатов, установления связей интерпретационных параметров со свойствами изучаемых сред.

Для точечного источника быстрых нейтронов с фиксированной начальной энергией плотность нейтронов $N(r, \upsilon)$, достигающих скорости υ на расстоянии r от источника в безграничной однородной среде, определяется ее замедляющими свойствами и описывается выражением:

$$N(r,\upsilon)=\frac{Q\cdot e^{-r^2/4\tau_0}}{\xi\Sigma_s(4\pi\tau_0)^{3/2}}. \qquad (1.73)$$

Плотность тепловых нейтронов зависит от замедляющих и

Таблица 1.13

Элементы – аномальные поглотители тепловых и резонансных нейтронов в горных породах

Элемент	Сечение поглощения нейтронов*			Содержание в осадочных породах, г/т			
	тепловых	резонансных		песча-ных	глинис-тых	карбо-натных	среднее
	σ_a, барн	$\sigma_{ap}\cdot10^{-3}$, барн (E_p, эВ)**	ν_p***				
Гадолиний Gd	49000	1,3(2,58)	–	0,7	5	–	4,5
Самарий Sm	5800	16(0,096)	4	3,7	5	1,4	5,25
Европий Eu	4600	11(0,46)	3	0,7	1	–	1,1
Кадмий Cd	2450	7,2(0,178)	1	–	0,37	0,03	0,3
Диспрозий Dy	930	7,5(5,5)	1	2,6	4	0,8	3,4
Бор B	760	–	–	4	150	12	110
Ртуть Hg	375	1(34)	–	0,03	0,015	0,02	0,023
Индий In	194	29(1,46)	1	0,3	3	–	0,05
Эрбий Er	162	2,6(0,46)	1	–	2,5	–	2,5
Тулий Tm	103	16(3,9)	1	–	0,2	–	0,4
Лютеций Lu	77	1,7(5,2)	–	–	0,2	–	0,4
Гафний Hf	102	9,8(7,6)	3	–	4–13	–	6,0
Золото Au	99	30(4,9)	1	–	–	–	0,001
Рений Re	88	3,5(2,1)	1	–	–	–	–
Литий Li	71	–	–	7–17	60	26	60
Гольмий Ho	67	5,1(3,9)	2	–	1	–	0,95
Серебро Ag	64	12,5(5,12)	1	–	0,9	–	0,1
Неодим Nd	51	–	–	–	18	–	25
Торбий Tb	25	–	–	–	0,9	–	0,9
Кобальт Co	37	7(134)	–	–	23	–	–
Иттербий Yb	37	–	–	1,4	2,2	20	2,1
Хлор Cl	33	–	–	–	–	–	–

** По данным атласа BNL-325, 1973 г.*

*** В скобках указана энергия основного резонансного максимума.*

**** ν_p – количество резонансных максимумов с $\sigma_{ap}>2\cdot10^3$ барн.*

поглощающих свойств среды. Выражение для пространственного распределения замедляющихся нейтронов от точечного источника быстрых нейтронов имеет вид:

$$N(r)=\frac{Q\tau\left(e^{-r/L_s}-e^{-r/L_d}\right)}{4\pi r\left(L_s^2-L_d^2\right)}, \quad (1.74)$$

где Q – мощность источника, измеряемая числом нейтронов, испускаемых им за 1 с; L_s – длина замедления нейтронов до

тепловой энергии; L_d – длина диффузии тепловых нейтронов; r – расстояние от источника; τ_0 - «фермиевский возраст» нейтронов (характеризует средний квадрат расстояния $R^2_{ср}$, проходимого нейтроном в процессе собственно замедления); ξ - средняя логарифмическая потеря энергии (среднее изменение летаргии в одном столкновении). Выражение $\xi\Sigma_s$ в формуле (1.73) называется замедляющей способностью среды.

На больших расстояниях от источника быстрых нейтронов пространственное распределение тепловых нейтронов зависит от свойств среды или через длину замедления L_s или через длину диффузии L_d в зависимости от того, какой из этих параметров обладает наибольшей величиной. Поскольку в водоносных породах, насыщенных минерализованной пластовой жидкостью, длина диффузии всегда меньше длины замедления, на достаточно больших расстояниях выражение (1.73) можно с хорошим приближением заменить выражением:

$$N(r) \approx \frac{Q\tau}{4\pi\left(L_s^2 - L_d^2\right)} \frac{e^{-r/L_s}}{r}. \quad (1.75)$$

Отношение A (r_1, r_2) плотностей тепловых нейтронов, измеренных на двух различных (но достаточно больших) расстояниях от источника r_1 и r_2 уже не зависит от нейтронных характеристик среды для тепловых нейтронов (а также мощности источника):

$$A(m \mid r_1, r_2) = \frac{N(r_1)}{N(r_2)} \approx \frac{r_1}{r_2} e^{-(r_1 - r_2)/L_s(m)}.$$

Величина этого отношения весьма чувствительна к изменению водородосодержания и более стабильна по отношению к изменениям минерализации пластовой воды и типа горной породы. Этот вывод остается справедливым и в условиях скважинных измерений. Это явилось основанием для создания двухзондовой аппаратуры нейтронного метода по тепловым нейтронам. Отношение A (m) при этом является интерпретационным параметром ННМ в двухзондовой модификации.

Средний квадрат расстояния, проходимого нейтронами в процессе замедления и диффузии до поглощения, определяет еще одну важную нейтронную характеристику среды, называемую площадью миграции нейтронов M^2:

$$M^2 = \tau_S + L_d^2 = L_s^2 + L_d^2 . \quad (1.76)$$

Величина $M = \sqrt{M^2}$ называется длиной миграции.

Характеристики замедления нейтронов

Одной из важнейших характеристик горных пород является длина замедления L_S, рассчитываемая через полный возраст нейтронов τ_s:

$$L_s^2(u) = \tau_s(u) . \quad (1.77)$$

Полный возраст нейтронов τ_s определяется как 1/6 среднего квадрата расстояния $R^2_{ср}$, проходимого нейтроном в веществе при замедлении от начальной энергии E_0 до заданной конечной E.

В выражении (1.77) переменная *u* характеризует энергию нейтрона, называемую летаргией (или логарифмической энергией):

$$u = \ln \frac{E_0}{E} , \quad (1.78)$$

где E_0 и E – начальная и текущая кинетическая энергии нейтрона.

Величина τ_0 на рис. 1.31 характеризует средний квадрат расстояния $R^2_{ср}$, проходимого нейтроном в процессе собственно замедления. Поправки за первый и последний пробег описывают процесс движения нейтронов без изменения энергии. Вклад поправки за первый пробег весьма значителен и может достигать 30 – 40 %. Уже замедлившись до заданной энергии, нейтрон проходит в замедлителе еще некоторое расстояние, сохраняя эту энергию. Поправка за последний пробег учитывает направленность движения нейтрона, унаследован-

ную после последнего (анизотропного) рассеяния. Величина этой поправки, как правило, значительно меньше поправки за первый пробег.

Время замедления нейтронов определяется замедляющей способностью среды, которая при больших замедлениях ($E<<E_0$) не зависит от начальной энергии нейтронов и численно равно удвоенному времени свободного пробега (для конечной энергии), деленному на среднюю логарифмическую потерю энергии (летаргию).

Для воды время замедления нейтронов до энергии 1 эВ составляет 1 мксек. В горных породах оно достигает сотен микросекунд.

Твердая фаза. В газонефтяной геофизике основной интерес представляет зависимость параметров замедления нейтронов от водородосодержания пород и содержаний породообразующих минералов различных классов.

Результаты расчетов длины и времени замедления нейтронов показывают, что даже в пределах одного класса минералы сильно различаются по своим замедляющим свойствам. Решающую роль здесь играет содержание химически связанной воды.

В распределении минералов по величине параметров замедления L_s, t_s наблюдается определенная закономерность (рис. 1.32). Независимо от класса минералы делятся на три группы: водородсодержащие ($L_s<20$ см, $t_s<20$ мкс), кислородсодержащие (но без водорода, 20 с$<L_s<40$ см, 20 мкс$<t_s<55$ мкс) и, наконец, не содержащие ни водорода, ни кислорода ($L_s>40$ см, $t_s>55$ мкс).

При отсутствии водорода замедляющие свойства минералов определяются наличием кислорода. Из-за высокой распространенности кислорода его содержания в различных минералах сравнимы: диапазон изменения параметров замедления для минералов второй группы оказывается относительно узким. Наихудшими замедляющими свойствами обладают минералы третьей группы – безводные галоиды, сульфиды и их аналоги, самородные элементы.

Жидкая фаза. При нормальных условиях параметры замедления в воде и дегазированной нефти практически совпадают. Однако в условиях естественного залегания с учетом различия молекулярного строения нефтей различного типа, растворимости газа, термодинамических условий они могут заметно отличаться.

Газовая фаза. При расчетах макроскопических сечений взаимодействия для природных газов плотность ядер каждого элемента:

$$n_i = v_i N_A p / zRT, \quad (1.79)$$

где v_i – число атомов i-го элемента в молекуле; p – пластовое давление; N_A – число Авогадро; z – коэффициент сжимаемости; R – газовая постоянная; T – абсолютная температура.

При низких давлениях замедлением в газе можно пренебречь, однако при высоких пластовых давлениях этого уже делать нельзя из-за сравнительно высокого водородосодержания (при p=62.3 МРа $n_н$ в метане такое же, как в воде).

Диффузионные характеристики коллекторов

Стационарное пространственное распределение тепловых нейтронов N (r) описывается уравнением диффузии:

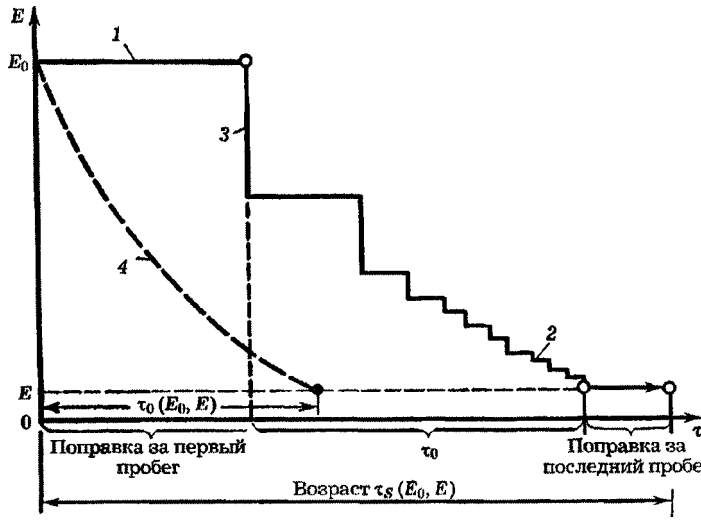


Рис. 1.31. **Схема, поясняющая физический смысл полного возраста нейтронов для моноэнергетического источника (по Д.А.Кожевникову):** 1–пробег до первого соударения (u=0); 2–пробег до v+1-го соударения; 3–дискретное замедление в водородосодержащей среде; 4–модель непрерывного замедления (возрастное приближение)

$$\Delta N(\vec{r}) - \frac{1}{L_d^2} N(r) = -\frac{1}{D} Q(\vec{r}); \; L_d^2 = D\tau, \qquad (1.80)$$

где Q(r) – плотность замедления надтепловых нейтронов, являющаяся распределенным в пространстве источником тепловых нейтронов, L_d – длина диффузии; D – коэффициент диффузии. Время жизни тепловых нейтронов связано с макроскопическим сечением поглощения выражением:

$$\tau = 1/\upsilon\Sigma_a, \qquad (1.81)$$

где υ – скорость движения тепловых нейтронов ($\upsilon_0 = 2.2 \cdot 10^5$ см/с).

Коэффициент диффузии тепловых нейтронов зависит не только от рассеивающих, но и от поглощающих свойств среды.

Горные породы состоят из двух основных компонентов – твердого минерального каркаса (матрица, цемент) и флюидов, насыщающих емкостное пространство, – нефти, воды и газа. Диффузионные характеристики породы в целом можно вычислить, если известны диффузионные характеристики твердой фазы и пластовых флюидов, а также петрофизические параметры пласта – пористость, водо-, нефте- и газонасыщенность.

Если через K_i обозначить доли объема, занимаемого ми-

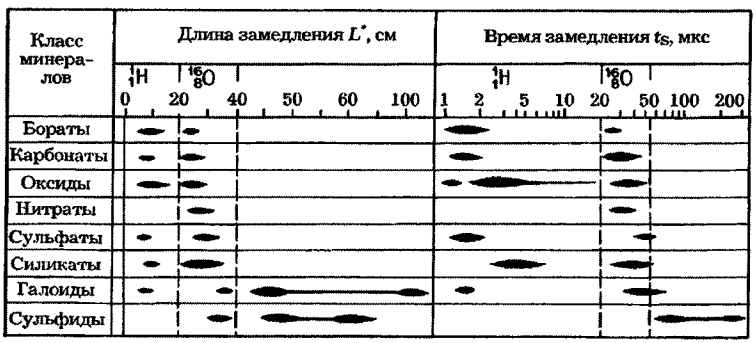


Рис. 1.32. **Диапазоны изменэний параметров замедления нейтронов в породообразующих минералах различных классов (по Д.А.Кожевникову)**

неральными компонентами коллектора, пластовой жидкостью, нефтью и газом, то:

$$\tau^{-1} = \sum_i \tau^{-1} K_i \, , D^{-1} = \sum_i D^{-1} K_i \, , \quad (1.82)$$

где K_i и D_i – соответственно диффузионные параметры компонент породы (матрицы, цемента и флюидов). Отсюда следует, что обратные значения времен жизни и коэффициента диффузии являются линейными функциями пористости.

В общем случае пористого пласта, содержащего глинистый материал, воду и углеводороды (нефть или газ), обратное время жизни тепловых нейтронов:

$$\tau^{-1} = (1 - K_п - K_{гл})\tau^{-1}_{ск} + K_{гл}\tau^{-1}_{гл} + K_п K_в \tau^{-1}_{в} + K_п(1 - K_в)\tau^{-1}_{н} , \quad (1.83)$$

где $\tau_{ск}$, $\tau_{гл}$, $\tau_в$, $\tau_н$ – время жизни тепловых нейтронов в скелете породы, глине, пластовой воде, нефти (газе) соответственно; $K_п$ – доля объема пласта, заполненная флюидом; $K_{гл}$ – объем глинистого материала на единицу объема пласта; $K_в$ – коэффициент водонасыщенности.

Диффузионные параметры τ и D коллекторов с произвольным характером насыщения вычисляются через предварительно определенные значения соответствующих параметров минеральных компонент и пластовых флюидов.

Длину диффузии L_d находят из соотношения (справедливо при не очень сильном поглощении):

$$L_d^2 = D\tau . \quad (1.84)$$

В табл. 1.14 приведены времена жизни нейтронов в песчанике, известняке и доломите различной пористости при различной минерализации пластовой воды.

Расчетная зависимость времени жизни нейтронов от пористости для пластов с различными коэффициентами нефтенасыщенности не дает представления о реальном характере такой зависимости в нефтеносных пластах. Это обусловлено наличием четкой корреляционной зависимости между остаточной водонасыщенностью и пористостью, которую необходимо учи-

тывать в расчетах. Характер этой зависимости определяется структурно-литологическими особенностями коллекторов и у различных типов отложений может заметно различаться.

Величины диффузионных характеристик D и τ газоносных пластов определяются, главным образом, соответствующими величинами D и τ минерального скелета, а при малой газонасыщенности – также параметрами связанной и остаточной (пластовой) воды.

Диффузионные характеристики газоносных пород заметно отличаются по величине от характеристик водоносных пород (за исключением низкопористых при высоком пластовом давлении и слабой минерализации пластовой воды). Наличие газа

Таблица 1.14

Время жизни тепловых нейтронов t (мкс) в водоносных пластах песчаника, известняка и доломита при различной пористости пород и минерализации пластовой воды

Кп	Минерализация пластовой воды, %					
	0	5	10	15	20	25
0,01	1050	1010	972	936	910	890
	615	610	590	573	557	542
	924	890	860	827	794	764
0,03	968	884	780	723	675	644
	592	554	518	484	452	423
	862	782	712	650	593	451
0,05	883	752	650	567	500	443
	570	513	463	420	380	347
	824	700	608	535	473	423
0,10	752	580	467	386	324	280
	510	433	366	315	273	240
	677	550	446	372	314	272
0,20	580	400	300	235	190	160
	427	330	258	210	174	148
	524	384	290	230	188	151
0,30	472	303	220	170	135	113
	368	266	200	157	127	107
	427	296	215	167	133	111
0,40	400	246	173	132	105	87
	323	223	162	126	100	84
	361	240	171	131	104	86

В каждом столбце верхняя цифра соответствует песчанику, следующая – известняку, нижняя – доломиту.

в поровом пространстве породы увеличивает время жизни нейтронов τ в газоносном пласте в несколько раз по сравнению с водоносным пластом такой же пористости. Это позволяет не только оценивать характер насыщения пласта, но и определять в благоприятных условиях его газонасыщенность. Как показывают результаты расчетов, разделение нефтеносных и газоносных пластов по величине коэффициента диффузии D возможно при большем разнообразии геологических условий, чем по величине τ. Такому разделению благоприятствуют хорошие коллекторские свойства пластов ($K_п$>20 %) при любом минеральном составе скелета, а при пониженной пористости ($K_п \leq 10$ %) – отсутствие глинистости. Наличие в пласте связанной воды (глинистого материала, гипса) затрудняет количественную оценку газонасыщенности и пористости по коэффициенту диффузии.

Как отмечалось, химико-минералогический состав пород пластов определенного стратиграфического горизонта, как и одного и того же пласта, как правило, не сохраняется неизменным по разрезу и площади: он изменяется относительно некоторого среднего состава в связи с изменением состава скелета, пористости, остаточной водонасыщенности, минерализации пластовых вод, содержания в них таких элементов, как хлор, бор и т. д. Вследствие этого наблюдаются флюктуации величины времени жизни тепловых нейтронов в пластах одного горизонта и даже одного пласта. Изменения концентрации элементов отражаются на статистических распределениях величин τ для водоносных и нефтеносных пластов и определяют область перекрывающихся значений, где однозначное определение характера насыщения по параметру τ невозможно (рис. 1.33).

С повышением температуры замедлителя изменяются диффузионные параметры тепловых нейтронов. Повышение скорости нейтронов вызывает увеличение коэффициента диффузии и, вследствие уменьшения сечения захвата, – длины диффузии. Изменение диффузионных параметров с температурой наиболее существенно влияет на пространственное распределение тепловых нейтронов в средах со слабым поглощением, когда длина диффузии больше длины замедления или сравнима с ней по величине.

При численных расчетах нейтронных характеристик горных пород и геологической интерпретации результатов измерений в скважинах необходимо учитывать, что состав и физи-

ческие свойства карбонатных и терригенных пород-коллекторов не только зависят от условий осадконакопления, но во многих случаях определяются вторичными (эпигенетическими) процессами. Образующиеся в стадию эпигенеза гидроксиды железа, кальцит, пирит, гипс, барит, кварц, аутигенные глинистые минералы, заполняя полностью или частично поры и трещины коллекторов, ухудшают их фильтрационно-емкостные свойства. Эпигенетические преобразования водонасыщенных коллекторов могут превратить их в практически непроницаемые породы, способные быть покрышками*. Присутствие нефти создает среду, неблагоприятную для развития вторичных процессов. При раннем поступлении нефти в породу, представленную как карбонатными, так и терригенными отложениями, в них, как правило, сохраняются высокие пористость и проницаемость.

*С *этим связано образование залежей нефти неструктурного типа.*

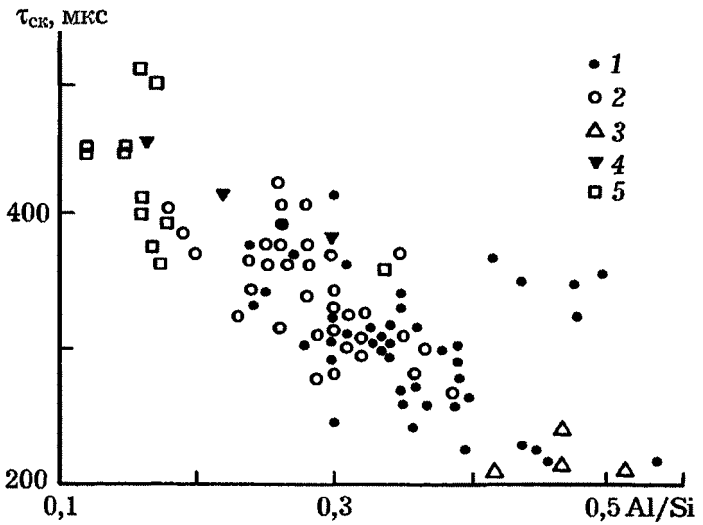


Рис. 1.33. **Распределения времен жизни тепловых нейтронов $\tau_{т_н}$ для нефтеносных (1, 3) и водоносных (2, 4) литологически рвзличных пластов месторождения Узень (по Л. А. Путкарадзе и др.):**
1, 4 – горизонт XIV; 2, 3 – горизонт XIII

Методы измерения диффузионных характеристик

Среди методов измерения диффузионных характеристик τ и D наибольшее распространение получили импульсный метод и метод «отравления». Первый основан на измерении декремента λ временного спада импульса тепловых нейтронов в образце исследуемого вещества определенной формы различного размера. Измеряемая величина λ связана с определяемыми параметрами τ и D уравнением:

$$\lambda = \frac{1}{\tau} + DB^2 - CB^4 + \ldots, \qquad (1.85)$$

в котором B^2 – так называемый «материальный параметр» (минимальное собственное число оператора Лапласа для образца данной формы и размеров), C – коэффициент диффузионного охлаждения. Таким образом, измеряя и аппроксимируя зависимость $\lambda(B^2)$, можно определить τ, D и C.

В методе «отравления» длина диффузии тепловых нейтронов исследуется как функция сечения поглощения вещества. Обратный квадрат длины диффузии L_d^{-2} может быть выражен через нейтронные параметры, измеряемые импульсным методом (Г. Хонэк):

$$L_d^{-2} = (D\tau)^{-1}\left(\gamma - \frac{C}{D^2\tau}\gamma^2 + \frac{2C}{D^4\tau^2}\gamma^3 - \ldots\right), \qquad (1.86)$$

где γ – макроскопическое сечение поглощения, измеренное в единицах макроскопического сечения поглощения «неотравленного» замедлителя. Это соотношение позволяет вычислить длину диффузии не только по параметрам импульсного метода, измеренным в этой же среде, но и по параметрам «неотравленной» среды в «отравленном» замедлителе. Например, зависимость $L_d^{-2}(\gamma)$ (выражение (1.86)) для воды имеет вид:

$$L_d^{-2} = 0.136\gamma - 0.0021\gamma^2 + 0.640\cdot 10^{-4}\gamma^3, \qquad (1.87)$$

эта зависимость вычислена по данным А.В. Антонова и др. ($\tau = 207\cdot 10^{-6}$с; $D = 0.355\cdot 10^5$ см^2/с; $C = 4\cdot 10^3$ см^4/с).

Связь нейтронных и других петрофизических характеристик горных пород

Большой интерес представляет использование корреляционных зависимостей между нейтронными и другими петрофизическими характеристиками горных пород. Существуют связи времени жизни тепловых нейтронов τ с удельным электрическим сопротивлением горных пород ρ, их плотностью σ и скоростью υ распространения упругих колебаний (впервые отмечены и изучены Д.М. Сребродольским), а также с естественной радиоактивностью горных пород.

В неглинистых (или слабоглинистых) породах удельное электрическое сопротивление и время жизни тепловых нейтронов при фиксированной пористости определяются, главным образом, хлоросодержанием пластовой жидкости, поэтому между параметрами ρ и $\lambda(\tau)$ (декремент временного спада – $\lambda=1/\tau$) существует довольно тесная коррелятивная связь. Параметр λ определяется по данным импульсного нейтронного метода (раздел 1.4.3).

Используя уравнение Дахнова – Арчи и связь декремента временного спада с пористостью и нефтенасыщенностью, можно показать, что при фиксированной пористости λ есть линейная функция $\rho^{1/n}$ (соответственно время жизни τ линейно относительно $\rho^{1/n}$).

На рис. 1.34 приведено сопоставление показаний ИННМ и $\rho_к$ по данным БЭЗ для пластов, сохранивших и изменивших первоначальное насыщение в процессе разработки месторождения. Для пластов первой группы связь между I(ИННМ) и $\rho_к$ описывается уравнением линейной регрессии $I(ИННМ)=a+b\rho_к$ с коэффициентом корреляции от 0.85 до 0.95 (по разным скважинам). Коэффициенты (a, b) этого уравнения вычисляются по пластам, характер насыщения которых заведомо не изменился по геологическим данным и видимой корреляции между $\rho_к$ и I(ИННМ). В коллекторах, обводнившихся пластовыми или смешанными водами, корреляция нарушается тем сильнее, чем выше степень обводнения.

Время жизни тепловых нейтронов зависит не только от величины микроскопических сечений поглощения элементов, входящих в состав породы, но и от ее плотности. Плотность минералов и горных пород изменяется в значительно более узких пределах, чем сечения поглощения тепловых нейтронов, вследствие чего влияние плотности на величину време-

ни жизни не является определяющим. Однако в том важном случае, когда поровое пространство осадочных горных пород насыщено пластовой жидкостью, может наблюдаться определенная зависимость между τ и δ, поскольку времена жизни тепловых нейтронов в скелете породы и флюиде обычно заметно различаются и величина τ определяется теми же факторами, что и ее плотность.

Скорость распространения упругих колебаний υ в горных породах зависит от тех же факторов, что и время жизни тепловых нейтронов: от минерального состава скелета породы, количественного содержания и типа флюида, заполняющего поровое пространство. Общность факторов, определяющих υ и τ, обусловливает корреляционную связь между этими параметрами. Если диаграммы ультразвукового метода и декремента затухания λ сопоставлены так, что совпадают в пластах, насыщенных минерализованной жидкостью, то расхождение этих диаграмм позволяет выделить нефтеносные (или опресненные) пласты.

В глинистых породах возможна корреляция между величи-

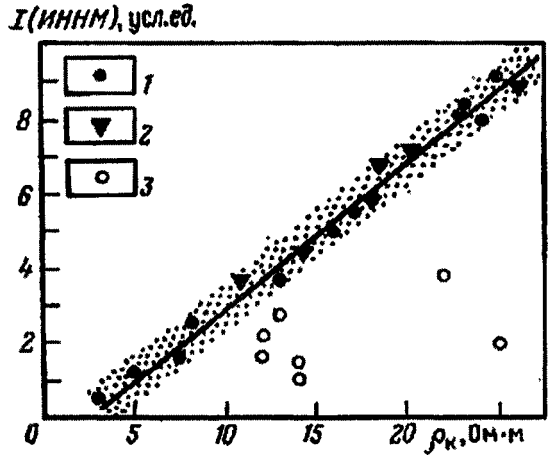


Рис. 1.34. **Поле корреляции I(ИННМ) - $\rho_к$ по разрезу скважины одного из месторождений Азербайджана (по Л.А. Путкарадзе):**
1 - опорные пласты; 2 - испытуемые пласты, не изменившие первоначального насыщения; 3 - испытуемые (нефтеносные) пласты, обводнившиеся в процессе разработки залежи

ной λ и естественной радиоактивностью. Наличие этой связи обусловлено, главным образом, сравнительно большим сечением поглощения тепловых нейтронов калием, присутствием железистых алюмосиликатов, ассоциацией бора с глинистыми минералами калия. На рис. 1.35 представлен корреляционный график сопоставления величины λ, с глинистостью по результатам измерений в одной из скважин Мегионского месторождения. Для разделения пластов на нефтеносные и водоносные (и определения положения ВНК) на корреляционном графике проведены опорные линии по точкам, соответствующим группам пластов известного (одинакового) насыщения. Повышение содержания тонкодисперсной фракции в породе, как правило, повышает ее естественную радиоактивность. Появление в породе элементов-поглотителей нейтронов, генетически не связанных со скоплениями естественных

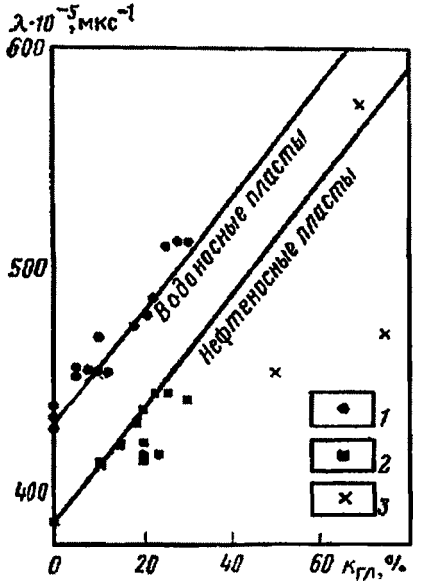


Рис. 1.35. **Разделение нефтеносных и водоносных пластов комплексом методов - ИННМ+ГМ+ННМТ. Декремент λ определен по ИННМ и исправлен за изменение пористости по данным НИМт-50; $K_{гл}$ определен по данным ГМ (по Я. Н. Басину, Н.К. Кухаренко и др.):**
1 - 3 - водоносные, нефтеносные и плотные глинистые пласты

радиоактивных элементов, не влияет на I_γ, но нарушает корреляцию между показаниями ИННМ и гамма-метода. Корреляция показаний ИННМ и гамма-метода (рис. 1.36) положена, например, в основу методики выделения и количественной оценки интервалов ртутного оруденения в разрезах скважин.

Использование корреляционных связей при комплексном изучении продуктивных коллекторов с помощью промыслово-геофизических исследований, проводящихся в открытом стволе и обсаженной скважине, позволяет оценивать коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, глинистость), определять насыщенность коллектора пластовыми флюидами, разделять в разрезе нефтеносные и газоносные зоны, устанавливать степень выработанности продуктивных горизонтов по оценке текущей нефтенасыщенной и обводнившейся мощностей, прослеживать текущее гипсометрическое положение в разрезе водонефтяного (газоводяного) и газонефтяного контактов, контролировать результаты солянокислотной обработки пластов.

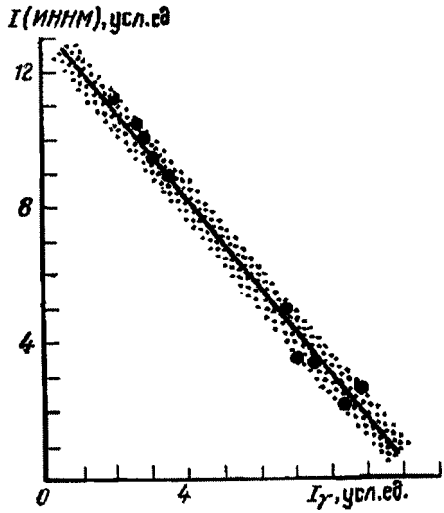


Рис. 1.36. **Поле корреляции показаний ИННМ-700 и гамма-метода в безрудной части разреза скважины:**
уравнение регрессии: декремент I(ИННМ)=13.53 - 1.29; коэффициент корреляции r=-0.99; погрешность уравнения регрессии (по Л.А. Путкарадзе)

Физическая эквивалентность горных пород и пластовых флюидов по нейтронным свойствам

Результаты теоретических расчетов нейтронных характеристик горных пород можно непосредственно использовать для определения в реальной системе прибор - скважина - пласт изменений показаний нейтронных методов, обусловленных изменениями минерального состава скелета пласта, его плотности, глинистости, концентрации элементов-поглотителей, водо-, нефте- и газонасыщенности. Возможность такого эффективного использования нейтронных характеристик обусловлена принципом физической эквивалентности горных пород и пластовых флюидов.

Принцип физической эквивалентности можно сформулировать следующим образом: при фиксированных технических условиях измерений в скважине породы, имеющие различный состав и петрофизические параметры ($K_п$, $K_в$, $K_н$, $K_г$, $K_{гл}$ и т.д. - см. главу 2), отмечаются одинаковыми показателями, если совпадают их нейтронные характеристики.

Изменение водородосодержания (пористости) горных пород существенно влияет на величину нейтронных характеристик, как правило, значительно сильнее, чем изменение их химического состава.

Из анализа нейтронных характеристик и закономерностей поля излучения в системе скважина - пласт следует, что при количественном определении водородосодержания (водо-, нефте- и газонасыщенности) стационарными методами нейтронометрии скважин критерием физической эквивалентности служит совпадение длин замедления нейтронов в пласте (для ННМнт) или длин миграции тепловых нейтронов (для ННМт). Обоснованность этого вывода можно проиллюстрировать результатами прямых расчетов методом Монте-Карло, выполненных Ф.Х. Еникеевой и Б.К. Журавлевым для различных литотипов при реальной скважинной геометрии (рис. 1.37), а также экспериментальными данными зарубежных исследователей (рис. 1.38) для однозондового (а) и двухзондового (б) приборов.

Необходимость использования физической эквивалентности пластовых флюидов (воды и газа) впервые возникла в связи с задачей определения газонасыщенности коллекторов по данным нейтронометрии скважин.

Поскольку нейтронные и термодинамические характеристики углеводородного и водородного газов различаются, физическая эквивалентность воды (нефти) и природного газа будет иметь место при давлении p_0:

$$p_0 = qZRT\nu^{-1}[n^2(\tau_s)_г/(\tau_s)_в]^{1/2}, \qquad (1.88)$$

где q - атомная единица массы; R - универсальная газовая постоянная; ν - числа атомов в молекуле газа; T - температура; Z - коэффициент сжимаемости; n - ядерная плотность газа; $(\tau_s)_г$ и $(\tau_s)_в$ - соответственно возраст (или площадь миграции) нейтронов в газе и воде (нефти) в пластовых условиях.

При одинаковом водородосодержании (точнее, при физи-

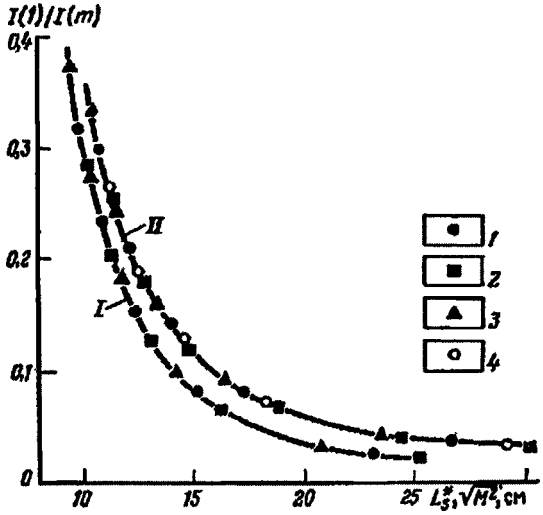


Рис. 1.37. **Обратные аеличины показаний ННМнт и ННМт (в единицах показаний в пресной воде) в породах различного состава как функции водонасыщенной пористости, выраженной через длину замедления L_s^*(ННМнт, зонд Z=47.5 см - кривая 1) и длину миграции M (ННМт, зонд Z=50 см - кривая 2) (по данным Ф.Х.Еникеевой и Б.К. Журавлева, расчет методом Монте-Карло):** скважина необсаженная, d_0 = 200 мм, прибор ДРСТ прижат к стенке скважины; 1 - известняк; 2 - кварцевый песчаник; 3 - доломит; 4 - полимиктовый песчаник

ческой эквивалентности флюидов) газоносные и водоносные коллекторы не удовлетворяют условию физической эквивалентности, поскольку они отличаются объемом твердой фазы (плотностью). Этот плотностной эффект называют эффектом замещения или экскавационным эффектом.

В задачах рудной геологии Е.И. Крапивский предложил при количественном определении концентраций нейтронных поглотителей пользоваться понятием эквивалентной концентрации. Эквивалентными называются такие составы и концентрации различных элементов-поглотителей, которым соответствуют одинаковые макросечения поглощения.

Принцип физической эквивалентности и принцип подобия взаимно дополняют друг друга как способы экспериментального и теоретического исследования в задачах ядерной геофизики. При ограниченности палеточного фонда и натурных моделей пластов принцип физической эквивалентности позволяет распространить имеющиеся эталонировочные зависимости, получаемые

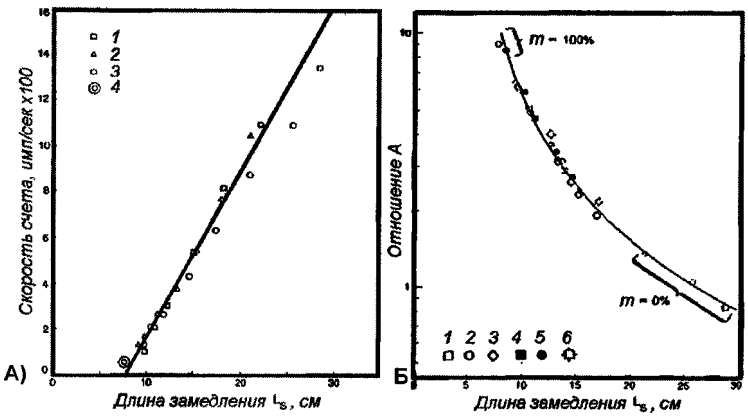


Рис. 1.38. **Показания однозондового прибора ННМнт (по Г. Эдмундсону и Л. Раймеру, А):**
1 - кварцевый песчаник; 2 - доломит; 3 - известняк; 4 - вода;
и интерпретационного параметра двухзондового прибора ННМнт (по Г. Скотту, С. Флауму и Г. Шерману, Б):
1 -песчаник; 2 - известняк; 3 - доломит; 4 - насыщение пресной водой; 5 - насыщение соленой водой; 6 - газ при различных соотношениях газ/вода как функция длины замедления нейтронов для различных литотипов. Длины замедления рассчитаны теоретически. Необсаженная заполненная водой скважина диаметром 20 см

в результате математического и физического моделирования, на большое число разнообразных геологических ситуаций, существенно повышая эффективность геологической интерпретации результатов измерений нейтронными методами.

1.4.3. Нейтронные методы

Методы, при которых горная порода облучается нейтронами, носят название нейтронных. Реакции, вызываемые нейтронами в горных породах, значительно разнообразнее реакций, вызываемых гамма-квантами. Поэтому стационарные и импульсные нейтронные методы заняли основное место в арсенале методов скважинной радиометрии.

Современная методология НМ нейтронных методов ориентирована на непосредственное использование нейтронных характеристик горных пород при интерпретации данных НМ (интегральных модификаций) и на элементный анализ горных пород (спектрометрические модификации).

Замедляющая и поглощающая способности горных пород определяют пространственное распределение нейтронов в исследуемой среде по энергиям в разные времена их жизни. Пространственное распределение нейтронов (плотность нейтронов на различных расстояниях от источника) и является предметом исследования нейтронными методами.

Каждому из перечисленных процессов взаимодействия нейтронов в горных породах соответствует один (или более) нейтронный метод ядерной геофизики (рис. 1.39).

Нейтронные методы различаются видом регистрируемого вторичного излучения, вызванного воздействием на породу первичных нейтронов источника, а также режимом источника. Источник может быть импульсным, то есть испускать нейтроны в течение небольших интервалов времени, между которыми источник выключен, или же стационарным, то есть излучать нейтроны практически непрерывно. Соответственно говорят об импульсных (ИНМ) и стационарных нейтронных методах (СНМ). Вышеперечисленные процессы взаимодействия нейтронов с веществом происходят независимо от того, каков режим облучения нейтронами: стационарный или импульсный. Стационарные нейтронные методы входят в обязательный комплекс ГИС разведочных скважин. Импульсные методы используются

преимущественно в обсаженных скважинах. Использование источников нейтронов, работающих в импульсном режиме, позволяет резко увеличить объем информации о составе исследуемой среды по сравнению со стационарными источниками.

Разработаны следующие нейтронные методы:

1. Метод спектрометрии гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР).
2. Метод наведенной активности (активационный анализ) на быстрых нейтронах (НАб).
3. Метод резонансной активации.
4. Нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам (ННМнт).
5. Стационарный нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННМт).
6. Импульсный нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ИННМ).
7. Стационарный нейтронный гамма-метод (НГМ).
8. Спектрометрия захватного гамма-излучения (НГМ-С).
9. Импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ); имеет также спектрометрическую модификацию (ИНГМ-С или С/О-каротаж).
10. Импульсный нейтронный гамма-нейтронный метод (ИНГНМ).
11. Метод наведенной активности (активационный анализ) на тепловых нейтронах (НАт).
12. Нейтронные методы, использующие реакцию деления.
13. Фотонейтронный метод.

В практике промыслово-геофизических исследований в настоящее время преобладают нейтронный гамма-метод (НГМ), нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННМ-т), импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ). При промыслово-геофизическом контроле в процессе разработки месторождений внедряется в производство ИНГМ-С - импульсный нейтронный спектрометрический гамма-метод (так называемый «С/О-каротаж»).

Установка для любого нейтронного метода содержит источник нейтронов и соответствующий детектор нейтронов или гамма-квантов (в зависимости от метода), расположенный на некотором расстоянии от источника, называемом размером (длиной) зонда. Между источником и детектором размещает-

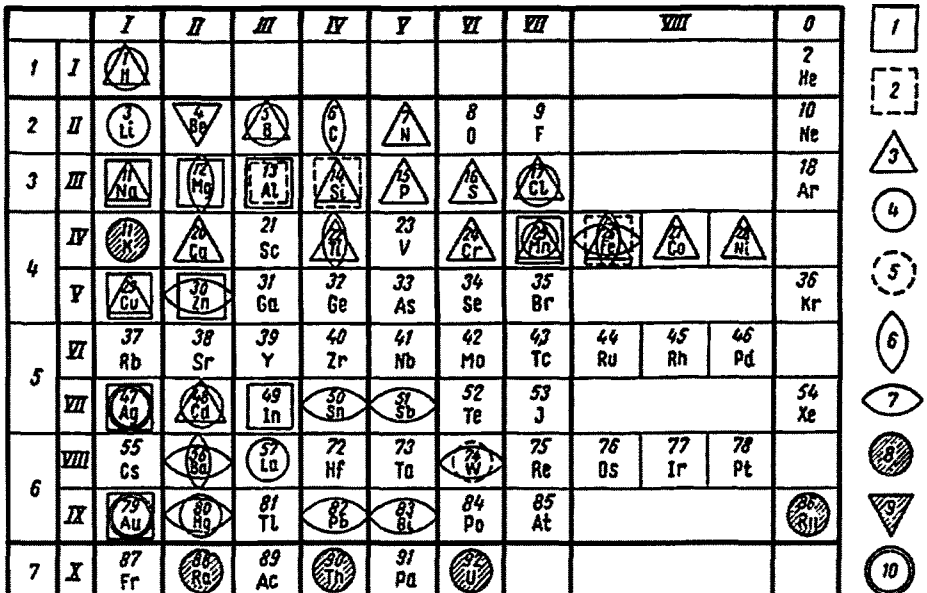


Рис. 1.39. **Элементы, количественно определяемые в горных породах нейтронными и другими методами ядерной геофизики (по Е.М.Филиппову и Я.А.Чубеку):**

1 - метод наведенной активности по тепловым нейтронам; 2 - метод наведенной активности по быстрым нейтронам; 3 - нейтронный гамма-метод; 4 - нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам; 5 - активационный анализ по запаздывающим совпадениям; 6 - плотностной гамма-гамма-метод; 7 - селективный гамма-гамма метод; 8 - метод естественной радиоактивности; 9 - фотонейтронный метод; 10 - нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам

ся фильтр, задерживающий прямое излучение от источника.

В качестве источников нейтронов используют чаще всего смесь порошков бериллия с радиоактивным веществом, испускающим альфа-частицы (например, полоний, плутоний и др.). При бомбардировке ядер атомов бериллия альфа-частицами радиоактивного вещества происходит ядерная реакция:

$$^{9}_{4}\mathrm{Be} + ^{4}_{2}\alpha = ^{12}_{6}\mathrm{C} + ^{1}_{0}\mathrm{n},$$

где через $^{1}_{0}$n обозначен нейтрон. Такие источники, представляющие небольшие герметические ампулы и потому называемые ампульными, дают быстрые нейтроны с энергией, достигающей для полоний-бериллиевых источников 11 МэВ; максимумы распределения по энергии приходятся на 3 и 5 МэВ. Нейтронным источником другого типа, используемым при исследовании скважин, является генератор нейтронов. В нем титановая или циркониевая мишень с растворенным в ней изотопом водорода тритием ($^{3}_{1}$H) бомбардируется дейтонами (ядрами тяжелого водорода $^{2}_{1}$H), ускоренными линейным ускорителем под напряжением около 10^5 В. По реакции:

$$^{3}_{1}\mathrm{H} + ^{2}_{1}\mathrm{H} = ^{4}_{2}\mathrm{He} + ^{1}_{0}\mathrm{n}$$

образуются нейтроны с энергией 14 МэВ. Более высокая энергия нейтронов и монохроматизм излучения являются преимуществом таких генераторов. Другое преимущество - возможность выключения источника, что повышает безопасность работ и позволяет доводить его интенсивность до 10^8 - 10^9 нейтр./с.

Источники третьего типа - некоторые изотопы трансурановых элементов, например, калифорния (^{252}Cf), претерпевающие интенсивное самопроизвольное деление ядер с испусканием нейтронов.

Счетчики, предназначенные для регистрации нейтронов, заполняют газом, в молекулу которого входит вещество, при взаимодействии нейтронов с которым возникают быстрые заряженные частицы, производящие ионизацию. Таким веществом является газ фтористый бор BF_3 или один из изотопов гелия ^{3}He. При поглощении медленных нейтронов ядром изотопа ^{10}B, образуется альфа-частица. Поэтому при попадании тепловых и над-

тепловых нейтронов в счетчик, заполненный соединением бора, возникают альфа-частицы, вызывающие разряд в газовом объеме счетчика и импульс напряжения на его выходе. При захвате нейтронов ядром ^{3}He возникает быстрый протон.

Счетчики нейтронов работают в пропорциональном режиме, что позволяет исключить импульсы от гамма-квантов, которые имеют гораздо меньшую величину, чем импульсы от альфа-частиц или протонов.

Нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам (ННМнт) состоит в измерении плотности потока нейтронов, замедленных в системе скважина - пласт, детектором, находящимся на определенном расстоянии (называемом размером зонда) от стационарного источника нейтронов, в процессе перемещения измерительного прибора по стволу скважины. Регистрируемая детектором плотность потока замедленных нейтронов зависит от эффективной длины замедления нейтронов, которая при оптимальном размере зонда определяется водородосодержанием исследуемого пласта и его химико-минералогическим составом. Поэтому ННМнт используется для определения объемного водородосодержания пласта, а при отсутствии в скелете породы химически связанной воды - для определения пористости и газонасыщенности.

Зависимость показаний детектора надтепловых нейтронов от водородосодержания среды с изменением расстояния до источника (размера зонда) изменяется.

На малых расстояниях, например, на «нулевом» зонде

$$N_0(w) \sim \tau_0(m)^{-3/2},$$

зависимость от w возрастающая. На больших расстояниях r зависимость от m определяется экспонентой

$$N_0(w) \sim \exp[-r^2/4\tau_0(m)]$$

и зависимость становится убывающей (рис. 1.40).

В геофизике переменное водородосодержание является изучаемой величиной (аргументом), связанной с ФЕС коллекторов нефти и газа, а расстояние между источником и детектором - управляемым параметром. Изменение (обращение) функции с изменением параметра называется *инверсией* или *ин-*

версионным эффектом (рис. 1.40). Зона расстояний, на которых зависимости обладают минимальной чувствительностью к водородосодержанию (шифр кривых), является инверсионной, и делит зависимости $N_0(w)$ и соответствующие зонды на доинверсионные (растущие) и заинверсионные (убывающие). В практике используют заинверсионные зонды размером 25 - 40см.

Нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННМт) заключается в регистрации плотности нейтронов, диффундирующих в системе скважина - пласт после их замедления до тепловых энергий. Плотность тепловых нейтронов, измеряе-

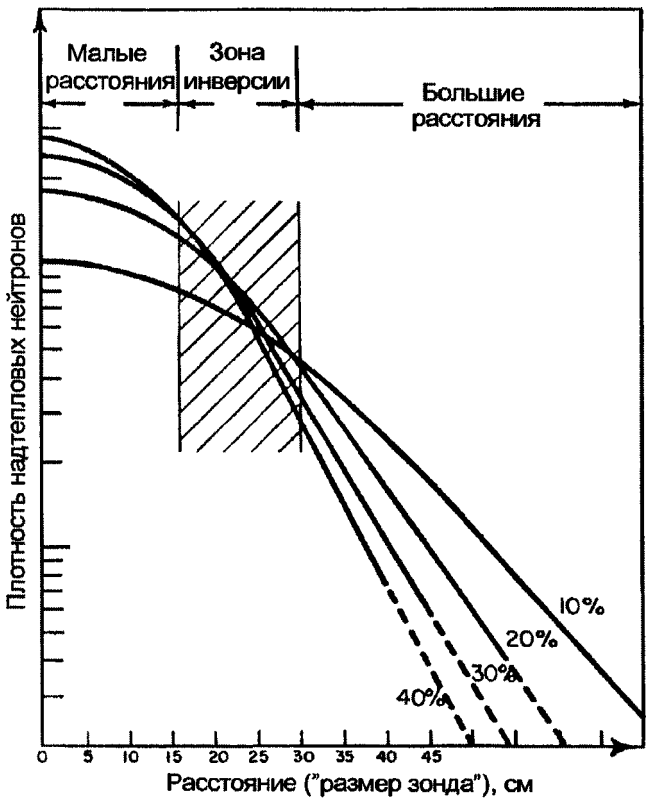


Рис. 1.40. **Эффект инверсии зависимости показаний ННМ$_{нт}$ от водородосодержания с изменением размера зонда (по Дж. Титтмену)**

мая детектором при фиксированном размере зонда, зависит не только от эффективной длины замедления, но также от времени жизни τ и коэффициента диффузии D. Последние два параметра характеризуют водородосодержание породы и содержания элементов с высокими сечениями поглощения тепловых нейтронов (таких, как хлор, бор и т.д.).

Показания ННМт используются для оценки пористости коллекторов при неизменном их насыщении: если известна пористость - для определения газонасыщенности, если пластовая вода сильно минерализована - для определения типа флюида, насыщающего поровое пространство.

Из-за малого радиуса зоны исследования на показания ННМт и ННМнт влияют свойства среды, заполняющей скважину. В значительной степени ослабить это влияние позволяет использование приборов с прижимными устройствами и двухзондовых. В двухзондовой аппаратуре используются зонды длиной L_1=40 - 45 см и L_2=60 - 70 см.

Нейтронный гамма-метод (НГМ) состоит в регистрации плотности потока гамма-квантов, возникающих в пласте и скважине в результате поглощения замедленных и тепловых нейтронов атомными ядрами.

НГМ отличается от других нейтронных методов наибольшей сложностью физических закономерностей, обусловленной последовательным преобразованием различных полей излучений и наложением («интерференцией») нескольких физических процессов в системе скважина-пласт. Закономерности поля захватного гамма-излучения определяются последовательной трансформацией полей излучений в результате следующих процессов: замедление быстрых нейтронов до надтепловой энергии $\rightarrow$ термализация надтепловых нейтронов (пространственное перемещение нейтронов в процессе термализации иногда называют «трансфузией») $\rightarrow$ диффузия тепловых нейтронов до их поглощения ядрами породообразующих элементов $\rightarrow$ захват нейтронов и снятие возбуждения ядер высвечиванием характеристического гамма-излучения $\rightarrow$ рассеяние (диффузия) захватного гамма-излучения.

После поглощения теплового нейтрона ядро атома возбуждается на величину энергии связи захваченного нейтрона ε ($\varepsilon \approx 8$ МэВ). Избыток энергии высвечивается преимущественно в виде гамма-излучения, небольшая часть уносится

электронами и электрон-позитронными парами внутренней конверсии.

Регистрируемая прибором НГМ результирующая зависимость $I_{n\gamma}(w)$ является суперпозицией зависимостей для интенсивностей (плотностей потока) гамма-излучений неупругого рассеяния быстрых нейтронов $I_{(n,n'\gamma)}$, радиационного захвата тепловых нейтронов $I_{(n,\gamma)}$, и естественной радиоактивности $I_{\gamma}(w)$:

$$I_{n\gamma}(w) = I_{(n,n'\gamma)}(w) + I_{(n,\gamma)}(w) + I_{\gamma}(w). \qquad (1.89)$$

Компонента $I_{(n,n'\gamma)}$ гораздо слабее зависит от водородосодержания породы, чем компонента $I_{(n,\gamma)}$: плотность потока быстрых нейтронов, испытывающих неупругое рассеяние, менее чувствительна к m, чем плотность потока тепловых нейтронов, испытывающих радиационный захват (при высоких энергиях нейтронов мало сечение рассеяния на водороде). Вклад компоненты $I_{(n,n'\gamma)}$ существенно зависит от размера зонда: с увеличением Z он быстро уменьшается.

При фиксированном размере зонда показания детектора гамма-излучения («интенсивность» и энергетический спектр излучения) определяются такими нейтронными характеристиками среды, как эффективная длина замедления быстрых нейтронов, время жизни и коэффициент диффузии тепловых нейтронов, а также излучающей способностью среды (спектр гамма-излучения, возникающего при поглощении одного нейтрона) и коэффициентом ослабления гамма-излучения. Все эти характеристики в свою очередь определяются водородосодержанием, химико-минералогическим составом и объемной плотностью исследуемых сред.

Различные элементы при захвате одного теплового нейтрона испускают неодинаковое количество гамма-квантов. Это свойство называется эмиссирующей способностью [46]. Минимальной эмиссирующей способностью обладают водород, кислород и углерод (около 1 гамма-кванта на один захват), максимальной - натрий и хлор (3.09 и 2.36 гамма-квантов на один захват соответственно). Гамма-кванты, образовавшиеся при захвате тепловых нейтронов, различаются по энергиям, которая, в свою очередь, зависит от ядра элемента-поглотителя. То есть способность гамма-кванта достигнуть индикатора определяется элементом, с которым вступил во взаимо-

действие нейтрон. Количество гамма-квантов, зарегистрированных аппаратурой при захвате 1 нейтрона, называется эффективной эмиссирующей способностью. Например, бор отличается высокой эмиссирующей способностью и большим сечением захвата тепловых нейтронов, но испускает мягкое гамма-излучение (E_γ<0.5 МэВ). Вследствие этого бороносные пласты обладают низкой эффективной эмиссирующей способностью и характеризуются резким понижением интенсивности радиационного захвата $I_{n\gamma}$. Присутствие в породе аномальных поглотителей тепловых нейтронов хлора, марганца и кадмия и др., вызывающих жесткое гамма-излучение, приводит к повышению $I_{n\gamma}$ при прочих равных условиях.

Для НГМ характерно существенное влияние скважины на характер зависимости показаний от хлоросодержания пластовой воды. Компонента $I_{(n,\gamma)}(m)$- сумма компонент, среди которых можно выделить собственно излучение пласта $L_{пл}$ и «излучение скважины» L_c:

$$I_{(n,\gamma)}(m) = I_c(m) + I_{пл}(m), \quad (1.90)$$

причем

$$I_c(m) = \sum_k I_k(m). \quad (1.91)$$

Излучение скважины в свою очередь включает ряд компонент $\{I_k\}$, обусловленных активацией натрия в сцинтилляционном кристалле NaI тепловыми нейтронами, резонансным поглощением надтепловых нейтронов иодом в кристалле, поглощением тепловых нейтронов в корпусе глубинного прибора, глинистом растворе, глинистой корке, зоне проникновения, а в обсаженных скважинах, кроме того, - в стальной обсадной колонне и цементном камне.

Излучение скважины дифференцирует пласты по водородосодержанию не хуже, а лучше, чем собственно излучение пласта, поскольку излучение скважины, обязанное своим возникновением диффузии тепловых нейтронов из пласта, поступает из близкой к индикатору части пространства.

Рассмотрим влияние изменения хлоросодержания пластовой воды $C_п$ на зависимости $I_c(m)$ и $I_{пл}(m)$. Увеличение $C_п$ снижает компоненту I_c при фиксированном значении пористости, дифференциация $I_{n\gamma}$ по $C_п$ определяется соотношением I_c и

$I_{пл}$. Водоносные пласты, содержащие минерализованную пластовую воду, характеризуются повышенными значениями $I_{пл}$ и пониженными значениями I_c по сравнению с пластами, насыщенными пресной водой (нефтью). Это приводит к появлению эффекта инверсии показаний НГМ по хлору: при низкой пористости с повышением $C_п$ $I_{пγ}$ уменьшается, а при высокой пористости - увеличивается.

Зонды НГМ также подразделяются на доинверсионные, инверсионные и заинверсионные. В качестве стандартного зонда обычно используют заинверсионный зонд с L=60 см.

Импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ) состоит в измерении спада плотности тепловых нейтронов в зависимости от времени (времени задержки) после инжекции импульса быстрых нейтронов в исследуемую горную породу.

Источник испускает нейтроны в течение сравнительно коротких интервалов времени $\Delta T \leq 100$ - 200 мкс (рис. 1.41). Такие импульсы источника повторяются периодически с периодом $T=10^{-3}$ - 10^{-1} $с^{-1}$, то есть 10 - 10^3 раз в 1 с. С помощью специальной схемы - временного анализатора регистрация излучения осуществляется не непрерывно, а лишь в некоторые (специально выбранные) интервалы времени. Существует две модификации импульсных нейтронных методов - с регистрацией тепловых нейтронов (ИННМ) и гамма-квантов радиационного захвата (ИНГМ). Регистрация нейтронов (и гамма-квантов) в этих методах осуществляется в интервале между двумя импульсами источника через некоторое время за-

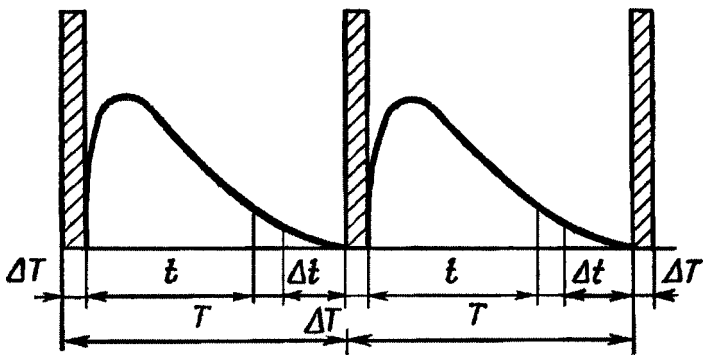


Рис. 1.41. **Распределение плотностей тепловых нейтронов $n_τ$ во времени при ИННМ**

держки t после каждого импульса, составляющее от нескольких сотен до двух-трех тысяч микросекунд (см. рис. 1.41).

Быстрые нейтроны, испускаемые импульсным источником, замедляются до тепловой энергии в среднем за время, составляющее не более нескольких десятков микросекунд, и при дальнейшей диффузии поглощаются ядрами среды. Регистрируя тепловые нейтроны (ИННМ) или гамма-кванты (ИНГМ) при двух значениях времени задержки или более, можно определить среднее время жизни тепловых нейтронов в горной породе τ:

$$\tau=(t_2-t_1)/(\ln I_1-\ln I_2), \qquad (1.92)$$

где t_1 и t_2 - время задержки для двух каналов; I_1 и I_2 - показания (скорость счета) для тех же каналов.

Импульсы источника повторяются через небольшое время (обычно 10 - 400 раз в 1 с) и при ИННМ (ИНГМ) регистрируется интенсивность тепловых нейтронов (гамма-квантов) для некоторого значения времени задержки t, усредненная по большому числу импульсов источника.

При фиксированном размере зонда Z временное изменение показаний детектора тепловых нейтронов n(t; Z) зависит от времени жизни и коэффициента диффузии тепловых нейтронов в исследуемом пласте. В начальные моменты n(t; Z) отражает распределение нейтронов в скважине, однако с увеличением времени задержки закон изменения показаний во времени стремится к $e^{-t/\tau}$, то есть определяется поглощающими свойствами пласта.

Временное изменение отношения показаний на двух зондах $n(t; Z_1)/n(t; Z_2)$ зависит от пространственного распределения тепловых нейтронов, которое в свою очередь характеризует рассеивающие свойства породы (водородосодержание).

Возможность управления временем задержки позволяет осуществлять грубую пространственную «локацию» исследуемой породы, что обеспечивает увеличение радиуса зоны исследования ИННМ по сравнению со стационарными методами.

Поскольку время замедления определяется конечной энергией нейтронов, при которой определяющим является взаимодействие с водородом (упругое рассеяние) , оно в однородных средах сильно зависит от водородосодержания, и сла-

бо - от минерального состава матрицы. В системе скважина - пласт (рис. 1.42) дополнительно необходимо учитывать наличие водорода в скважине, а при изучении реального коллектора - также наличие остаточной водонефтенасыщенности, химически и кристаллизационно связанного водорода в матрице и цементе (нижняя граница пористости превышает величину полной водоудерживающей способности коллектора).

ИННМ выгодно отличаются от стационарных нейтронных методов возможностью количественного определения диффузионных характеристик горных пород, высокой чувствительностью к изменению минерализации (хлоросодержания) пластовой жидкости, значительно меньшим уровнем помех от скважины, большей глубинностью исследования. Эффективность ИННМ существенно зависит от способов проведения измерений. Ниже кратко рассматриваются достоинства и недостатки существующих способов измерений импульсными методами.

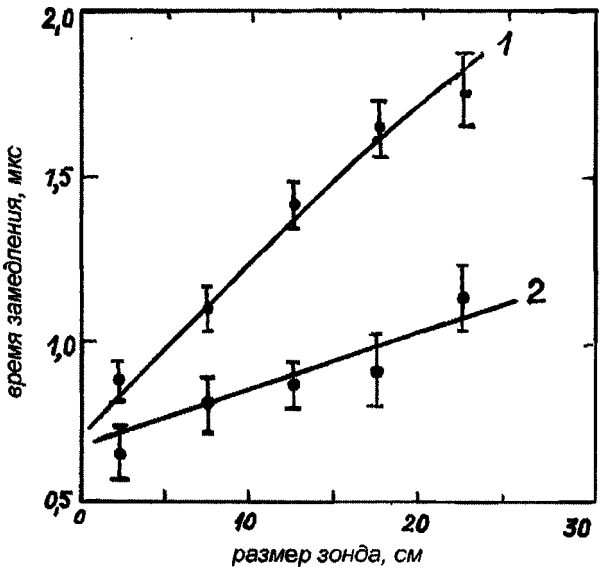


Рис 1.42. **Время замедления нейтронов до энергии 5 эВ а зааисимости от размера зонда а заполненной аодой необсажанной скаажина диаметром 160 см. Пласт кварцевого песчаника m=0 (1) и m=5% (2); диаметр прибора 100 мм (по данным А.И. Пшеничнюка; расчат методом Монте-Карло)**

Однозондовые модификации импульсных методов. Дифференциальный способ (Ю.С. Шимелевич, А.С. Школьников). Он основан на измерении за время ΔТ плотности потока тепловых нейтронов в скважине в момент времени Т после инжекции импульса быстрых нейтронов, то есть

$$N(T,Z)=\int_{T}^{T+\Delta T} n(t,Z)dt \approx n(T,Z)\Delta T . \quad (1.93)$$

Главные достоинства дифференциального способа - высокая чувствительность показаний к изменению хлоросодержания пород, возможность регистрации непрерывной кривой ИННМ по стволу скважины и экспрессность проведения измерений. Существенным его недостатком является сильное влияние изменений свойств внутрискважинной среды и положения прибора в скважине.

Интегральный способ (А.Л. Поляченко). Этот способ состоит в регистрации тепловых нейтронов, попавших в детектор через время *Т* после прекращения импульса быстрых нейтронов:

$$N(T,Z)=\int_{T}^{\infty} n(t,Z)dt. \quad (1.94)$$

С течением времени относительное влияние скважины на показания уменьшается, и они все в большей степени определяются диффузионными характеристиками самого пласта. Из (1.93) приближенно следует, что

$$N(T,Z) \approx n(T,Z)\Delta T+\int_{T+\Delta T}^{\infty} n(t,Z)dt. \quad (1.95)$$

Отсюда видно, что использование интегральных показаний означает дополнительный учет тех нейтронов, которые вносят сравнительно большую информацию о пласте.

Этот способ позволяет получать материалы измерений в виде непрерывных кривых. Однако результаты измерений зависят от условий проведения исследований в скважинах так же сильно, как при дифференциальном способе.

Способ интегральных отношений (В.Ф. Захарченко). Существенным недостатком рассмотренных выше способов проведения измерений ИННМ является необходимость учета скважинных условий. В.Ф. Захарченко указал на возможность уменьшения влияния скважинных условий путем регистрации отношения интегральных показаний ИННМ на двух временных задержках (T_1 и T_2):

$$N(T_1, T_2, Z) = \int_{T_1}^{\infty} n(t, Z)dt \Big/ \int_{T_2}^{\infty} n(t, Z)dt. \qquad (1.96)$$

Способ проведения ИННМ, основанный на измерении интегральных отношений, позволяет устранить недостатки предыдущих способов измерений. Развитием этого способа является следующий.

Способ декремента затухания (Ю.С. Шимелевич, А.С. Школьников, Ю.И. Соколов). Величиной, характеризующей изменение во времени плотности тепловых нейтронов и по своему физическому смыслу непосредственно связанной с поглощающими свойствами пласта, является декремент затухания:

$$\lambda = -\frac{d}{dt} \ln N(t). \qquad (1.97)$$

Важное достоинство этого способа - сравнительно слабая зависимость показаний прибора от условий измерений и принципиальная возможность количественного определения времени жизни тепловых нейтронов.

Поле тепловых нейтронов, возникающее после выключения импульсного источника, описывается однородным уравнением нестационарной диффузии, которое удобно записать в виде:

$$\lambda \equiv -\frac{1}{N}\frac{\partial N}{\partial t} = \Sigma^* - D\left(\frac{1}{N}\Delta N\right). \qquad (1.98)$$

Все члены этого уравнения имеют ясный физический смысл. Слева записан декремент затухания поля тепловых нейтронов, измеряемый экспериментально.

Независимо от конкретных условий измерений величина λ состоит из двух слагаемых: обратного времени жизни тепловых нейтронов (которое не зависит от времени, а в бесконечной однородной среде и от координат и декремента «диффузионного спада» λ_D):

$$\lambda_D = -D\left(\frac{1}{N}\Delta N\right). \qquad (1.99)$$

Таким образом,

$$\lambda \equiv \lambda(r,t) = \Sigma^* + \lambda_D(r,t). \qquad (1.100)$$

В бесконечной однородной среде декремент затухания распределения тепловых нейтронов, усредненного по всему пространству, совпадает с обратным временем жизни тепловых нейтронов ($\lambda_D=0$). В системе скважина - пласт измеренная величина λ приобретает временную и пространственную зависимость и может быть больше или меньше Σ^* (в соответствии со знаком лапласиана плотности нейтронов N).

В однозондовых модификациях ИННМ определяемым параметром является кажущееся время жизни тепловых нейтронов $\tau_к=\lambda^{-1}$, которое зависит от физических свойств горных пород и является основой для количественной интерпретации материалов ИННМ. Для интерпретации данных ИННМ можно использовать непосредственно параметр λ без перехода от кажущихся значений времени жизни тепловых нейтронов к истинным. Величина λ характеризует важный петрофизический параметр горных пород - макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов Σ_a.

Способы определения декремента затухания основываются на представлении, что плотность нейтронов n(t) в скважине изменяется по закону:

$$n(t) = Ae^{-\lambda t}. \qquad (1.101)$$

Тогда числа нейтронов, зарегистрированных во временном канале Δt спустя времена t_1 и t_2 ($t_2>t_1$), после облучающего импульса определяются выражением:

$$N_i = A\int_{t_i}^{t_i+\Delta t} e^{-\lambda t}dt = \frac{A}{\lambda}e^{-\lambda t_i}(1-e^{-\lambda\Delta t}),\quad i=1,\ 2. \qquad (1.102)$$

Отсюда декремент затухания нейтронов:

$$\lambda = \frac{1}{t_2 - t_1}\ln\frac{N_1}{N_2}. \qquad (1.103)$$

Декремент затухания λ может непрерывно регистрироваться по стволу скважины в одном из следующих вариантов:

1. Непосредственная регистрация параметра λ.
2. Регистрация значений кажущегося времени жизни нейтронов $\tau_к=\lambda^{-1}$.
3. Регистрация отношения показаний двух временных каналов с различными задержками.

Все эти варианты обеспечивают в принципе одинаковую точность измерения λ или $\tau_к$, которая зависит от временных задержек, условий измерений и скорости счета. Однако на практике в зависимости от конкретных геологических условий тот или иной вариант оказывается более целесообразным.

Двухзондовые модификации импульсных методов. Физические свойства исследуемых горных пород определяют не только временное изменение поля тепловых нейтронов в скважине, но и их пространственное распределение. Если временное распределение связано с величиной τ, характеризующей поглощение нейтронов, то пространственное распределение - с величиной коэффициента диффузии *D*, характеризующего рассеивающие свойства породы. Двухзондовые модификации ИННМ учитывают изменение как τ, так и D.

Модификация «ИННМ (ИНГМ) - σ^2» (ВНИИЯГГ). Дисперсия $\sigma^2(t)$ пространственного распределения тепловых нейтронов связана с коэффициентом диффузии *D* и может быть определена по результатам измерений на двух зондах:

$$\sigma^2(t)=\frac{Z_2^2-Z_1^2}{4\ln[n(Z_1,t)/n(Z_2,t)]},\quad Z_2>Z_1. \qquad (1.104)$$

Коэффициент диффузии тепловых нейтронов D может быть определен по измеренной дисперсии σ^2 или путем измерения на двух временных задержках следующего функционала U:

$$U=\frac{\sigma^2(t_2)-\sigma^2(t_1)}{t_2-t_1}=D+\Delta D, \qquad (1.105)$$

где $\Delta D=\frac{d}{dt}\sigma^2(t)-D$. Коэффициент диффузии вычисляется через измеряемый функционал U.

Ограничением двухзондовой методики, позволяющей определить параметр σ^2, является необходимость поточечных измерений пространственно-временного распределения плотности тепловых нейтронов или интенсивности гамма-излучения радиационного захвата. Это связано с необходимостью проводить измерения при больших временах задержки(t≈2 - 3 мс)при которых далеко не всегда можно получить хорошую статистическую точность в процессе непрерывных измерений.

Методика ИННМ-2, ВНИИЯГГ. Простейшим вариантом такой методики является нахождение отношения φ показаний на двух зондах:

$$\varphi=\frac{n(Z_1,t)}{n(Z_2,t)},\quad Z_2>Z_1, \qquad (1.106)$$

измеренных при одном времени задержки двумя детекторами, находящимися на расстояниях Z_1 и Z_2 от источников. При этом не требуется больших задержек, и удовлетворительная статистическая точность достигается в процессе непрерывных измерений по стволу скважины.

Численные расчеты, проведенные для непрерывной двухзондовой модификации (ИННМ-2) А.Л. Поляченко, В.Г. Цейт-

линым и Т.В. Шапошниковой, показали, что зависимость величины φ от водонасыщенной пористости m имеет вид:

$$\varphi(m,t;Z_1,Z_2)=a(t)+b(t)m,\ t>1\ \text{мс}, \quad (1.107)$$

где коэффициенты *a*, *b* зависят также от Z_1, Z_2 (рис. 1.43).

Относительная дифференциация пластов различной пористости, определяемая отношением:

$$f=\varphi(m_1)/\varphi(m_2),\ m_1>m_2, \quad (1.108)$$

возрастает с увеличением времени задержки.

Определение λ и φ позволяет качественно решать те же вопросы, что и при определении величин λ и σ^2 при резком сокращении затрат времени на проведение измерений.

Модификация «ИННМ (ИНГМ) – КВ» (КВ – с компенсацией влияния водородосодержания; Р.А. Резванов, Н.Н. Кривко). Поскольку водород обладает довольно большим сечением как рассеяния, так и поглощения тепловых нейтронов, он оказывает существенное влияние и на пространственное, и на временное их распределение. Это обстоятельство позволяет осуществить компенсацию влияния изменений водородосодержания в некотором интервале его изменения на показания импульсного нейтронного метода путем регистрации отношения показаний

$$\beta=\frac{n(Z_1,t_1)}{n(Z_2,t_2)}, \quad (1.109)$$

на двух парах различных, специально подобранных зондов Z_1 и Z_2 и временах задержки t_1 и t_2 (различных для каждого из зондов).

При значениях $Z_{1,2}$ и $t_{1,2}$, обеспечивающих компенсацию (на практике они подбираются экспериментально), пласты одинаковой литологии, насыщенные соленой водой, отмечаются близкими значениями β независимо от коэффициента пористости, а нефтенасыщенные – положительными аномалиями.

Сравнивая однозондовые и двухзондовые модификации ИННМ, можно отметить, что последние позволяют дифферен-

цировать породы не только по поглощающим, но и по рассеивающим свойствам.

Импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ) во многом аналогичен ИННМ и отличается тем, что регистрирует нестационарное поле гамма-излучения, возникающего при поглощении тепловых нейтронов. Радиус зоны исследования ИНГМ больше, чем ИННМ. Особенно эффективен этот метод при измерении через насосно-компрессорные трубы, а также при исследовании скважин с нарушенным цементом.

Нейтронная гамма-спектрометрия

Возможности нейтронного гамма-метода в стационарном и импульсном варианте (НГМ и ИНГМ) так же, как и ГМ, могут быть расширены при использовании спектрометрии гамма-излучения. Поскольку спектр излучения радиационного захвата нейтронов ядрами разных элементов различен, то возникает принципиальная возможность по данным спектрометрии этого излучения судить о содержании в породе тех или иных элементов.

Спектрометрический нейтронный гамма-метод основан на измерении энергетического или энергетического и временного спектров вторичного гамма-излучения, возникающего при неупругом рассеянии (ГИНР) и радиационном захвате (ГИРЗ).

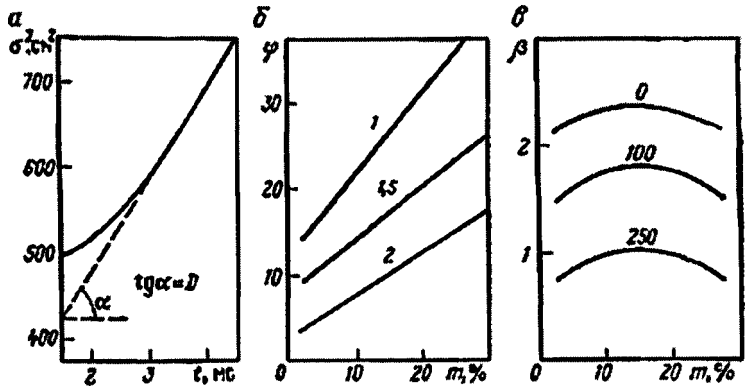


Рис. 1.43. **Схемы интерпретации результатов измерений двухзондовыми модификациями ИННМ (ИНГМ):**
а – «σ^2»; б — «ИННМ–2», шифр кривых – время задержки в мс; в – «ИННМ – КВ», шифр кривых – минерализация пластовой воды $C_в$ в г/л NaCl

Измеряемыми величинами являются скорости счета в энергетических и временных окнах. Расчетными величинами являются скорости счета в энергетических окнах, соответствующих энергиям гамма-квантов неупругого рассеяния быстрых нейтронов и радиационного захвата тепловых нейтронов для основных породообразующих элементов (C, O, H, Ca, Si, Fe, Cl и др.). Нейтронная спектрометрия реализована в двух вариантах: стационарном (НГМ-С) и импульсном (ИНГМ-С).

Спектрометрический нейтронный гамма-метод. По данным НГМ-С получают содержания Al, Si, Ca, Fe, S, Ti, K, Th, U, Gd (аппаратура GLT фирмы Schlumberger). Прибор широкодиапазонного нейтронного гамма-каротажа представляет собой двухзондовый сцинтилляционный спектрометр, особенностью которого является наличие для каждого из зондов двух энергетических шкал – условно низко- и высокоэнергетической. Это обеспечивает более детальное исследование спектра нейтронно-радиационного излучения.

Данные о содержании отдельных элементов используют для: определения содержаний отдельных минералов (кварц, полевые шпаты, кальцит, доломит, ангидрит, гипс, глинистые минералы: каолинит, иллит, смектит и др.); для определения литофациальной принадлежности песчаников (граувакки, литарениты, аркозы, субаркозы и т.д.); определения пористости и проницаемости в отложениях сложного полиминерального состава с присутствием примесей; для межскважинной корреляции в сложных случаях (табл. 1.13).

Спектрометрический импульсный нейтронный гамма-метод. Спектры ГИНР регистрируют в процессе излучения импульса нейтронов (так как процесс замедления быстрых нейтронов длится несколько микросекунд). Спектр ГИНР является индивидуальной характеристикой ядра. Например, при неупругом рассеянии нейтрона на ядре углерода образуются гамма-кванты с энергией преимущественно 4.43 МэВ, а на ядре кислорода – 6.13 МэВ. По соотношениям в спектрах ГИНР и ГИРЗ наблюдаемых эффектов on H, Si, Ca, Fe, Cl, S можно определить литологический состав пород, пористость, рассчитать нефтенасыщенность.

Интерпретационными параметрами ИНГМ-С служат макросечение Σ_a (10^{-3} см$^{-1}$) захвата тепловых нейтронов и коэффициент $K_п$ (%) водонасыщенной пористости, а также отношения скоростей счета в диапазонах энергетических спект-

ров ГИНР, соответствующих излучениям углерода (С) и кислорода (С/О) и кальция к кремнию (Ca/Si). Эти отношения определяются литологией отложений и характером насыщения пород.

Измерительный зонд содержит излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов и один – два детектора гамма-излучения. Длина зонда 0.4 – 0.6 м, точка записи – середина зонда. Калибровки проводят на трех стандартных образцах, воспроизводящих значения насыщенности пласта. Одним из стандартных образцов является емкость с пресной водой не менее 1.5 м в диаметре и 2 м по высоте (для исключения влияния среды за стенами емкости). Рекомендуемая скорость каротажа – 40 – 50 м/ч.

Модификация ИНГКС для определения нефтенасыщенности пород называется С/О-каротажем. Отношение С/О зависит от пористости, литологии, характера насыщения пластов, заполнения скважины, но практически не зависит от минерализации пластовых флюидов, что является достоинством метода. Для учета влияния вещественного состава пород по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются отношения кальция и кремния (Ca/Si). Интерпретационным параметром метода является разность отношений углерода-кислорода ($R_{C/O}$), и кальция-кремния ($R_{Ca/Si}$). Кажущееся объемное содержание нефти в породе ($K_{н.к}$) определяется с помощью зависимостей вида:

Таблица 1.15

Применения НГМ-С [по М.М. Херону]

Решаемые задачи	Используемые параметры	Примечания
Определение содержаний минералов	Al, Si, Fe, K, U, Th, Ti, S, Ca, Mg*	Кварц, полевые шпаты, кальцит, доломит, глинистые минералы, ангидрит, гипс, пирит, сидерит
Классификация песчаников	SiO_2/Al_2O_3, Na_2O/K_2O, Fe_2O_3/K_2O, Fe, Ca	По фациальной принадлежности (граувакки, литарениты, аркозы) и по составу (кварцевые, полимиктовые, глауконитовые песчаники, песчаники с карбонатным цементом и др.)
Определение пористости, проницаемости		В том числе в отложениях сложного полиминерального состава
Определение содержаний отдельных глинистых минералов	Fe, Al, Si, K, U, Th	В том числе при низкой радиоактивности глинистых пластов
Межскважинная корреляция	Fe, состав песчаников	

** Для определения минерального состава используют также данные о плотности (по данным ГГМ-П) и суммарном эквивалентном водородосодержании пластов (по данным нейтронных методов).*

$$K_{н,к} = a(R_{C/O} - bR_{Ca/Si}) + c, \quad (1.110)$$

где a, b, c – константы.

В приборах С/О-каротажа генератор нейтронов производит короткий (длительностью 5 – 8 мкс) выброс нейтронов каждые 50 мкс. Гамма-лучи, возникающие в породе в результате неупругого рассеивания и захвата нейтронов, регистрируются (с измерением их энергии) системой кристаллический детектор – многоканальный анализатор. Система ведет запись времени прихода гамма-квантов (256 временных каналов) и спектральной энергии гамма-квантов неупругого рассеивания (256 каналов) и захвата (еще 256 каналов).

На рис. 1.44 приведены спектры, зарегистрированные аппаратурой АИМС-С (ОАО НПЦ «Тверьгеофизика») в нефте- и водонасыщенных моделях (песчаник пористостью 34 %, вода – пресная). На спектрах ГИНР в областях энергий излучения углерода и кислорода выделяются участки, наиболее сильно реагирующие на замещение воды нефтью в поровом пространстве. Спектры ГИРЗ в водо- и нефтенасыщенном песчанике практически одинаковы.

По спектрам неупругого рассеивания вычисляется содержание в породе Ca, Si, C и O (или отношение C/O), а по спектрам захвата - содержание Ca, Cl (отношение Ca/Si определяется также и по «неупругим» спектрам). Коэффициент пористости рассчитывают по соотношению спектров захвата и упругого рассеивания. Спектр данных времени прихода гамма-квантов используют для независимого расчета Σa и пористости. Отношение С/О используют для расчета нефтеводонасыщения за обсадной колонной.

В отличие от интегральных модификаций ИНГМ, достоверность оценки $K_н$ по данным не зависит от минерализации пластовых флюидов. Поэтому данный метод можно применять для определения $K_н$ пластов с низкой и неизвестной минерализацией флюидов. Глубина исследования С/О каротажа в породах-коллекторах составляет в среднем 20 см, разрешающая способность по вертикали не менее 60 см.

ИНГМ-С применяют в обсаженных скважинах для оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности, определения интервалов обводнения продуктивных коллекторов независи-

мо от минерализации пластовых вод и для оценки эффективности процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.

Методы наведенной активности на быстрых (НАб) и тепловых (НАт) нейтронах основаны на облучении горной породы потоком нейтронов (от стационарного изотопного источника, импульсного или стационарного генератора, нейтронного размножителя или ядерного реактора) и последующей регистрации гамма-излучения наведенной активности. Эти методы широко применяются в нефтепромысловой и рудной геофизике.

Практические возможности методов наведенной активности при элементном анализе горных пород определяются:

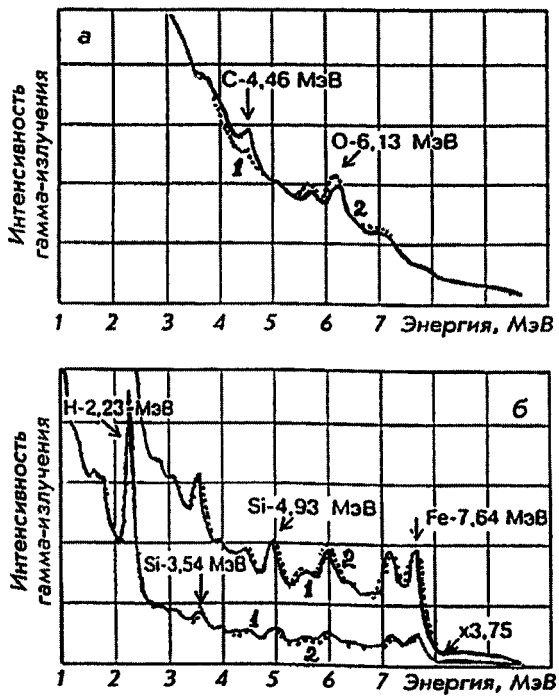


Рис. 1.44. **Энергетические спектры ГИНР (а) и ГИРЗ (б), зарегистрированные аппаратурой АИМС-С в модели пласта [по данным НПЦ «Тверьгеофизика»]**

1 – водонасыщенный песчаник; 2 – нефтенасыщенный песчаник

1. Ядерными реакциями и элементами (изотопами) излучателями, вносящими основной вклад в величину результирующего активационного эффекта.

2. Формой энергетического спектра источника нейтронов, которым облучается порода.

3. Раздельной оценкой активации за счет реакции на быстрых и тепловых нейтронах.

4. Выделением излучения искомых элементов на фоне активации других элементов.

5. Величиной глубинности исследования, определяемой вкладом в общую величину активационного эффекта, даваемую участками горной породы, находящимися на различном удалении от источника нейтронов.

Глубинность исследования горных пород

Геометрический фактор (раздел 1.3) характеризует представительность цилиндрических объемов различного радиуса R по величине их относительного вклада в результирующие показания (независимо от конкретной решаемой задачи), поэтому знание радиального изменения G(R) позволяет определить геометрическую глубинность исследования.

Геометрическая глубинность исследования («радиус исследования») R*(Z) есть радиус такого цилиндрического объема, из которого поступает определенная доля, например 90% или 95%, всего регистрируемого на зонде Z излучения; величина R*(Z) определяется непосредственно через геометрический фактор

$$G(R^*;Z)=0.9.$$

На рис. 1.45 показана зависимость радиуса исследования ННМт от размера зонда для обсаженной скважины (d_c=197 мм, $d_{кол}$=127 мм), заполненной водой, и пластов с водонасыщением 1 и 20 %, вычисленная по декрементной интерпретационной модели [73], в сравнении с результатами расчетов по методу Монте-Карло. Расхождение с данными аналитического расчета наблюдается только для сравнительно больших зондов, где погрешность расчетов по методу Монте-Карло уже велика.

Выполненные расчеты показывают, что радиус исследования существенно зависит от размера зонда, водородосодержания пласта (изменение хлоросодержания, учитываемое в ННМт, влияет слабо), диаметра, конструкции и заполнения сква-

жины, диаметра глубинного прибора, а также спектра нейтронного источника.

Наряду с понятием геометрической глубинности целесообразно рассматривать понятие «информационной глубинности» исследования, которая измеряется радиусом цилиндрического объема, изменение свойств исследуемой среды вне которого на заданную величину вызывает изменение показаний прибора, превышающее погрешность измерений.

Общее определение информационной глубинности исследования таково: пусть I (R; x_1, x_2=x_1+Δx) – показание прибора, определяемое параметрами двух сред x_1 и x_2, из которых первая заключена в цилиндрическом слое толщиной R – r_c (соосном со скважиной), вторая – вне этого цилиндра. Если ΔI (R; x_1, x_2) – изменение показаний прибора, вызванное заданным возмущением Δx, то информационной глубинностью исследования (радиусом исследования) по параметру x называется такое значение R_ε (x, Δx), при котором:

$$\Delta I(R_\varepsilon, x_1, \Delta x) = k\varepsilon, \quad (1.111)$$

где ε – заданная погрешность измерений, k – параметр надежности.

Информационный радиус исследования зависит от свойств пласта, параметра, для определения которого применяется данный метод, от конструкции скважины и прибора, от стабильности и эффективности регистрирующей аппаратуры и мощности источника. Непосредственно через фактор G эта величина не выражается. Важнейшими примерами информационной глубинности являются впервые введенные А.В. Золотовым понятия «глубинность исследования по хлору» и «глубинность исследования по водороду».

Понятие информационной глубинности проиллюстрируем на практически важном примере глубинности исследования по хлору, определенной по результатам математического моделирования методом Монте-Карло (рис. 1.46). Следуя И.Л. Дворкину, радиусом исследования по хлору назовем разность R – r_c, где R – радиус зоны проникновения пресного фильтрата глинистого раствора в пласт, насыщенный минерализованной водой, r_c – радиус скважины, при условии, что показания ННМт в пласте с пресным проник-

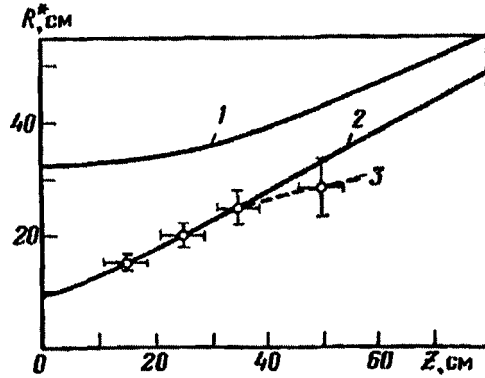


Рис. 1.45. **Геометрический радиус исследования ННМт как функция размера зонда в обсаженной скважине, заполненной водой. Расчет методом Монте-Карло (по данным И.Л. Дворкина и В.Н. Старикова):** d_c=197 мм, $d_{кол}$=127 мм, $d_{пр}$=42 мм, источник Ро – Be. Вода в скважине, цементе и пласте – пресная. 1 – m=1 %; 2 – m=20 %; 3 – m=20

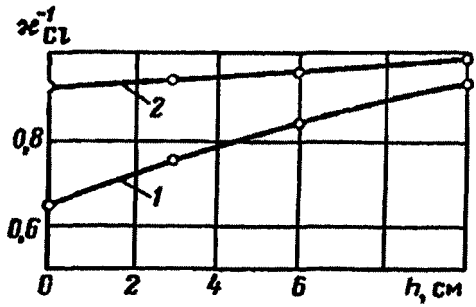


Рис. 1.46. **Зависимость коэффициента дифференциации показаний ННМт по хлору от глубины проникновения h пресной жидкости в пласт, насыщенный минерализованной водой (по И.Л. Дворкину и др., расчет методом Монте-Карло)** размер зонда Z=25 см, d_c = 197 мм, $d_{кол}$ = 127 мм $d_{пр}$ =42 мм, источник Ро – Be

новением отличаются от показаний в пласте, полностью насыщенном пресной водой, на величину погрешности измерений.

Расчеты выполнены для двух случаев: скважина сухая (соответствует прибору, наружный диаметр которого близок к внутреннему диаметру обсадной колонны) (рис. 1.46, кривая 1) и скважина заполнена водой (соответствует измерениям прибором малого диаметра) (рис. 1.46, кривая 2). Коэффициент дифференции показаний по хлору χ_{Cl} представляет собой отношение показаний $N_н$ в пласте, насыщенном соленой водой, к показаниям $N_в$ в пласте с зоной проникновения пресной воды, в зависимости от глубины проникновения $h=R-r_c$. Приняв погрешность измерений $\varepsilon=5$ %, по кривым рис. 1.46 можно определить, что в скважине, заполненной водой, радиус исследования по хлору составляет всего 3 – 5 см, а в сухой скважине – около 10 см. Поскольку радиус исследования по хлору определяется длиной диффузии тепловых нейтронов, а радиус исследования по водороду – и длиной замедления, и длиной диффузии, второй значительно больше первого.

Глубинность исследования стационарных нейтронных методов оценивается величиной удвоенного значения длины замедления для ННМнт или длиной миграции для ННМт (С.А. Кантор):

$$R_{нм} \approx 2M \qquad (1.112)$$

и определяется длиной замедления и длиной диффузии тепловых нейтронов. В общем случае глубинность ННМнт меньше, чем ННМт и НГМ.

Глубинность исследования импульсных нейтронных методов в несколько раз превышает радиус исследования стационарных методов, главным образом, за счет использования генераторов нейтронов с высокой начальной энергией (14 МэВ вместо 4.5 Мэв в среднем для изотопных стационарных источников).

1.4.4. Область применений нейтронных методов

Принципиальное достоинство нейтронных методов (НМ) – возможность телеметрического количественного изучения элементного состава пород в необсаженных и обсаженных

скважинах. Благодаря этому обеспечивается:

- количественное определение содержаний различных по ядерно-физическим свойствам элементов (изотопов) в широком диапазоне их изменений;
- оперативная оценка главных минеральных (при необходимости – сопутствующих) компонентов полезных ископаемых с большей экспрессностью и точностью, чем традиционными методами геологического опробования (керновый, бороздковый и др.);
- универсальность применений при изучении полезных ископаемых различного состава и структурно-текстурных форм.

Нейтронные методы первоначально применялись исключительно для решения задач нефтепромысловой геологии, позднее – в рудной, угольной, горной геофизике и инженерной геологии, при полевой разведке, скважинных и лабораторных исследованиях.

Стимулом бурного развития нейтронных методов явились интенсивная разведка и разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным отложениям, которые трудно изучать традиционными электрическими методами, особенно при сложной структуре емкостного пространства.

В настоящее время нейтронные методы широко применяются на месторождениях нефти, газа и других полезных ископаемых для определения коллекторских свойств горных пород, выявления продуктивных объектов, контроля разработки месторождений, элементного анализа пород и минерального сырья, решения других важных задач.

Если бурение скважин осуществляется на известково-битумном растворе или на растворах, изготовленных на нефтяной основе, применение электрических методов (кроме индукционного) полностью исключается.

В газонефтепромысловой геологии при разведке, разработке и доразведке месторождений нейтронными методами решаются следующие основные задачи:

1. Расчленение разреза по литологии газо-, водо- и нефтенасыщенности.
2. Корреляция разрезов скважин.
3. Количественное определение коллекторских свойств горных пород, оценка начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности.
4. Контроль продвижения пластовых вод, определение ин-

тервалов обводнения пластов и положения водонефтяного контакта.

5. Определение поглощающих и неработающих пластов.

6. Контроль гидроразрыва, солянокислотных обработок пластов и испытаний скважин.

7. Контроль технического состояния скважин и т.д.

Измерения проводятся в неработающих нефтяных скважинах и в процессе работы скважин (через насосно-компрессорные трубки). Нейтронные исследования проводятся во всех бурящихся скважинах с целью уточнения литологической характеристики пластов и выделения коллекторов нефти и газа. В последние годы одной из важнейших стала задача количественной оценки остаточной нефтенасыщенности коллекторов после их заводнения.

Высокий уровень добычи нефти и газа не может быть достигнут только за счет открытия и своевременного ввода в разработку новых месторождений. Большую роль играет совершенствование методов добычи, обеспечивающих наиболее полное извлечение нефти и газа из недр при длительных периодах безводной эксплуатации. Это выдвигает задачу обеспечения разрабатываемых месторождений методами изучения процессов, протекающих в залежах при извлечении нефти и газа, а также контроля эффективности мероприятий по интенсификации добычи, капитальному ремонту скважин и т.д. Эти методы необходимы также при создании и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Применение нейтронных методов для контроля обводнения коллекторов при различных способах интенсификации добычи нефти – важное звено в общем комплексе контроля и регулирования разработки месторождений. Расчленение пород по водонефтенасыщенности и определение водонефтяного контакта (ВНК) особенно важно в условиях применения законтурного и внутриконтурного заводнения, когда наряду с закономерным подъемом ВНК может происходить прорыв закачиваемой воды по наиболее проницаемым участкам, вызывающий неравномерное обводнение последнего. В этом случае становится необходимым не только определение положения границы вода – нефть в пласте, но и выделение участков пласта, обводнившихся в результате прорыва нагнетаемой воды. Своевременный контроль обводнения месторождений позволяет обоснованно корректировать отбор нефти и закачку воды

в пласт, управлять перемещением (стягиванием) контуров нефтеносности и в конечном итоге увеличить отбор нефти из недр.

Среди задач, решаемых нейтронными методами, особое значение имеет количественное определение водородосодержания. Водород содержится в нефти, природных газах, газогидратах и воде, заполняющих поровое пространство горных пород, а также присутствует в химически связанном состоянии в некоторых минералах, глинах, гипсе. В осадочных горных породах, не содержащих химически связанной воды, водородосодержание зависит от пористости. Количественное определение пористости необходимо для решения многих задач, начиная с поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений и кончая контролем их выработки.

Область применений нейтронных методов количественного определения водородосодержания вещества очень широка:

1. *В нефтяной и газовой промышленности* – выделение и оценка продуктивных нефте- и газоносных коллекторов; контроль разработки месторождений; доразведка месторождений по измерениям в обсаженных скважинах старого фонда; контроль сооружения и эксплуатации подземных газохранилищ; измерение влажности пород для прогноза и контроля воздействия на пласт при мирном использования подземных ядерных взрывов с целью интенсификации разработки месторождений нефти и газа.

2. *В нефтехимической промышленности* – определение концентрации водорода и отношения атомов С/Н в углеводородах в автоматизированных системах нефтепереработки и транспорта.

3. *В промышленности строительных материалов* – автоматизация управления производством цемента на основе непрерывного контроля влажности при обжиге цементной массы.

4. *В строительстве* – контроль влажности при сооружении плотин, шоссейных дорог, аэродромов.

5. *В сельском хозяйстве* – определение влажности почвы для контроля зоны деятельности корневой системы растений и фиксации изменения структуры почвы.

Важное применение получили нейтронные методы при изучении газовых месторождений и подземных газохранилищ. Они позволяют однозначно выделять газоносные пласты даже в низкопористых и низкопроницаемых коллекторах, контролировать разработку газовых месторождений.

Автоматизация управления технологическими процессами

в нефтеперерабатывающей промышленности выдвинула задачу непрерывного определения химического состава смесей углеводородов при условии, чтобы время между измерением и получением результата было возможно меньшим. Химический состав смесей углеводородов определяется по величине C/H, то есть по весовому соотношению углерода и водорода в жидкости. Применение метода замедления нейтронов позволило полностью решить эту задачу, сняв ограничения, присущие β-фотометрии.

Для решения геологических и геохимических задач важное значение имеет нейтронный активационный анализ (как в стационарном, так и в импульсном режимах), позволяющий получить информацию о макросодержаниях O, F, N, Na, Mg, Al, SI, P, Си в силикатных, карбонатных и других породах и некоторых типах руд. Особенно эффективен активационный анализ при исследовании образцов горных пород с применением ядерных реакторов. Чувствительность метода дает возможность определять в геологических образцах многие микрокомпоненты на уровне кларковых и закларковых содержаний (10^{-2}—10^{-9} %).

Кислородный нейтронно-активационный метод (КНАМ), реализуемый с генератором нейтронов одновременно с ИНГМ, применяется для установления границы подвижной и застойной воды в эксплуатационных скважинах, выделения интервалов притока воды из перфорационных отверстий и нарушений обсадной колонны, выявления интервалов затрубной циркуляции воды.

Нейтронные методы применимы для количественного определения урана в горных породах посредством регистрации мгновенных или запаздывающих нейтронов деления. Особенно эффективны они на урановых месторождениях сложного тектонического строения, характеризующихся нарушением радиоактивного равновесия.

В связи с большим значением бериллия, как металла новой техники, распространение получил фотонейтронный метод, обеспечивающий бесфоновое количественное определение бериллия.

1.5. АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

Акустические методы исследования скважин основаны на измерении параметров упругого волнового поля в скважине в звуковом (0.5 – 20 кГц) и ультразвуковом (25 кГц – 2 МГц)

диапазонах частот. Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в необсаженных скважинах, функционально связаны с физико-механическими и коллекторскими свойствами горных пород, с их структурными особенностями и характером насыщения. В обсаженных скважинах акустические параметры зависят также и от условий передачи упругих напряжений и деформаций на границах цементного камня с колонной и породой. Эти обстоятельства предопределили широкое применение акустических методов при поисках, разведке и подсчете запасов полезных ископаемых, контроле процесса разработки залежей и технического состояния скважин.

В зависимости от частоты излучаемого импульса различают высокочастотный (ультразвуковой) и низкочастотный (волновой, широкополосный) акустические методы. По типу регистрируемых параметров рассматривают акустические методы по скорости и затуханию, основанные на изучении кинематических и динамических характеристик упругих волн. Волновой акустический метод позволяет также осуществлять регистрацию волновых картин (ВК) и фазокорреляционных диаграмм (ФКД).

Акустические методы по скорости и затуханию упругих продольных волн, реализуемые одновременно с помощью высокочастотной аппаратуры, составляют стандартную модификацию акустического каротажа.

1.5.1. Упругие свойства горных пород

Горные породы в условиях естественного залегания можно рассматривать как упругие тела.

Упругость – свойство веществ сопротивляться изменению объема и формы под воздействием внешних механических напряжений, что обусловлено возрастанием внутренней энергии вещества.

Деформации, возникающие в веществе под действием возбуждающей силы, называют *упругими* (или обратимыми), если после снятия напряжения вещество восстанавливает свои форму и объем. При превышении предела упругости в твердых телах после снятия напряжения остаются ос*таточные*, или *необратимые* деформации. Различают деформации о*бъема* (растяжения, сжатия) и *формы* (сдвига).

Горные породы в общем случае представляют собой до-

вольно сложные образования. С позиций теории упругости породообразующие минералы, изверженные породы различных типов, некоторые низкопористые ($K_п$<5 %) осадочные карбонатные, хемогенные и терригенные породы можно рассматривать как идеально упругие тела. Большинство же пористых сред являются дифференциально-упругими. Отдельные компоненты последних можно порознь уподобить упругим телам и применять к ним зависимости из теории упругости сплошных сред в дифференциальной форме.

Для характеристики физико-механических свойств идеально упругих однородных и изотропных сред пользуются следующими упругими константами:

Модуль упругости Юнга E – коэффициент пропорциональности между продольным (сжимающим или растягивающим) напряжением P и соответствующей ему относительной линейной деформацией δl:

$$P = E \cdot \delta l. \quad (1.113)$$

Это выражение называют часто законом Гука для линейных деформаций.

Коэффициент Пуассона ν – отношение относительной линейной деформации тела в направлении, поперечном действию напряжения δl_c, к относительной линейной деформации в продольном направлении δl:

$$\nu = \frac{\delta l_c}{\delta l}. \quad (1.114)$$

Для случая всестороннего равномерного сжатия твердого тела связь между относительной объемной деформацией ΔV/V и величиной напряжения выражается через *модуль всестороннего сжатия K* или *сжимаемости* β идеально упругой среды:

$$P = -K\frac{\Delta V}{V} = -\frac{1}{\beta}\cdot\frac{\Delta V}{V}. \quad (1.115)$$

С учетом упругих модулей среды выражение (1.115) принимает вид:

$$P = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2\nu)} \cdot \frac{\Delta V}{V}. \quad (1.116)$$

Модуль сдвига G – устанавливает пропорциональность между касательным напряжением τ, действующим изолированно, и соответствующей деформацией

$$\tau = G \cdot \delta l. \quad (1.117)$$

Модуль сдвига G находится в следующем соотношении с E и ν:

$$G = \frac{1}{2} \cdot \frac{E}{1 + \sigma}. \quad (1.118)$$

Модули E, K и G имеют размерность напряжения. Единицами их измерения в системе СИ являются Н/м^2 или Па; коэффициент ν – безразмерный.

Величины модулей упругости (E, G и K) важнейших породообразующих минералов осадочных, магматических и метаморфических пород варьируют в широких пределах: $E=(0.1–10)\cdot10^{11}$ Па, $G=(0.1–4)\cdot10^{11}$ Па, $K\approx(0.25–0.5)\cdot10^{11}$ Па. В меньшей степени от 0.08 (для кварца) до 0.34 – 0.35 (для циркона, гипса, сфалерита) изменяется коэффициент Пуассона ν. Чаще всего его величина составляет 0.24 – 0.26.

Упругие модули минералов зависят от температуры и давления. Так, например, коэффициент сжимаемости главных породообразующих минералов уменьшается с давлением и увеличивается с температурой.

1.5.2. Виды упругих колебаний. Кинематические и динамические параметры упругих волн

Акустические методы изучают закономерности распространения полей упругих волн в горных породах, жидкостях и газах, заполняющих их пустотное пространство, а также находящихся в стволе скважины.

Если элементарный объем породы в определенный момент

времени будет находиться под воздействием внешней возбуждающей силы, это приведет к смещению частиц, находящихся в непосредственной близости от него и, в дальнейшем, вызовет сдвиг других, более удаленных. Если возбуждающие силы знакопеременны или кратковременны, то под их влиянием в породе возникнут упругие колебания (деформации). Периодический процесс, возникающий в среде при передаче в ней упругих колебаний от точки к точке, называется упругой волной. Распространение упругих колебаний происходит с конечной скоростью, называемой скоростью распространения волны, которая зависит от свойств среды. Особенностью упругих волн малой амплитуды, используемых в акустических методах, является то, что при их распространении в породе осуществляется перенос энергии без переноса вещества. Рассмотрим некоторые характеристики волнового поля.

Важной характеристикой колебательного процесса является длина волны λ, которая представляет собой пространственный период колебаний и определяется через скорость волны V и частоту:

$$\lambda = V \cdot \frac{2\pi}{\omega} = \frac{V}{f}, \quad (1.119)$$

где $f = \frac{1}{T}$ – частота колебаний в Гц, величина обратная периоду колебаний волны; $\omega = 2\pi f$ – круговая частота в рад/с.

Длина волны – расстояние между точками, колеблющимися в одинаковой фазе. Под фазой волны φ понимается мгновенное состояние колеблющейся величины:

$$\varphi = Wt. \quad (1.120)$$

Для волнового процесса характерно, что фаза волны в фиксированной точке пространства является функцией времени, а в фиксированный момент времени – функцией пространственных координат.

Поверхность, для которой в заданный момент времени фаза волны имеет одно и то же значение, называется фронтом волны. Важной энергетической характеристикой колебательного про-

цесса является волновое сопротивление (или импеданс), определяющееся как произведение плотности среды δ на скорость V:

$$Z=\delta\cdot V. \quad (1.121)$$

Единицей измерения волнового сопротивления является г/(см²·с).

По траектории движения частиц относительно фронта волны делятся на продольные P, поперечные S, прямые гидроволны P_0 и поверхностные трубные волны типа Стоунли, Лэмба, Рэлея (рис. 1.47). Продольные волны связаны с деформацией объема среды. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия. При этом частицы совершают колебания в направлении, совпадающем с направлением распространения волны (рис. 1.47. а). Поперечные волны связаны с деформацией формы среды. Распространение поперечной волны представляет перемещение зоны смещений слоев относительно друг друга. Частицы среды совершают колебания в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны (рис. 1.47. б). Поверхностные волны образуются в жидкости, заполняющей скважину, у поверхности стенок скважины и в прискважинном слое горных пород (рис. 1.47. в).

Количество типов волн, возникающих в неограниченных средах, возрастает при переходе от жидких сред к твердым и пористым. В жидкостях и газах, обладающих объемной упругостью, существуют только продольные волны. В твердых средах одно-

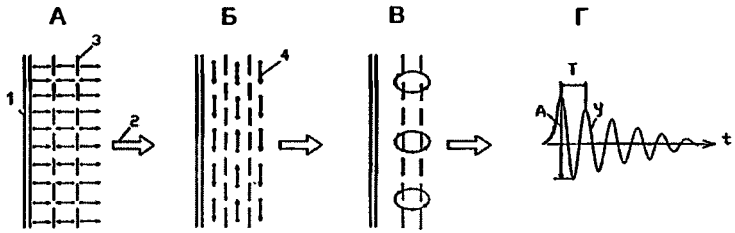


Рис. 1.47. **Траектория движения частиц для основных типов волн:**
А – продольных, Б – поперечных, В – Рэлея, Г – волновая картина;
1 – излучатель, 2 – направление распространения волн, 3 – фронт волны,
4 – траектория частиц;
А – амплитуда волны, Т – ее период, φ – фаза волны, t – время

временно могут возникать продольные и сдвиговые деформации, поэтому в них распространяются как продольные, так и поперечные волны. В насыщенных пористых средах возможно существование трех типов продольных волн (первого, второго и третьего рода) и одной поперечной по скелету породы.

При взаимодействии волны со слоистой средой возникают отраженные, проходящие и преломленные волны, если волна встречает границу двух сред под прямым углом. При распространении продольных или поперечных волн вдоль системы жестко контактирующих твердых слоев образуются обобщенные монотипные волны (если длина волны λ во много раз больше толщины слоя h).

При падении волны по нормали к границе жидкость – жидкость или жидкость – газ падающие продольные волны возбуждают только продольные отраженные и преломленные волны. Если волна падает на границу двух твердых сред или на границу жидкость – твердая фаза, то кроме монотипных (P или S) волн, возникают обменные PS или SP, отраженные, преломленные и поверхностные волны. Распределение энергии волны между падающими, отраженными и преломленными волнами оценивается с помощью соответствующих коэффициентов отражения и преломления.

Скорость обобщенных монотипных волн зависит от соотношения λ/h и волновых сопротивлений контактирующих слоев.

Связи скоростей распространения упругих волн с упругими константами среды в классической теории упругости сплошных сред описываются следующими формулами:

1. Скорость продольных волн

$$V_p = \sqrt{\frac{T(1-\nu)}{\delta_n(1+\nu)(1-2\nu)}} = \sqrt{\frac{3(1-\nu)}{\beta\delta_n(1+\nu)}}, \qquad (1.122)$$

где δ_n – плотность сплошной среды.

2. Скорость поперечных волн

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\delta_n(1+\nu)}} = \sqrt{\frac{3}{2}\cdot\frac{1}{\beta\delta_n}\cdot\frac{(1-2\nu)}{(1+\nu)}} = \sqrt{\frac{G}{\delta_n}}. \qquad (1.123)$$

3. Отношение скоростей

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{2\frac{(1-\nu)}{1-2\nu)}}. \quad (1.124)$$

4. Скорость волны Лэмба

$$V_L = \frac{V_0}{\sqrt{1+(\delta_0/\delta_п)(V_0^2/V_s^2)}}, \quad (1.125)$$

где δ_0 и V_0 – соответственно плотность жидкости и скорость продольной волны в жидкости, заполняющей ствол скважины.

Единицами измерений скоростей упругих волн в системе СИ являются м/с или км/с. После подстановки в формулу (1.124) среднего значения коэффициента Пуассона ν, для горных пород близкого к 0.25, получим $V_p/V_s \approx 1.73$. Следовательно, упругая продольная волна распространяется в 1.73 раза быстрее поперечной.

Располагая значениями скоростей упругих волн, можно решать обратную задачу – определять важнейшие модули упругих сред [20, 52]:

1. Модуль Юнга

$$E = \frac{\delta_п V_s^2(3V_s^2 - 4V_p^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}. \quad (1.126)$$

2. Коэффициент Пуассона

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}. \quad (1.127)$$

3. Модуль сдвига

$$G = \delta_п V_s^2. \quad (1.128)$$

4. Модуль объемного сжатия (расширения)

$$K=\frac{1}{\beta}=\delta_n\left(V_p^2-\frac{4}{3}V_s^2\right). \quad (1.129)$$

Для большинства породообразующих минералов и мономинеральных хемогенных осадочных пород (каменная соль, гипс, ангидрит) характерно резкое увеличение скоростей упругих волн с возрастанием плотности. При этом сама плотность минералов изменяется в относительно небольших пределах. Более заметно происходит увеличение модулей Юнга и сдвига по мере уплотнения минералов.

Скорость продольных волн в идеальных жидкостях и газах при отсутствии затухания и ν=0.5 равна

$$V_p=\sqrt{\frac{1}{\delta_0\beta_a}}, \quad (1.130)$$

где δ_0 – плотность флюида; β_a – адиабатическая сжимаемость.

В минерализованных водах V_p растет с увеличением минерализации и давления. Зависимость от температуры сложная и неоднородная [69].

Средняя скорость продольной волны в нефти при t=20°C, $P_{пл}$=0.1 МПа составляет приблизительно 1300 м/с, значительно зависит от плотности нефти и газового фактора; в воздухе – 330 м/с, в метане около 490 м/с.

Реальные осадочные горные породы представляют собой многофазные пористые среды, основными компонентами которых являются твердая фаза, состоящая из породообразующих минералов, образующих скелет породы и флюид, заполняющий поровое пространство (газ, нефть, вода или их смеси). Процесс распространения упругих волн в таких породах протекает одновременно на двух качественно различных уровнях:

- между фазами сжатия и растяжения в пределах длины волны;
- между твердой и жидкой компонентами в пределах единичной поры.

В общем случае в коллекторах нефти и газа могут одновременно распространяться волны трех типов: две продольные (первого и второго рода) и одна поперечная [52].

Продольная волна второго рода - волна переупаковки твердых частиц – распространяется подобно диффузному звуку и затухает на небольшом расстоянии от источника упругих колебаний. В сцементированных породах ею практически можно пренебречь.

Волна первого рода – волна давления – распространяется в среде с участием сжимаемостей скелета и флюида. Механизм распространения этой волны зависит также и от степени гидродинамического и термодинамического взаимодействия между твердой и жидкой фазами. В волне первого рода при низких частотах флюид и скелет колеблются синфазно и с равными скоростями, коэффициент затухания (поглощения) волны пропорционален квадрату частоты.

С увеличением частоты проявляются различия в вязко-инерционных свойствах фаз, движение флюида начинает отставать от движения скелета, то есть становится несинфазным. Появляются комплексные динамические параметры среды: динамическая плотность, которая меньше статической, и динамическая вязкость. Это приводит к увеличению скорости и затухания волн с частотой.

Наряду с вязко-инерционной дисперсией скоростей возникает термическая дисперсия за счет неравновесного теплообмена между жидкой и твердой фазами.

Вязко-инерционной и термической дисперсиям соответствуют вязко-инерционное и термическое поглощение. Суммарный коэффициент поглощения α состоит из двух основных составляющих

$$\alpha = \alpha_{ви} + \alpha_{т}, \quad (1.131)$$

где $\alpha_{ви}$ определяется вязко-инерционным, а $\alpha_{т}$ – термическим эффектами. Для воды $\alpha=\alpha_{ви}$, то есть можно не учитывать температурные эффекты. Для нефти величина $\alpha_{т}$ существенна.

Распространение упругих волн в реальных пористых средах, не являющихся идеально упругими, всегда сопровождается убыванием амплитуды и энергии волны за счет процессов поглощения и рассеяния в пространстве. Поглощение уп-

ругой волны вызывается взаимным внутренним трением частиц, слагающих породу, теплопроводностью и молекулярным поглощением среды. При этом энергия волны превращается в энергию других видов.

Рассеяние волн вызывается неоднородностью среды, в частности, наличием слоистости, что приводит к образованию отраженных, преломленных и других типов волн. В общем случае продольные волны поглощаются более интенсивно, чем поперечные. Поглощение продольных волн связано с тепловыми и вязко-инерционными процессами, а поглощение поперечных – только с вязко-инерционными.

В однородной среде изменение амплитуды волны A с увеличением расстояния x от источника колебаний происходит по закону

$$A = A_0 \left(\frac{x}{x_0} \right)^{-n} \ell^{\alpha x}, \quad (1.132)$$

где A_0 – амплитуда волны на расстоянии x_0 от источника; α – коэффициент поглощения (затухания) волны; n – показатель расхождения энергии волны по фронту.

Для плоского фронта волны показатель n равен 0, для цилиндрического 0.5 и для сферического 1.0. В скважинных исследованиях применяют зонды, размер излучателя которых позволяет считать фронт волны у приемника плоским. Для этого случая уравнение (1.132) принимает вид:

$$A = A_0 \ell^{-\alpha L}, \quad (1.133)$$

где $L = x - x_0$.

Выражение для коэффициента поглощения можно получить, располагая измерениями амплитуд A_1 и A_2, регистрируемых двумя приемниками, расположенными на расстоянии ΔL (база зонда) друг от друга

$$\alpha = \frac{1}{\Delta L} \ln \frac{A_1}{A_2}. \quad (1.134)$$

Коэффициент поглощения измеряется в дБ/м (или $м^{-1}$) и характеризует интенсивность поглощения энергии волн в среде, где находится зонд акустического метода.

Сочетание термического и вязко-инерционного поглощения приводит к дифференциации пород с разным характером насыщения по величинам коэффициентов затухания упругих волн. При этом коэффициенты затухания продольных волн увеличиваются в направлении от водонасыщенных пород к нефте- и газонасыщенным $\alpha_{Pвп}<\alpha_{Pнп}<\alpha_{Pгп}$, а для поперечных волн, наоборот, $\alpha_{Sвп}<\alpha_{Sнп}<\alpha_{Sгп}$. Дифференциация пород с пористостью 20 %, насыщенных разными флюидами при частотах ~10^3 – 10^4 Гц, может достигать 300 – 400 % [52].

Увеличение глинистости и трещиноватости горных пород способствует возрастанию коэффициентов поглощения продольных и поперечных волн. При этом поперечные волны более чувствительны к неоднородности среды, чем продольные.

1.5.3. Распространение упругих волн в скважинах

Рассмотрим распространение упругих волн в однородном пространстве, пересеченном цилиндрической полостью (скважиной), заполненной однородной жидкостью (рис. 1.48). На оси скважины находятся импульсный источник (излучатель) И и приемник П ультразвуковых колебаний. В момент времени t_0 излучатель возбуждает в скважине импульс упругих колебаний, который вызывает распространение в жидкости прямой продольной волны P_0, имеющей сферический фронт. Прямая волна, падая на стенку скважины через время t_1, преломляется и в виде проходящих волн – продольной P_0P_1 и обменной поперечной P_0S_1 рассеивается в околоскважинном пространстве. Кроме них в скважинной жидкости возникает отраженная продольная волна P_0P_0, вызванная различием волновых сопротивлений породы и жидкости.

Волна P_0P_1 распространяется в породе со скоростью $V_{Pп}$, превышающей скорость ее распространения в скважинной жидкости V_{P0}. Обменная поперечная волна P_0S_1 распространяется со скоростью в 1.73 раза меньшей, по сравнению со скоростью $V_{Pп}$, но большей, чем V_{P0}.

В момент времени t_2, когда фронт падающей волны образует со стенкой скважины критический угол i_p ($\sin i_p=V_{P0}/V_{Pп}$) или

$l_в$ ($\sin i_s = V_{P0}/V_{Sп}$), фронт проходящей волны P_0P_1 становится перпендикулярным к границе раздела скважина – пласт и проходящая волна скользит вдоль стенки скважины, образуя две скользящие волны P_0P_1 и P_0S_1. Скользящие волны, распространяясь вдоль стенки скважины, излучают энергию в скважину в виде головных продольных $P_0P_1P_0$ и поперечных $P_0S_1P_0$ волн, а также волны типа Лэмба, Стоунли (L, St). Головная поперечная волна в промывочной жидкости распространяется как продольная, поскольку поперечные волны существуют только в твердых средах. Скорости распространения головных продольной и поперечной волн в породе соответственно равны $V_{Pп}$ и $V_{Sп}$.

Путь прохождения от излучателя до приемника одинаков для головных продольных и поперечных волн, а также для волн Лэмба и Стоунли. Он равен сумме отрезков луча: источник импульсов – промывочная жидкость – порода – промывочная жидкость – приемник. Путь прямой волны P_0 равен расстоянию между излучателем и приемником, то есть несколько меньше, чем для волн $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$. Скорость ее распространения равна скорости распространения в жидкости, заполняющей скважину, и составляет приблизительно 1500 – 1700 м/с. Скорость распространения поверхностных трубных волн зависит от скорости поперечных волн в окружающих породах, отношения плотностей промывочной жидкости и породы $\delta_0/\delta_п$ и отношения радиусов прибора и скважины $r_п/r_c$. При уменьшении $V_{Sп}$, а также при увеличении $\delta_0/\delta_п$ и $r_п/r_c$ скорость волн Лэмба уменьшается.

Таким образом, при достаточно большом расстоянии L (рис. 1.48) к приемнику последовательно приходят головные продольные и поперечные волны, затем поверхностные трубные волны (L, St). Последней достигает приемника прямая волна P_0. Отраженные волны P_0P_0, вследствие больших углов их падения (~90°) и малых энергий, приемником не регистрируются.

Основными видами волн, использующихся в акустических методах, являются объемные головные волны $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$, а также волны Лэмба. Регистрация головных волн возможна, когда $V_{p1} > V_{s1} > V_{po}$. Если $V_S < V_{P0}$, волна $P_0S_1P_0$ отсутствует.

1.5.4. Характеристика аппаратуры и зондов акустического метода

Аппаратура акустического метода состоит из скважинного прибора (зонда) и наземного блока, соединенных кабелем.

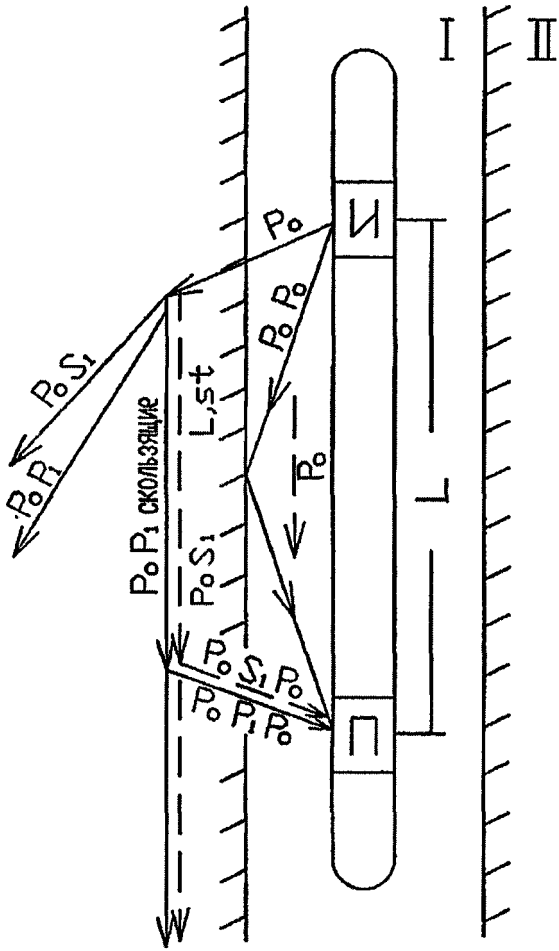


Рис. 1.48. **Схематическое изображение траекторий основных типов упругих волн в системе скважина – пласт:**
I – скважина, II – пласт; И – излучатель упругих колебаний, П – приемник

Простейшим скважинным прибором является двухэлементный зонд, состоящий из излучателя и приемника упругих колебаний (рис. 1.48). На результаты измерений, получаемых двухэлементным зондом, сильное влияние оказывают непостоянство диаметра скважины и перекос прибора относительно оси скважины.

Для снижения влияния этих факторов при проведении исследований в скважинах применяют многоэлементные зонды, а прибор центрируется в скважине. Наибольшее практическое применение получили трехэлементные зонды, содержащие один приемник и два сближенных излучателя, или один излучатель и два сближенных приемника (рис. 1.49). Здесь реализуется принцип взаимности (взаимозаменяемости), заключающийся в том, что результаты измерений не изменятся, если, сохранив неизменными расстояния между элементами, заменить излучатели на приемники и наоборот. Четырех- и шестиэлементные зонды представляют собой симметричные комбинации из двух трехэлементных зондов. Многоэлементные зонды содержат один или два излучателя и набор приемников, удаленных от излучателей на различные расстояния, что позволяет составлять из них два и более трех-, четырех- и шестиэлементных зонда. Применение многоэлементных зондов позволяет реализовать встречную систему наблюдений и изменять радиус исследования.

Длиной акустического зонда L называется расстояние между излучателем и ближайшим приемником. Расстояние Δl между двумя одноименными элементами трехэлементного зонда называют базой (рис. 1.49). База зонда определяет вертикальную разрешающую способность акустического метода.

Глубинность (радиус исследования) акустических методов зависит от плотности пород, преобладающей частоты волнового поля. Радиус исследования увеличивается с увеличением плотности пород, уменьшением частоты и увеличением длины волны. При одинаковых условиях радиус исследования акустического метода по затуханию более чем в 1.5 раза превышает радиус исследования АК по скорости. При частотах колебаний 5 и 25 кГц и скорости распространения упругих волн в породах от 2000 до 7000 м/с глубинность исследования акустического метода по скорости в различных породах соответственно составляет 0.4 – 1.6 м и 0.12 – 0.6 м [125].

Точку записи диаграмм двухэлементного зонда относят к

середине расстояния между излучателем и приемником, а у трехэлементного зонда – к середине между одноименными элементами.

Измерения проводят в скважинах, заполненных промывочной жидкостью, необходимой для обеспечения акустического контакта элементов зонда с окружающей средой. Разгазирование промывочной жидкости вызывает резкое увеличение затухания волн и может внести искажения в диаграммы акустического метода по затуханию.

В обсаженных скважинах аппаратура может быть использована для оценки качества цементирования колонн и определения характеристики горных пород, слагающих разрез скважины, при условии удовлетворительного цементирования колонны. С одного излучателя в АКШ получают разные частоты: 12±2 кГц и 22±4 кГц. Это достигается дистанционным изменением числа витков магнитостриктора, включенного в работу. Возможен совмещенный режим (через такт) высокочастотного (ВЧ) и низкочастотного (НЧ) излучения, что позволяет регистрировать отношение амплитуд на низких и высоких частотах.

Наиболее массовым типом акустических зондов, применяемых на производстве геофизических работ, остаются трехэлементные зонды, например АКВ-1, АКШ, АКН и пр. Все приборы этой группы имеют один широкополосный монопольный излучатель и два широкополосных приемника. В качестве излучателей применяют магнитострикционные или пьезоэлектрические элементы в форме цилиндра, реже сферы. Приемники изготавливают из пьезокерамики также в форме сферы или цилиндра. Диаметр скважинного прибора составляет, как правило, 73 или 90 мм, что позволяет производить работы как в открытом стволе, так и в обсаженных скважинах. Существует отечественная аппаратура акустического каротажа диаметром 42 мм (разработка НПП ГЕОМЕТР), которая способна работать через НКТ и бурильный инструмент в наклонно направленных скважинах.

Для реализации разработанных методик интерпретации данных ВАК волновые поля, регистрируемые стандартной акустической аппаратурой, должны содержать все информативные волны. Получение кондиционной волновой картины обеспечивается соблюдением следующих технических условий:

- несущая частота излучателя составляет 10 – 12 кГц в мак-

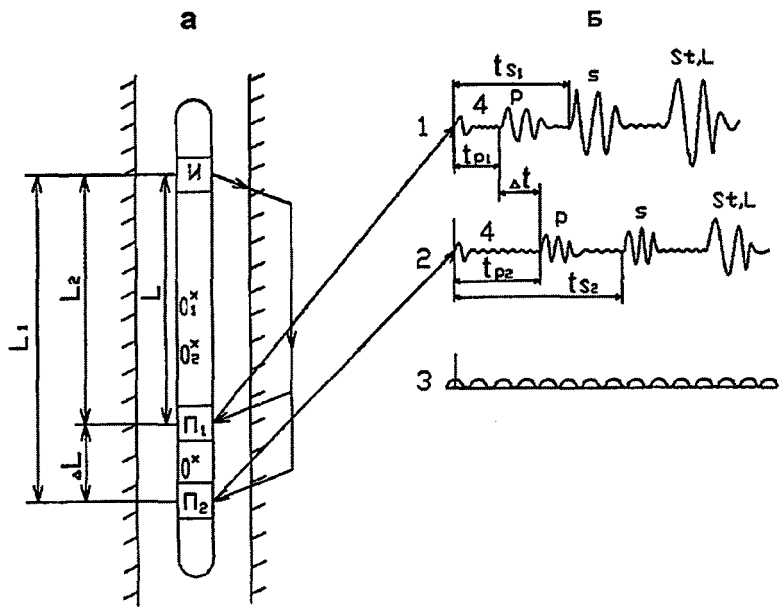


Рис. 1.49. **Схема измерений трехэлементным зондом акустического метода (а) и волновая картина (б):**
1 – запись ближним приемником, 2 – запись дальним приемником,
3 – марки времени, 4 – возбуждающий импульс;
О – точка записи трехэлементного зонда, O_1 и O_2 – точки записи двухэлементных зондов

симуме спектра при ширине спектра 1 – 25 кГц, что позволяет сформировать в скважине все типы волн: продольную, поперечную, поверхностную Лэмба-Стоунли, по колонне;

- длина зонда прибора ВАК должна быть не менее 3.0 м для терригенного разреза и 2.0 м для карбонатного с целью разведения во времени и уменьшения интерференции пакетов отдельных волн;

- шаг регистрации по глубине не должен превышать 0.1м с целью повышения надежности фазовой корреляции;

- шаг дискретизации по времени должен составлять 2 – 4 мкс;

- коэффициент усиления сигнала подбирается в соответствии с геологическими условиями скважины таким образом, чтобы амплитуды продольной и поперечной волн были максимальными в динамическом диапазоне канала регистрации. При этом амплитуды волн Стоунли выходят за динамический диапазон и их максимальные значения обрезаются;

- при широком динамическом диапазоне регистрируемых сигналов запись волны Лэмба-Стоунли осуществляется в отдельном замере при более низком коэффициенте усиления.

Типы такой аппаратуры многообразны, подробный обзор современной отечественной и зарубежной акустической аппаратуры можно найти в работе [79].

Зонды для проведения акустического метода в рудных и угольных скважинах отличаются уменьшенными размерами, более высоким диапазоном излучаемых частот и меньшей термостойкостью.

Регистрация данных полного волнового пакета в настоящее время не вызывает затруднений. Аналоговый электрический сигнал, вырабатываемый акустическими приемниками, может передаваться на поверхность по каротажному кабелю двумя способами – в виде усиленного аналогового сигнала или цифрового кода. В наземной станции с помощью быстрого АЦП производится преобразование сигнала в массив цифровых данных определенного формата, который записывается на бортовой компьютер.

Зачастую в изучаемых разрезах скважин встречаются участки, когда в интервалах пород с низкой сдвиговой жесткостью (сильно глинистые; слабоуплотненные; трещинные) происходит сильное затухание или отсутствуют физические условия образования поперечной волны. В этих случаях зонды с дипольным излучателем (например, зонды серии АВАК, разработка ОАО

«Тверьгеофизика») позволяют преодолеть это «ограничение» и зарегистрировать поперечную волну. (Строго говоря, это не собственно поперечная волна, а изгибная волна, параметры которой близки к поперечной волне.)

Многоэлементные зонды с монопольным излучателем

Определенными преимуществами по сравнению со стандартной трехэлементной скважинной акустической аппаратурой обладают многоэлементные зонды. Для повышения качества определения кинематических и динамических характеристик упругих волн в скважине возникает необходимость устранения различного рода помех. Особенно это касается обсаженных стальной колонной скважин, в которых при плохом качестве цементирования может возникать высокоскоростная волна по колонне. Подавить волны-помехи, существенно уменьшить влияние случайных погрешностей и сбоев позволяет только аппаратура многоэлементного каротажа с количеством приемников не менее 8. Поэтому для решения специальных геологических задач в обсаженных скважинах, требующих высокой точности определения упругих свойств горных пород, рекомендуется применять многоэлементные акустические приборы.

Применение процедуры скоростного анализа данных многоэлементного акустического прибора позволяет автоматизировать процесс определения кинематических и динамических характеристик акустических волн, повысить качество и объективность определения скорости основных выделяемых типов волн за счет устранения интерактивного вмешательства интерпретатора в процесс предварительной обработки акустических данных. Несмотря на увеличение объема данных, регистрируемых многоэлементным прибором, время обработки данных ВАК может сократиться за счет полной автоматизации этого процесса.

В многоэлементном приборе появляется возможность выбора произвольной базы между приемниками, что позволяет резко повысить вертикальную разрешающую способность метода для уточнения эффективной толщины коллекторов.

Перспективным направлением использования данных многоэлементной акустики является спектральный и динамический анализ волновых полей.

Многоканальная система наблюдений позволяет применить

два подхода к анализу данных. При первом подходе анализируются анизотропные свойства среды на интервале источник-приемник. При втором подходе анализ проводится между парами приемников, и результаты накапливаются за счет перекрытия наблюдений. Возможно комбинирование обоих способов, когда на глубине ближнего приемника делается компенсация за расстояние между приемником и источником, и анализ на базе приема ведется в более простых условиях.

Кросс-дипольные поляризационные зонды

Новым поколением скважинной акустической аппаратуры являются многоэлементные зонды с кросс-дипольными излучателями. Их производство налажено за рубежем, в России они имеются на уровне макетов (Татнефтегеофизика). Применение таких зондов, в дополнение к перечню информации о скважине и породах, получаемой «обычными зондам», позволяет изучать анизотропию упругих свойств пород, связанную с неравномерным напряженным состоянием или трещиноватостью и оценивать ориентацию этих зон.

В мире известны следующие производители подобной аппаратуры: зонд XMAC (BAKER ATLAS), DSI, MSiP (Schlumberger), Wavesonic (Halliburton). В приборе реализованы две системы наблюдений: источник продольных волн (монополь) – восемь-тринадцать вертикальных приемников и два ортогонально направленных источника поперечных волн (диполи) – восемь (тринадцать) пар горизонтальных приемников, расположенных в тех же осях, что и источники.

Для изучения анизотропии скоростей, вызванной упорядоченной субвертикальной трещиноватостью, в акустическом диапазоне частот (2кГц) используется дипольная секция зонда с направленным возбуждением и приемом поперечных волн, совмещенных с устройством ориентации (скважинный инклинометр).

1.5.5. Информативные параметры упругих волн и способы их регистрации

Наибольшее применение среди акустических методов нашли следующие:

- основанный на изучении скорости распространения упругих волн в породах;

- основанный на изучении характеристик затухания упругих волн.

В первом случае регистрируют кинематические параметры (T_1, T_2, $\Delta\Phi$), во втором – динамические (A_1, A_2, α). Схема измерений кинематических и динамических параметров показана на рис. 1.50. Компенсационный трехэлементный глубинный прибор состоит из двух двухэлементных зондов $П_1И$ и $П_2И$ (или $ПИ_1$ и $ПИ_2$), с помощью которых акустические сигналы могут регистрироваться по двум каналам. Находящийся в зонде излучатель посылает импульсы упругих колебаний, возбуждаемые электронным генератором. Ультразвуковые колебания от излучателя, пройдя через исследуемую среду, воспринимаются приемниками $П_1$ и $П_2$, преобразуются в электрические колебания и усиливаются.

Аналоговая форма записи упругих волн предусматривает регистрацию:

- времени между моментом посылки импульса упругих колебаний и приходом первого вступления головной волны по двум каналам T_1 и T_2 (в мкс);
- амплитуды первых колебаний головных волн по обоим каналам A_1 и A_2 (в мВ);
- интервального времени ΔT (в мкс/м), измеренного на фиксированном отрезке ΔL (база зонда)

$$\Delta T = \frac{T_2 - T_1}{\Delta L}; \quad (1.135)$$

- эффективного коэффициента затухания б, характеризующего ослабление энергии волны в пределах базы зонда ΔL (1.134).

Интервальное время Т является величиной, обратной скорости распространения волны

$$\Delta T_{p(s)} = \frac{10^6}{V_{p(s)}}, \quad (1.136)$$

где ΔT в мкс/м при условии, что скорость выражена в м/с.

Параметры ΔT и α являются основными, используемыми при количественной интерпретации данных акустических методов.

Волновые картины представляют графическое отображение электрического сигнала, снятого с приемника в конкретной точке наблюдения в координатах времени и амплитуд.

Первое вступление волны – видимое на волновой картине вступление ее первого полупериода (рис. 1.49).

Фазокорреляционная диаграмма (ФКД) является графическим отображением изменения электрических сигналов, снятых с приемника при его перемещении в скважине, в координатах времени и глубин. На волновых картинах и фазокорреляционных диаграммах могут быть выделены головные преломленные волны: продольные $P_0P_1P_0$ (сокращенно P); поперечные $P_0S_1P_0$ (сокращенно S); прямые волны по жидкости и семейство трубных поверхностных волн типа Лэмба, Стоунли (рис. 1.50, 1.51).

Для поканальных параметров T_1, T_2, A_1 и A_2 точками записи являются середины расстояний от ближнего и дальнего приемников до излучателя. При записи кривых ΔT и α точку записи относят к середине базы зонда (точка О).

1.5.6. Интерпретация диаграмм стандартного акустического метода

Задачи индивидуальной интерпретации. Стандартный акустический метод, выполняемый серийной отечественной аппаратурой, рассчитан на регистрацию кинематических и динамических параметров упругих продольных волн. Применяется для изучения необсаженных скважин, заполненных жидкостью. Основные задачи, решаемые по данным стандартного акустического метода:

- определение скоростей распространения упругих волн в горных породах;
- литологическое расчленение разрезов скважин;
- определение характера насыщенности коллекторов (в комплексе с данными электрических и радиоактивных методов).

В благоприятных условиях данные стандартного АМ позволяют выявлять коллекторы с вторичной пористостью.

Оценка качества диаграмм. Правильность масштаба записи определяют по характерным значениям ΔT (табл. 1.14).

Значения Δt в любом интервале разреза должны удовлетворять условию $\Delta T_{мин} < \Delta T < \Delta T_{макс}$.

Диаграммы считаются качественными, если при сопоставлении основной и повторной записей расхождение кривых T_1,

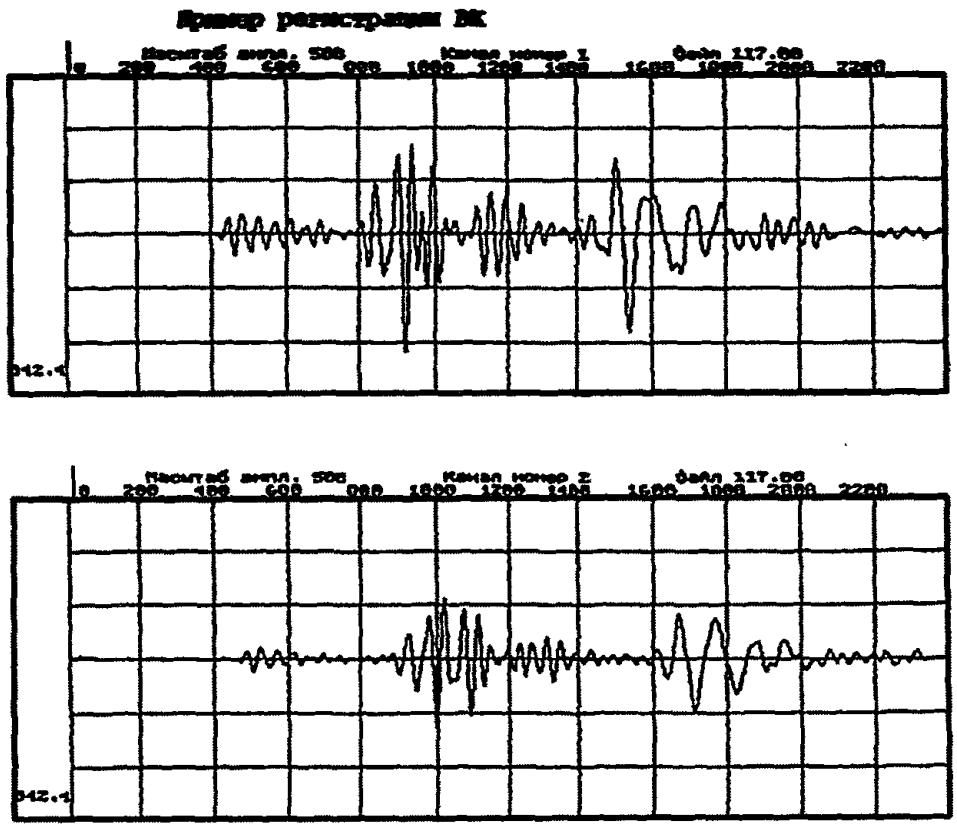


Рис. 1.50. Пример регистрации волновых картин в скважине

T_2, ΔT не превышает 1.5 %, а кривых A_1, A_2, α – 15 – 20 % [98].

В интервалах каверн количественная интерпретация АМ не проводится.

Определение границ пластов и снятие отсчетов с регистрируемых кривых. На диаграммах АМ пласты с аномальными упругими свойствами выделяются симметричными аномалиями. Границы пластов любой толщины определяют по точкам,

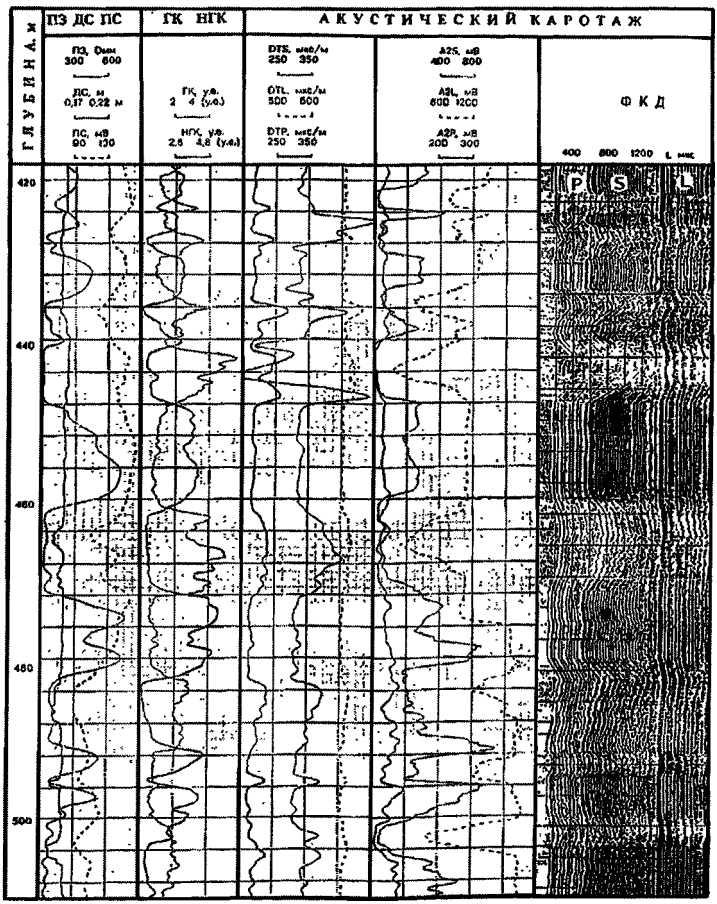


Рис. 1.51. **Пример разделения волн различных типов на фазокорреляционной диаграмме**

Таблица 1.16

Значения интервального времени в некоторых средах

Среда	ΔT, мкс/м	Примечание
Большая каверна в скважине	580 – 600	Максимальные показания
Плотные известняки ($K_п$ < 1%)	155 – 160	Минимальные показания
Плотные доломиты	140 – 145	То же
Ангидриты	180 – 185	Промежуточные показания
Гипсы	175	То же
Незацементированная обсадная колонна	185	То же

смещенным в кровле на 0.5ΔL вниз и в подошве на 0.5ΔL вверх от уровня показаний во вмещающих породах (рис. 1.52). В общем случае в пластах большой толщины (h>ΔL) границам соответствуют точки, где отклонения регистрируемых параметров от значений во вмещающих породах соответствуют половине максимальной амплитуды.

Максимальные значения T_1, T_2, ΔT (или A_1, A_2, α) против середины пласта соответствуют истинным величинам, если h≥ΔL. В пластах малой толщины (h<ΔL) зарегистрированные значения занижены по сравнению с истинными. Степень занижения тем выше, чем меньше h. Для внесения поправок в измеренные значения $\Delta T_{изм}$ можно использовать номограмму, приведенную на рис. 1.53. Отложив на горизонтальной оси величину отношения интервального времени, измеренного против тонкого пласта к среднему интервальному времени против вмещающих пород ($\Delta T_{изм}/\Delta T_{вм}$), находят отношение истинных интервальных времен пласта и вмещающей среды ($\Delta T_{испр}/\Delta T_{вм}$).

Определение скоростей распространения упругих волн. При h>ΔL и $d_c \approx d_д$ скорость определяют по уравнению (1.136), где ΔT соответствует его измеренному значению. Для пластов с h<ΔL интервальное время $\Delta T_{изм}$ исправляется за влияние вмещающих пород по номограмме (рис. 1.53) или по формуле:

$$\Delta T = \Delta T_{вм} = (T_{изм} - \Delta T_{вм}) \cdot \frac{\Delta L}{h}. \qquad (1.137)$$

Литологическое расчленение разрезов скважин. Определение литологического состава пород основано на существенном различии параметров упругих волн (V, Δt) в основных группах

изверженных и осадочных горных пород (табл. 1.15). Разница в скоростях распространения упругих волн определяется величиной $V_{ск}$ ($\Delta T_{ск}$) в минеральном скелете породы (при $K_п \to 0$).

Широкий диапазон изменения акустических параметров в осадочных горных породах объясняется их значительной зависимостью от объема и структуры порового пространства, типа цемента и степени цементации, характера распределения глинистого материала, характера насыщающего флюида и степени насыщенности пор жидкостью или газом, эффективного давления, температур и ряда других факторов.

Определение литологии пород можно проводить по параметру $\Delta T_{лит}$ (табл. 1.16) с учетом пористости, глинистости и глубины залегания [125]:

$$\Delta T_{лит} = \frac{\Delta T - \Delta T_{гл} K_{гл} - \Delta T_{ж} b K_{п.нм}}{1 - K_{гл} - b K_{п.нм}}, \quad (1.138)$$

где $K_{п.нм}$ – кажущаяся пористость пласта по данным нейтронных методов с учетом влияния глинистости; $\Delta T_{гл}$, $\Delta T_{ж}$ – интервальные времена распространения упругой волны в чистых глинах и флюиде, заполняющем поровое пространство; $K_{гл}$ – коэффициент объемной глинистости пород; b – коэффици-

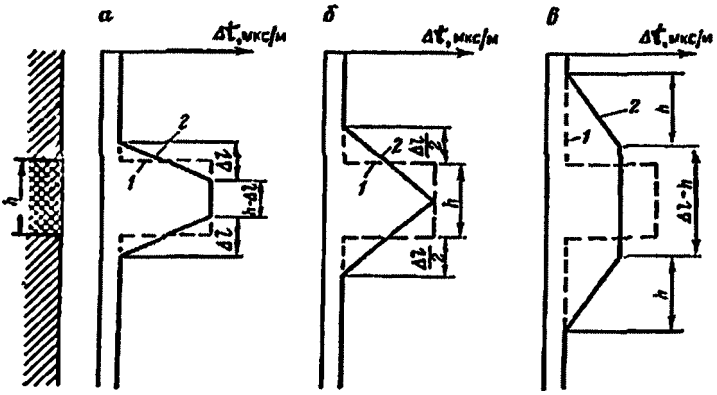


Рис. 1.52. **Теоретические кривые интервального времени:**
1 – истинная; 2 – регистрируемая для пластов различной толщины:
а – h=2ΔL; б – h=ΔL; в – h=0.4ΔL

ент, учитывающий влияние глубины залегания пласта через величину эффективного давления

$$b = \frac{1 + \lg P_{эф}}{2.6}. \quad (1.139)$$

В терригенном разрезе максимальные значения $\Delta T_п$ и $\alpha_р$ наблюдаются в глинах, минимальные – в плотных песчаниках и алевролитах. Промежуточные значения соответствуют песчаникам и алевролитам с различной пористостью и глинистостью. В неглинистом карбонатном разрезе величина $\Delta T_п$ отражает в основном пористость, отмечая минимальными показаниями плотные участки разреза, максимальными – породы с повышенной пористостью. Участки пород с высокой трещиноватостью, а так-

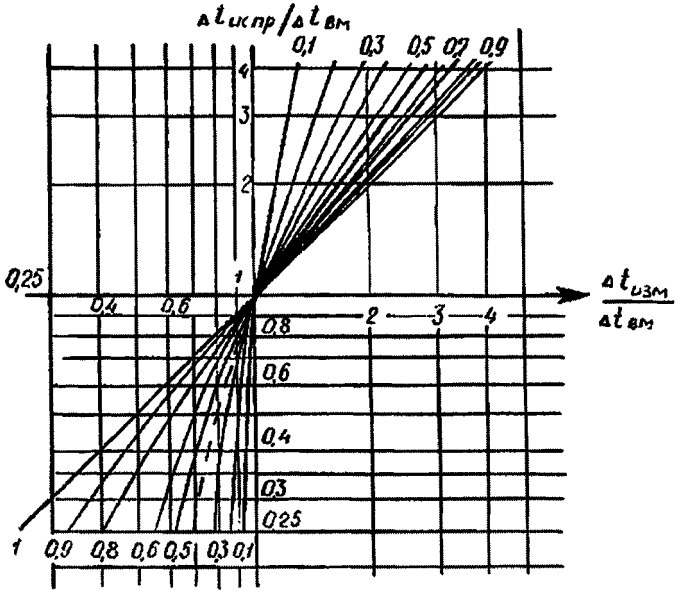


Рис. 1.53. **Номограмма для определения исправленного значения интервального времени в пласте по измеренным величинам интервальных времен в пласте ($\Delta T_{изм}$) и вмещающих породах ($\Delta T_{вм}$):** шифр кривых – отношение толщины пласта к базе наблюдения (ΔL) [98]

Таблица 1.17

Акустические характеристики горных пород [125]

Породы	Параметры продольных волн		
	$V_п$, м/с	$\Delta T_п$, мкс/м	$\alpha_п$, $м^{-1}$
Изверженные			
Диабаз	6800	147	0,01
	6600 – 6900	145 – 152	–
Гранит	6000	167	0,01
	5700 – 6500	154 – 175	–
Кварцит	6500	182	0,01
	5300 – 5800	172 – 189	–
Осадочные			
Терригенные			
Песок	–	–	–
	1500 – 1800	555 – 670	–
Песчаник	–	–	–
	3000 – 5700	175 – 333	1.1 – 1.6
Алевролит	–	–	–
	3800 – 4900	204 – 263	0.9 – 1.2
Глина	3000	333	1.38
	2000 – 3300	300 –500	–
Аргиллит	–	–	–
	3300 – 4500	222 – 300	0.9 – 1.1
Карбонатные			
Известняк	–	–	–
	2600 – 7100	141 – 385	0.2 – 0.8
Доломит	–	–	–
	3000 – 7900	126 – 333	–
Мергель	–	–	–
	2000 – 3500	385 – 500	–
Мрамор	5600	179	–
	5100 – 6700	149 – 196	–
Мел	3200	312	–
	2600 – 3300	300 – 385	–
Хемогенные			
Ангидрит	5500	182	0.04
	5300 – 6100	164 – 189	–
Гипс	5750	174	0.04
	5700 – 5800	172 – 176	–
Галит (соль)	4800	218	0.04
	4200 – 4800	208 – 238	–

Примечание: *В числителе – наиболее вероятные значения; в знаменателе – пределы изменения параметра (прочерк означает отсутствие определения).*

Таблица 1.18

Определение литологии пород по параметру $\Delta T_{лит}$

$\Delta T_{лит}$, мкс/с	Характеристика породы
<110	Кавернозная либо загипсованная (в случае карбонатных пород), или имеет рассеянную глинистость
110 – 128	Доломиты
128 – 143	Доломито-известкового состава
143 – 160	Известняки
160 – 174	Известково-песчаного состава
174 – 198	Песчаники
>198	Микротрещиноватая (микронеоднородная) или газонасыщенная, либо характеризуется потерями первых вступлений на диаграмме $\Delta T_п$, вследствие малых амплитуд продольной волны

же прослои мергелей и глин в карбонатном разрезе отличаются повышенными и максимальными показаниями $\Delta T_п$ и $\alpha_р$.

В общем случае наиболее достоверная оценка литологического состава пород возможна в комплексе с диаграммами других методов ГИС.

1.5.7. Сопровождение работ по гидроразрыву пласта волновым акустическим методом

При сопровождении работ по гидроразрыву пласта ГРП (или любого другого способа воздействия на призабойную зону пласта) выполняется двукратное исследование акустическим методом – до и после воздействия.

На основании первого исследования (до ГРП) решаются задачи:

- оценка технического состояния скважины (качество цементирования, состояние колонны, степень гидродинамической связи пласта со скважиной в зоне перфорации);
- оценка свойств коллекторов в интервале воздействия (нефтенасыщенность, выделение интервалов со свободным газом, фильтрационно-емкостные свойства породы, тип коллектора, а также его упруго-деформационные параметры, необходимые при проектировании ГРП);
- обоснование места посадки пакера, а при поинтервально-направленном ГРП – проектирование мест щелевой перфорации.

Данная информация позволяет спроектировать ГРП с учетом поставленной геологической задачи (воздействовать на целевые интервалы разреза); адаптировать режимы проведения ГРП к выявленным особенностям технического состояния скважины (зазоры за колонной, негерметичности колонны) и геологического разреза (наличие вблизи интервала воздействия пластов с аномальными свойствами – обычно водо- или газонасыщенных).

Второй замер волновым акустическим методом (после ГРП) совместно с результатами первого позволяет оценить:

- техническое состояние скважины (качество цементирования, состояние колонны, степень гидродинамической связи пласта со скважиной в зоне перфорации);
- изменение свойств коллекторов в интервале воздействия (высоту зоны баровоздействия и, собственно, трещины ГРП с местом входа основного объема пропанта, степень нарушенности подстилающих и перекрывающих экранов; определение примерной ориентировки трещин);
- целесообразность корректирующего воздействия (повторное ГРП, обработка трещины химическим реагентом и т.д.).

По характеру изменения упругих модулей пород, происходящих вследствие развития в них напряжений от ГРП, можно

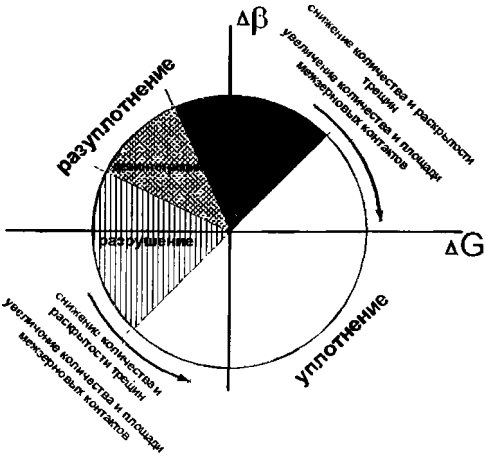


Рис. 1.54. **Диаграмма деформации пород при изменении сдвиговых и объемных напряжений**

оценить вид возникших в пласте деформаций. Деформации, произошедшие в породах, являются отражением текстурных преобразований протекающих в породах при ГРП и, в частности, развития техногенных микро- и макротрещин различной ориентации. Как известно (Р.Э. Дамко, 1987 г.; А. Николя, 1992 г. и др.), в зависимости от общего напряженного состояния и соотношений, действующих на породу нормальных и касательных напряжений, в горных породах получают развитие трещины субгоризонтальной, субвертикальной либо смешанной ориентировки.

Для оценки вида деформаций пород и ориентировки возникших трещин используют диаграмму (рис. 1.54), которая связывает изменения объемной сжимаемости ($\Delta\beta$) и модуля сдвига (ΔG) породы, произошедшие в результате ГРП.

Для этого выполняются два замера волновым акустическим методом стандартной аппаратурой с монопольным излучателем, типа АКВ до и после ГРП. По данным двух замеров рассчитываются изменения упругих модулей $\Delta\beta$ и ΔG, и по диаграмме деформаций оценивается вид развивающихся в пласте деформаций и преобладающая ориентировка техногенных трещин относительно оси скважины (рис 1.54).

1.5.8. Скважинный акустический телевизор

Скважинный акустический телевизор САТ предназначен для получения изображения стенки скважины методом ультразвуковой эхолокации. Применяется в скважинах, заполненных глинистым раствором без утяжелителей, плотностью 1.25 г/см^3, водой любой минерализации или нефтью. Аппаратура работает на любом каротажном кабеле [9].

Акустическое телевидение основано на методе отраженных волн. Основным элементом скважинного прибора является вращающийся высокочастотный пьезокерамический диск с собственной частотой излучения 1 – 2 МГц, выполняющий одновременно функции излучателя и приемника отраженного сигнала.

Излучатель упругих колебаний работает в импульсном режиме. За один оборот посылается около 1000 импульсов. Детальность исследования приближается к длине волны. При скорости регистрации 100 м/ч разрешающая способность записи по горизонтали и вертикали примерно одинакова и близка к 1 мм [52].

Принцип работы САТ заключается в следующем. Излучатель, возбуждаемый генератором импульсов, образует узконаправленный акустический луч, перпендикулярный к поверхности прибора. Вращение луча осуществляется за счет перемещения самого излучателя или отражающего зеркала. Луч перемещается по горизонтальной образующей стенки скважины. Сигналы, отраженные от стенки скважины, воспринимаются тем же датчиком. Выполняются измерение и запись амплитуды первого отраженного сигнала. Амплитуда принятого отраженного сигнала определяется акустическим волновым сопротивлением стенки скважины и затуханием сигнала в промывочной жидкости.

При исследовании необсаженных скважин акустическим телевизором получают видеоизображение поверхности стенок скважины. Диаграмма САТ является развернутой на плоскость боковой поверхностью цилиндра, которой в первом приближении является поверхность стенок.

На диаграмме САТ в черно-белом варианте наблюдаются участки темных, светлых и промежуточных оттенков. Оттенок является показателем коэффициента отражения упругой волны Z от стенки скважины, и поэтому характеризует акустическую жесткость среды, отражающей сигнал. Породам с максимальной акустической жесткостью, максимальным коэффициентом отражения и минимальным коэффициентом поглощения энергии упругой волны соответствуют светлые участки. Как правило, это очень плотные породы с низкой пористостью. Темные участки соответствуют прослоям глин и крупным пустотам – трещинам, кавернам и т.п. Для таких пород характерны максимальные значения коэффициента поглощения и минимальные – коэффициента отражения.

Скважинный телепередатчик фирмы Шлюмберже (BHTV) осуществляет измерения и запись в цветном изображении как амплитуды, так и интервального времени отраженного сигнала. Скважинный прибор содержит два ультразвуковых датчика: один работает с частотой 1.3 МГц, другой – 400 кГц. Чаще используется высокочастотный датчик. Низкочастотный излучатель применяют в тяжелых промывочных жидкостях, где высокочастотный сигнал имеет тенденцию к затуханию.

В необсаженной скважине круговое сканирование амплитуды и интервального времени позволяет детально исследовать поверхность стенки скважины, идентифицировать трещины,

каверны и поверхности напластования. Субгоризонтальные поверхностные трещины, пересекающие всю скважину, воспроизводятся как синусоиды на диаграммах CAT и BHTV. Вертикальные трещины выглядят как прямые вертикальные, почти параллельные полосы.

При проведении измерений скважинным акустическим телевизором требуется обеспечить точную центровку скважинного прибора. Вследствие эксцентриситета на диаграмме исходного интервального времени появляются темные полосы, маскирующие характеристики пласта. Применение усовершенствованной методики фильтрации позволяет устранить влияние эксцентриситета [128].

Данные скважинного акустического телевизора в комплексе с волновым акустическим методом и другими методами ГИС позволяют более точно определить петрофизическую модель изучаемого геологического объекта, что необходимо для интерпретации геофизических методов, особенно в сложных коллекторах.

В обсаженных скважинах диаграммы скважинного акустического телевизора используют для контроля технического состояния обсадной колонны и проверки результатов перфорации колонны.

1.5.9. Вертикальное сейсмическое профилирование

Метод вертикального сейсмического профилирования ВСП является одним из главных методов сейсмических исследований в глубоких скважинах.

В отличие от метода скважинной сейсморазведки (сейсмокаротаж), основанного на изучении времени пробега проходящих волн, в методе ВСП регистрация сейсмических колебаний рассчитана как на проходящие сейсмические волны, так и на отраженные восходящие и падающие продольные, обменные и поперечные волны, многократно пересекающие исследуемую толщу. Это позволяет значительно повысить, по сравнению с обычным сейсмокаротажем, детальность расчленения разреза. ВСП позволяет определять значение скорости в любом наклонном направлении, что важно при наблюдениях на больших расстояниях и особенно в сильноанизотропных средах.

Метод ВСП предназначен для решения структурных геологических задач, изучения природы волновых полей и определения средних и пластовых скоростей.

Разработанный в 70-х годах поляризационный метод вертикального сейсмического профилирования (ПМ ВСП) существенно расширяет возможности сейсмических исследований в скважинах. Его применение позволяет изучать физические свойства разреза в околоскважинном и межскважинном пространстве, в интервале глубин, вскрытом скважиной, и глубже забоя скважины.

Таким образом, метод ВСП используется на различных этапах геологоразведочных работ как на этапе поиска и подготовки структур, так и на этапах разведки и эксплуатации месторождений.

Схема наблюдений в методе ВСП показана на рис. 1.55. Применяют вертикальную расстановку сейсмоприемников в скважине на глубине в несколько сотен метров с целью устранения помех – поверхностных и кратных волн. Источники упругих колебаний расположены на поверхности через 50 – 200 м. Сейсмические источники могут быть одиночными и групповыми. Возбуждение упругих колебаний осуществляется чаще всего с помощью взрывчатых веществ. В других случаях применяют пневматические, гидравлические источники, вибросейс или падающий груз. Сейсмоприемники регистрируют все колебания, возбуждаемые источниками. На рис. 1.55 изображены пути пробега отраженной волны от границы RR до сейсмоприемников. Пример волновой картины, полученной методом ВСП, на которой наблюдаются однократные и многократные отраженные волны.

Определение скоростей распространения упругих волн по данным ВСП. Метод ВСП позволяет определять значения пластовых и средних сейсмических скоростей по записям проходящих волн, зарегистрированных в различных точках вертикального профиля, совмещенного со стволом глубокой скважины.

В измеренные времена вступлений волны вводят различные поправки: за глубину взрыва (если взрыв был в скважине), за удаление источника взрыва от устья скважины и др. По исправленным значениям времен первых вступлений проходящих волн строят вертикальный годограф t(Z). В слоистых разрезах вертикальный годограф представляет собой ломаную линию, наклон каждого участка которой характеризует слой с определенной скоростью $V_{пл}$ (рис. 1.56).

Пластовую скорость определяют по угловому коэффициенту соответствующего прямолинейного участка годографа по формуле:

$$V_{пл} = \frac{Z_п - Z_к}{t_п - t_к} = \frac{\Delta Z}{\Delta t}, \quad (1.140)$$

где $Z_к$ и $t_к$, $Z_п$ и $t_п$ – координаты глубин и значения времен соответственно в кровле и подошве пласта.

Средняя скорость на глубине Z:

$$V_{ср} = \frac{Z}{t_в}, \quad (1.141)$$

где $t_в$ – время пробега проходящей волны по вертикальному лучу.

Значения полученных скоростей представляют в виде таб-

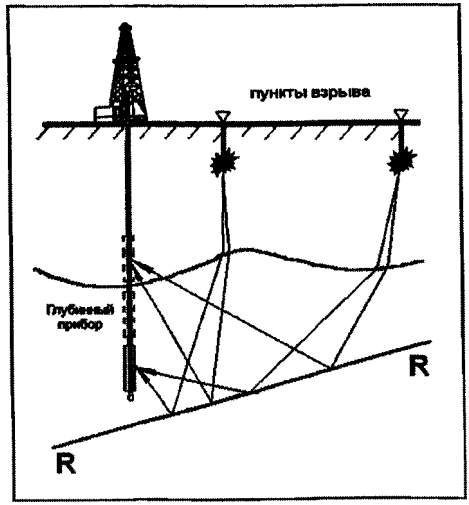


Рис. 1.55. **Схема наблюдений и ход лучей отраженных волн при наблюдениях методом ВСП**

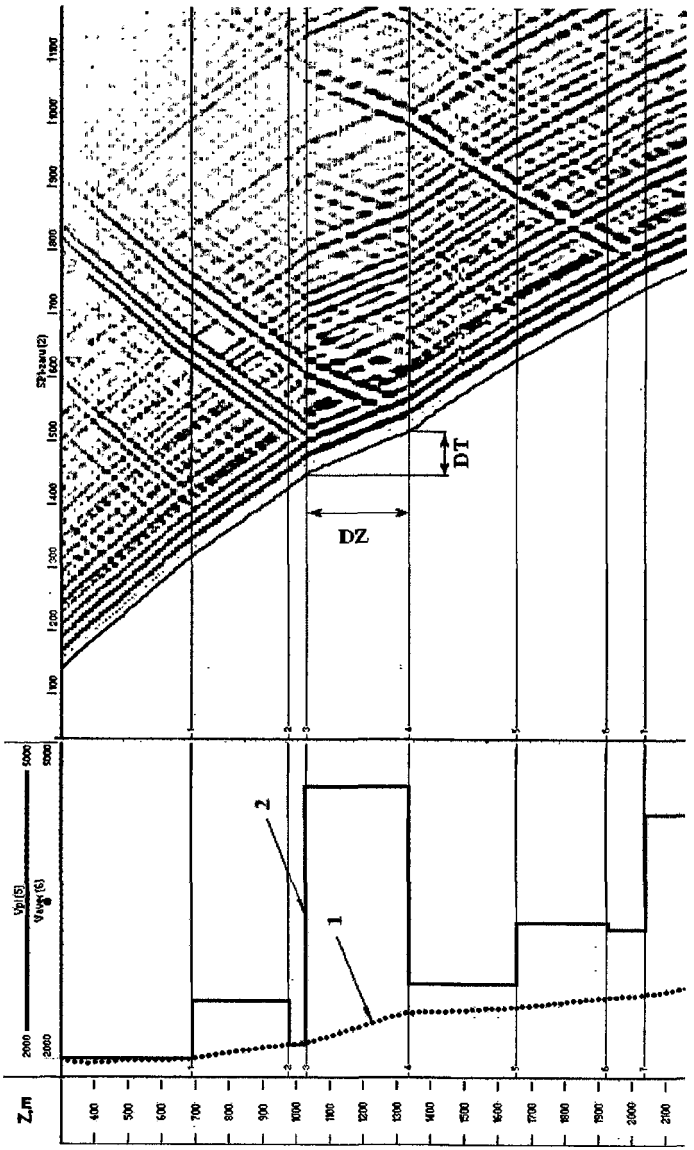


Рис. 1.56. **Определение скоростной модели по данным ВСП:**
1 – график средних скоростей; 2 – график пластовых скоростей

лиц или графиков изменения этих параметров с глубиной (рис. 1.56). Набор графиков t(Z), $V_{пл}$(Z), $V_{ср}$(Z) дает представление об одномерной линейной геоакустической модели разреза. На такой модели каждому пласту соответствует определенный «акустический образ».

Для получения двухмерной или трехмерной геоакустической модели проводится сопоставление группы одномерных моделей по заданному профилю или площади.

Метод ВСП позволяет выделять и уверенно прослеживать пласты толщиной в несколько десятков метров (не менее 20 м).

Во многих геологических разрезах акустические характеристики изменяются на значительно меньших интервалах, составляющих единицы метров, что оказывает существенное влияние на характеристику отраженных сейсмических волн. В этих условиях необходимо привлекать данные стандартного и волнового акустических методов для интерпретации сейсмических материалов. Совместная обработка данных стандартного акустического метода и ВСП показана на рис. 1.57. Полученная кривая скорости позволила рассчитать коэффициенты отражения (рис. 1.57, справа). Границы, на которых коэффициенты отражения составляют более 0.2 – 0.3, называются сильно отражающими. Для них характерны значительные различия в волновых сопротивлениях (произведение скорости на плотность) граничащих сред.

1.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРА, ПРОФИЛЯ И ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.6.1. Измерение диаметра и профиля ствола скважины

Для определения фактического диаметра и формы сечения ствола скважины, перпендикулярного ее продольной оси, применяют методы, называемые кавернометрией и профилеметрией соответственно.

Кавернометрия

В процессе бурения скважины ее диаметр не остается постоянным; он изменяется с глубиной и во времени. Диаметр скважины может быть номинальным, то есть соответствовать диаметру долота, быть больше или меньше номинального. Изменения диаметра определяются литолого-петрографичес-

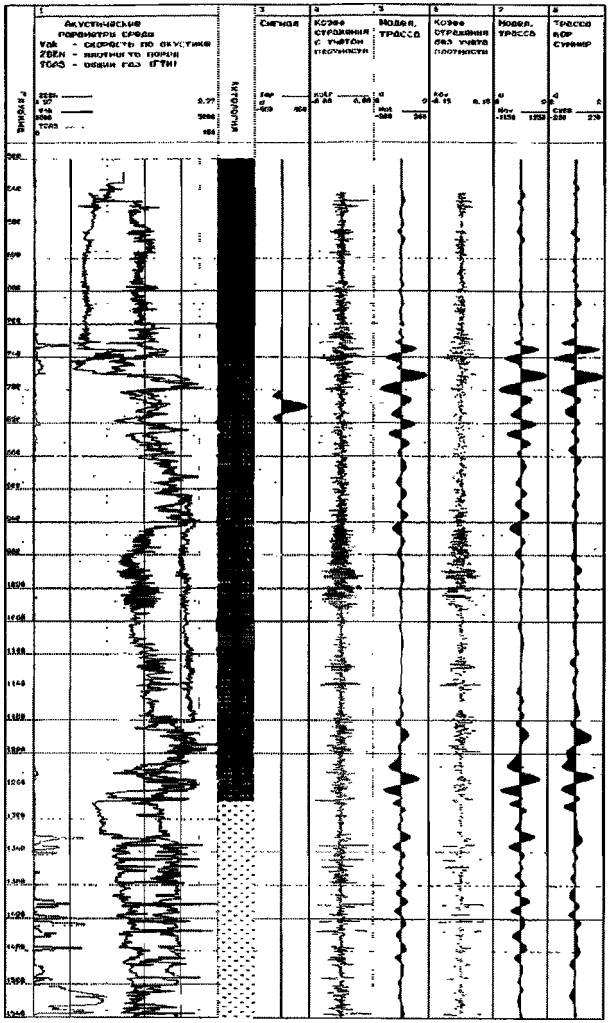


Рис. 1.57. **Построение сейсмоакустической модели среды по данным ГИС, ВСП и ОГТ:**
колонки слева направо: данные ГИС (АК, плотномер, газосодержание), литология, сейсмический импульс, трасса коэффициентов отражения (по данным АК, без учета плотности), синтетическая трасса, трасса коэффициентов отражения (по данным АК, с учетом плотности), синтетическая трасса, трасса однократных отражений по данным ВСП

кими свойствами горных пород и технологией бурения. Номинальный диаметр сохраняется в плотных, непроницаемых породах. Увеличение диаметра наблюдается при разбуривании глин, аргиллитов, каменной соли, трещиноватых и кавернозных известняков. Уменьшение диаметра скважины по сравнению с номинальным происходит при проникновении фильтрата бурового раствора в проницаемые отложения и образовании на стенках скважины глинистой корки. Нарастание глинистой корки, образование каверн в толщах солей и аргиллитов в значительной мере определяются параметрами бурового раствора [42].

Измерения фактического диаметра скважины выполняют специальными приборами – каверномерами, которые обеспечивают непрерывную запись усредненного диаметра по глубине, называемую кавернограммой.

Кавернометрия входит в стандартный комплекс геофизических исследований, и регистрация диаметра скважины является обязательной во всех скважинах. Данные кавернометрии используют при литологическом расчленении разреза и при интерпретации методов ГИС.

Кроме того, данные кавернометрии широко используют для решения технических задач. Например, необходимое количество цементного раствора при цементировании обсадных колонн определяют с учетом средневзвешенного значения диаметра скважины, определяемого по кавернограмме.

Данные каверномера используют при выборе наиболее благоприятного участка скважины для установки башмака промежуточной колонны, пакера при испытании скважин, интервалов отбора керна боковыми грунтоносами, интервалов установки пробоотборника на кабеле. Кавернограммы используются технологами также для выделения участков осложненного ствола скважины.

Основой каверномера для измерения диаметра скважины является рычажный механизм. Все скважинные приборы по конструкции измерительных элементов подразделяются на циркульные, фонарные, ромбические (рис. 1.58). Во всех приборах для измерения диаметра скважины линейное движение штока, расположенного в корпусе прибора, преобразуется в электрический сигнал. Движение штока приводит к изменению электрического датчика, чаще всего омического.

Приборы, в которых используются измерительные рычаги

ромбического или рессорного типа, удобны при проведении исследований. Они свободно перемещаются по стволу скважины вверх и вниз, что дает возможность повторять измерения. Приборы этого типа могут быть использованы в конструкции скважинных снарядов, предназначаемых для регистрации нескольких параметров. Измерительные рычаги циркульного типа позволяют измерять диаметр скважины только при подъеме прибора. Спуск прибора в скважину осуществляется со сложенными измерительными рычагами. Однако приборы этого типа широко применяются, так как обеспечивают лучшую дифференциацию разреза [42].

Профилеметрия

Профилемеры позволяют проводить измерения диаметра или радиуса скважины в двух или нескольких плоскостях. Такие измерения проводят непрерывно по стволу скважины, и получаемая при этом диаграмма называется профилеграммой; они могут быть выполнены по отдельным точкам.

В бурящихся скважинах несоответствие формы открытого ствола круглому сечению свидетельствует о наличии желоба. Образуется желоб (рис. 1.59. в) в результате разрушения горных пород буровым инструментом и его замковыми соедине-

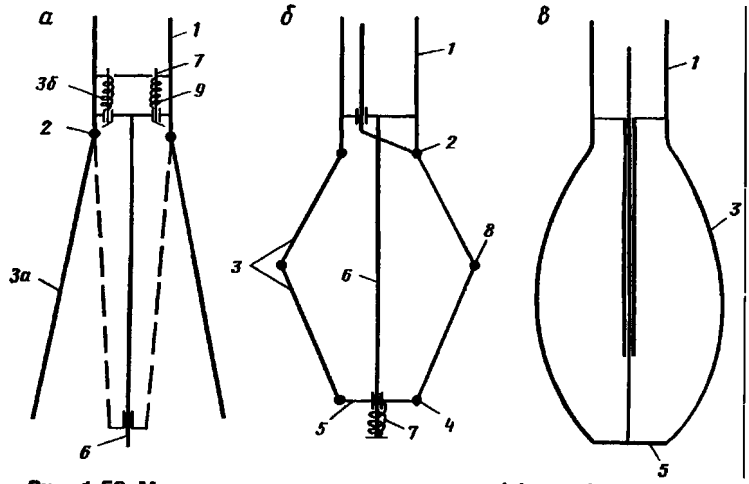


Рис. 1.58. **Механические схемы циркульного (а), ромбического (б) и рессорного (в) каверномеров [42]**

ниями в процессе бурения (особенно когда бурение ведется роторным способом) и при спуске-подъеме инструмента. Развитие желобов осложняет бурение скважины и разработку месторождений. В этих интервалах наблюдаются затяжки бурового инструмента, которые могут привести к прихватам; возникают трудности при спуске обсадных колонн; могут возникнуть заколонные перетоки. Только в разведочном бурении четверть всех аварий связана с прихватами инструмента в желобах. На ликвидацию этих прихватов расходуется до 50 % аварийного времени. Желоб в разрезе скважины выделяют с помощью профилемеров. В приборах этого типа раздельно регистрируются показания каждой пары рычагов, расположенных в одной плоскости. Диаметры скважин определяют по величине раскрытия двух пар независимо перемещающихся измерительных рычагов в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Пример профилеграммы приведен на рис. 1.59. а.

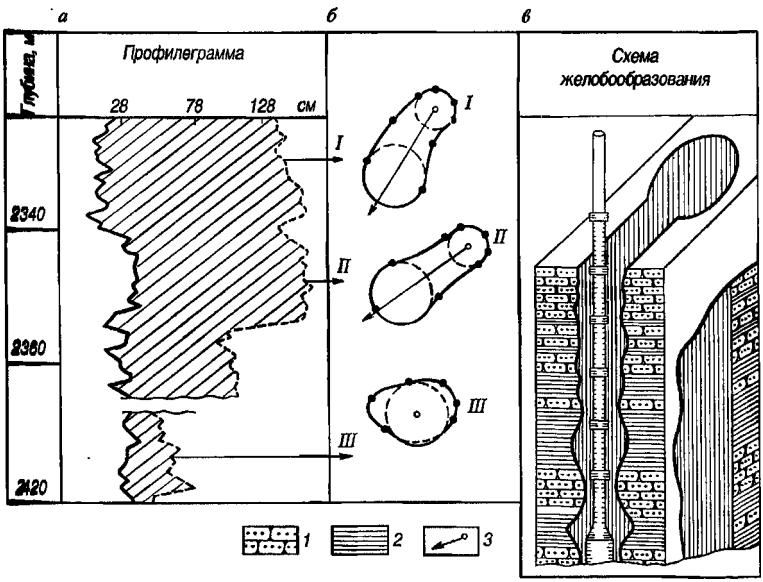


Рис. 1.59. **Примеры выделения в разрезе скважин желоба [42]:**
а - профилеграмма, полученная прибором СК; б - диаграммы поперечного сечения скважины, построенные по результатам измерения прибором СПР; в - схема образования желоба; 1 - песчаник; 2 - глина; 3 - азимут желоба

После обнаружения желоба, протяженность которого превышает размер свечи, проводят детальное изучение поперечного сечения скважины. Для этой цели применяют скважинный профилемер-радиусомер с восемью измерительными рычагами. Замеры в скважинах проводят дискретно по точкам. Прибор устанавливают в исследуемом интервале и затем последовательно снимают показания с каждого из восьми измерительных рычагов. Замеры, привязанные по азимуту, позволяют построить диаграммы поперечного сечения скважины (рис. 1.59. б). Желоб считается прихватоопасным, если глубина его превышает половину диаметра замкового соединения; если развился он в вертикальной плоскости направления скважины, приурочен к местам зенитного перегиба ствола скважины и стабилен во времени [42].

Профилемеры применяют для диагностики состояния обсадной колонны или насосно- компрессорных труб. Для этих целей современные профилемеры могут иметь порядка 20 - 40 измерительных рычажков и встроенные центраторы для обеспечения совпадения продольной оси прибора с осью скважины, что позволяет получать изображение детального состояния труб в скважинах с высоким разрешением. Во время измерений изменение положения каждого из рычажков переводится в электрическое напряжение и калибруется, для получения независимого значения внутреннего радиуса обсадной колонны. Полученная информация может быть использована для исследования и диагностики технического состояния колонны (обнаружения коррозии, механических повреждений и деформаций, повреждений во время бурения, положения перфорационных отверстий, трещин и разрывов колонны, отложений парафина, солей, твердых углеводородов).

Такие профилемеры можно комбинировать с другими приборами для получения большей информации за меньшее количество спускоподъемных операций в скважине. Например, одновременно получать данные о техническом состоянии колонны вместе с информацией о состоянии цемента и инклинометрией. Комбинирование профилемера с инклинометром позволяет определить пространственное положение повреждений колонны.

Специальные интерактивные программные пакеты обработки данных многорычаговых профилемеров (сканеров профиля скважины) позволяют получать трехмерное изображение профиля колонны в режиме реального времени.

1.6.2. Определение положения стволв скважины

Для определения положения и координат скважины применяется метод определения параметров, характеризующих искривление скважин (угла и азимута), называемый инклинометрией или дирекционными измерениями (рис. 1.60).

По данным замеров угла отклонения от вертикали (зенитного угла) и азимута искривления скважины, а также длины скважины в точке замера строятся проекции оси скважины на горизонтальную и вертикальную плоскости (рис. 1.61). Наличие фактических координат скважины, определенных по данным инклинометрии, позволяет точно установить точки пересечения скважиной различных участков геологического разреза.

Инклинометрия для определения положения (траектории или курса) скважины абсолютно необходима для решения широкого круга задач на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации скважины. В первую очередь, это касается геофизической интерпретации, структурных построений на основании сейсморазведки, вертикального сейсмического профилирования, геологического моделирования, подсчета геологических и извлекаемых запасов, составления схем разработки, проектирования бурения новых скважин и зарезки вторых стволов.

Современные инклинометры обеспечивают направленное бурение, позволяя ориентировать отклонители долота, кроме того, реализована возможность ориентирования перфораторов, керноотборников, скважинных сейсмоприемников. Информация о кривизне ствола скважины позволяет решать многие технологические вопросы, а также вопросы капитального ремонта. Например, знание интенсивности кривизны скважины позволяет предотвратить возможные затруднения и аварии, в частности, застревание и обрыв приборов.

При бурении новой скважины дирекционные датчики обеспечивают ее проводку в заданном направлении, позволяя предотвратить столкновение с уже пробуренными скважинами. Ликвидация (глушение) аварийных скважин невозможна без данных инклинометрии, обеспечивающих бурение скважин-ликвидаторов.

Дирекционные данные необходимы не только для направ-

ленного бурения, но и для трехмерного цифрового геологического моделирования, построения геологических моделей месторождений - как новых, так и разбуренных десятилетия назад. При этом к данным инклинометрии необходимо предъявлять повышенные требования, так как абсолютные отметки и координаты пластопересечений являются основой геологической модели. Построение модели - трудоемкий и дорогостоящий процесс. Без знания точных траекторий скважин модель заведомо обречена на погрешности, требующие дальнейшего исключения, а сама модель - уточнения или пересмотра.

Надежность определения положения скважины необходи-

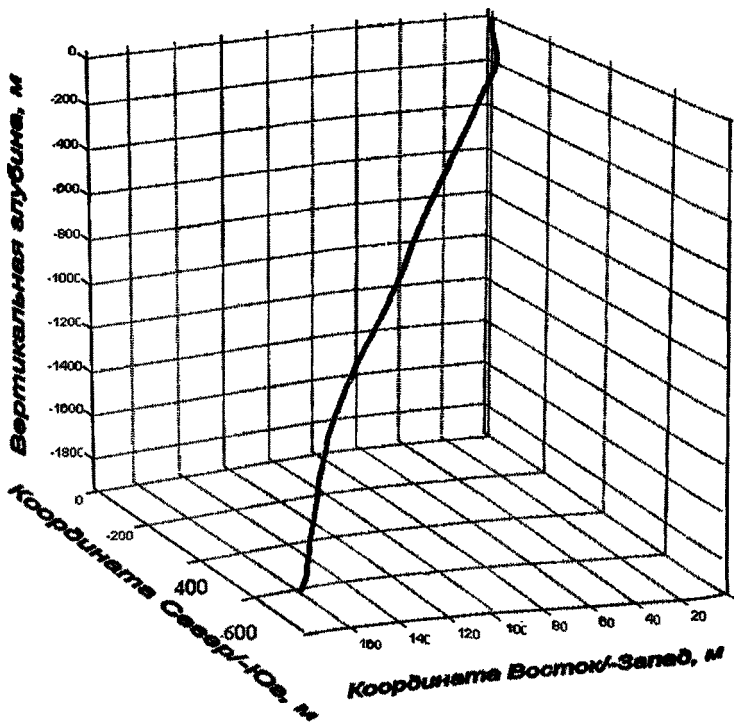


Рис. 1.60. **Пример трехмерного представления положения скважины**

ма не только для проектирования и бурения новых скважин с поверхности, но еще более актуальна при забуривании вторых стволов, особенно горизонтальных. Ошибка вертикального положения скважины в 1 - 3 метра может привести к бурению скважины в водонасыщенную зону [63].

При эксплуатации скважин информация о кривизне позволяет устанавливать скважинное оборудование (пакеры, погружные насосы, погружные приборы) в наиболее оптимальных точках скважины, что, в свою очередь, повышает эффективность и длительность работы устанавливаемого оборудования, так как предотвращает преждевременный износ.

Таким образом, современная инклинометрия является не только неотъемлемой частью строительства новых скважин, но и имеет существенное значение для переоценки скважин старого фонда [141].

Инклинометрические телесистемы

Инклинометрические телесистемы можно разделить на *три типа:*

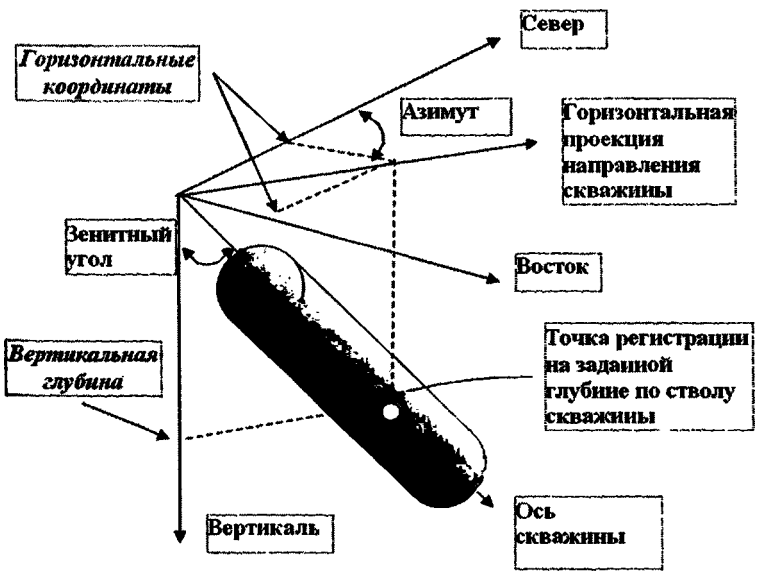


Рис. 1.61. **Компоненты описания положения скважины**

- забойные телеметрические системы (магнитные и гироскопические), входящие в компоновку низа бурильной колонны;
- на кабеле (измерения в режиме реального времени);
- автономные.

По способу регистрации их можно разделить на системы:
- для стационарных поточечных замеров;
- непрерывной записи.

Современные системы для определения пространственных координат точки измерений состоят из трех блоков: блока измерения зенитного угла, блока измерения азимута и блока измерения длины скважины (иногда функции некоторых могут совмещаться).

Для измерения азимута применяются магнитные и гироскопические приборы, при этом блоки измерения угла и длины скважины в них, в основном, идентичны.

Технология дирекционных измерений и сами измерительные системы непрерывно развиваются. Приборы с фиксацией уровня красящей жидкости в прозрачной колбе, с фоторегистрацией или с вращающимися механическими рамками (карданами или буссолями) уступают место современным датчикам: феррозондам, акселерометрам, механическим и лазерным гироскопам [63].

Магнитные приборы

Магнитным инклинометром производятся одновременные измерения трех взаимно ортогональных составляющих вектора напряженности магнитного поля Земли и трех взаимно ортогональных компонент вектора силы тяжести, по которым определяются азимутальный и зенитный углы наклона скважины. В приборе используются жесткозакрепленные феррозондовые датчики магнитометра и акселерометры.

При измерении такими приборами азимут скважины отсчитывается от направления на магнитный полюс Земли.

Проведение дирекционных измерений магнитными приборами сталкивается с рядом ограничений и сложностей. В первую очередь, это связано с тем, что магнитное поле Земли не является стабильным и его характеристики изменяются во времени и пространстве. Магнитное склонение - угол между магнитным и географическим севером - также не является постоянным, в отличие от привязки гироскопического датчика - географического севера (Северного полюса).

Частичная коррекция результатов измерений магнитными приборами решается путем контроля геомагнитной ситуации в зоне проведения измерений специальным наземным феррозондовым блоком датчиков и применения методики совместной обработки данных измерений скважинного и наземного измерительных приборов (коррекция поля). Однако параметры магнитного поля на поверхности все же могут отличаться от параметров в толще земной коры.

Магнитные искажения, обусловленные влиянием проводящих элементов, не могут быть исключены полностью, даже при использовании немагнитных труб в компоновке бурильной или обсадной колонны. Помимо металла конструкции скважины, искажающее влияние могут оказывать и некоторые минералы, входящие в состав горных пород (например, пирит), растворы на нефтяной основе могут намагничиваться и т.д.

В силу влияния перечисленных факторов, применение магнитных приборов часто становится недопустимым. Например, при зарезке боковых стволов из скважин, обсаженных стальной колонной, при повторных измерениях в обсаженной стальной колонной скважине, при кустовом бурении или при бурении с морских платформ верхних интервалов скважин. В этих случаях для измерения азимута скважины необходимо использовать гироскопические системы, показания которых не зависят от напряженности магнитного поля Земли [121].

В общем случае, погрешность магнитных систем возрастает с увеличением угла наклона скважины, если скважина имеет направление Восток/Запад и в условиях высоких широт из-за уменьшения горизонтальной составляющей магнитного поля Земли [139].

Гироскопические приборы

Существенно повысить информационный потенциал дирекционных измерений позволяет использование гироскопических инклинометров. Гироскопические приборы обладают более высокой точностью измерений и более широкими возможностями применения по сравнению с магнитными приборами.

Первоначально в качестве датчика измерения азимута начали применять так называемый «свободный гироскоп», в котором для определения азимута скважины использовано свойство гироскопа сохранять неизменным пространственное расположение оси вращения ротора гироскопа при любых пово-

ротах его корпуса. Трехстепенные гироскопы с классическим карданов подвесом обладают дрейфом, не позволяющим добиться требуемой точности [88].

Современная аппаратура для гироскопической инклинометрии предполагает использование высокоточных динамически настраиваемых гироскопов (ДНГ). В отличие от «свободного» гироскопа, такой прибор не требует предварительной ориентировки на устье скважины. В практике исследований эта система получила название «самонаводящейся на географический север». Системы измерений на базе таких датчиков называют аналитическими. В таких системах гироскоп представляет собой датчик угловых скоростей (ДУС) и реагирует на угловую скорость основания, на котором он установлен. В стационарном положении прибора измеряемым параметром является угловая скорость вращения Земли. Важно отметить, что для заданной широты эта величина является известным и стабильным параметром (в отличие от параметров магнитного поля), что позволяет надежно корректировать данные гироскопических измерений. Угловая скорость вращения Земли векторная величина, и ее горизонтальная составляющая направлена по географическому меридиану, что позволяет определять азимут относительно направления на географический север. Регистрируемые сигналы акселерометров и гироскопического датчика(-ов) характеризуют соответственно проекции вектора ускорения силы тяжести и проекции вектора угловой скорости вращения Земли на оси приборной системы координат аналогично измерениям положения прибора относительно вектора магнитной индукции поля Земли.

Неоспоримым преимуществом гироскопических приборов по сравнению с магнитными является возможность проведения инклинометрических измерений в обсадной колонне, бурильных или насосно-компрессорных трубах.

Гироскопические приборы также реализуют возможность непрерывной регистрации угла и азимута, что позволяет измерять положение скважины с высокой детальностью [147].

В общем случае, погрешность стационарных гироскопических приборов (аналогично магнитным) возрастает с увеличением угла наклона скважины, если скважина имеет направление Восток/Запад и в условиях высоких широт из-за уменьшения горизонтальной составляющей угловой скорости вращения Земли. Точность гироскопических систем с непрерыв-

ной записью в общем случае определяется точностью определения положения начальной точки записи и внутренним дрейфом датчика, при этом ограничения по углу скважины, ее направлению или широте отсутствуют [139].

Технология дирекционных измерений включает следующие этапы:

- калибровка аппаратуры;
- проверка аппаратуры до и после проведения замеров;
- исправление измеренных параметров;
- вычисление положения скважины;
- контроль качества измерений в соответствии с заданной моделью погрешностей.

Калибровка аппаратуры заключается в первоначальном определении и коррекции основных аппаратурных погрешностей с целью получения необходимой точности измерений. Для этого используется специальный стенд, сориентированный с высокой точностью на прочном основании. Измерения на стенде позволяют определить и исключить влияние внутренних помех датчиков, несовпадения осей измерительных блоков, смещение центра масс (для гироскопа) и т.д. Процедура калибровки позволяет определить набор специальных калибровочных параметров, их изменение при изменении температуры, а также в автоматическом компьютеризированном режиме провести проверку полученной калибровки.

Проверка аппаратуры. Перед спуском и после спуска в скважину производится тестирование точностных характеристик аппаратуры для подтверждения ее работоспособности в соответствии с имеющимися требованиями, производится ее тестирование. Параметрами, используемыми для контроля качества измерений, которые должны находиться в пределах установленных допусков, в частности, являются: абсолютная разность между значениями масштабных коэффициентов датчиков до и после измерений, точность определения горизонтальной составляющей угловой скорости вращения Земли или магнитной индукции, уровни шумов при считываниях по осям гироскопа или магнетометров и др.

Исправления измеренных параметров. Современные технологии дирекционных измерений позволяют исправлять измерения в зависимости от типа аппаратуры и условий измерений. При исправлении измерений азимута основной подход заключается

в статистической обработке массива полученных данных для выявления и устранения систематических погрешностей. Благоприятным фактором при этом является то, что теоретические значения измеряемых параметров (напряженность магнитного поля, угловая скорость вращения Земли) заранее известны на заданной широте и долготе проведения работ. При исправлении измерений угла забойными системами учитывается возможность прогиба компоновки низа бурильной колонны. Отдельно развиваются способы контроля и исправления погрешности измерения угла при несовпадении оси прибора и оси скважины, а также способы совместной обработки многократных измерений в скважине различными приборами [149, 150].

Вычисление положения скважины. Измеренные угловые параметры совместно с данными о длине скважины позволяют определить положение скважины в системе географических координат (горизонтальные и вертикальные отсчеты). Для этих целей используют метод минимальной кривизны. Измеренные угловые параметры совместно с глубиной точки записи пересчитываются в вертикальную глубину (абсолютную отметку с учетом альтитуды), горизонтальные координаты, интенсивность искривления скважины, отход относительно устья скважины, удлинение (разность между длиной скважины и вертикальной глубиной), величину проекции отхода на заданное направление и др.

Контроль качества измерений. Важнейшим этапом проведения измерений является контроль качества. Контроль качества в различных организациях может отличаться, но в общем случае он заключается в сопоставлении полученных измерений в скважине со стандартной моделью погрешностей для аппаратуры данного типа.

Модель погрешностей

Контроль точности инклинометрии является современной актуальной проблемой [27, 92].

Погрешности дирекционных измерений разделяют на два основных типа.

1. Грубые промахи, не допускающие математического описания.

2. Статистические ошибки, допускающие математическое описание.

Первым этапом контроля качества измерений является выявление грубых промахов. При этом наиболее эффектив-

ным способом является проведение повторных измерений, например, контроль гироскопическими приборами измерений магнитными [150].

На втором этапе изучаются статистические погрешности, для описания которых используется специальная модель. Модель статистических погрешностей позволяет рассчитывать эллипсоид (или конус) неопределенностей для каждой точки траектории скважины. Она является необходимым инструментом для решения многих вопросов, связанных с проектированием и строительством скважин. В частности, модель погрешностей позволяет провести расчеты для избежания столкновений с соседними скважинами, что первостепенно при бурении с платформ или кустовом бурении. При глушении аварийных скважин к модели погрешностей могут быть предъявлены весьма высокие требования.

Знание модели погрешностей необходимо для решения важных геологических и технических задач: при построении пространственной модели месторождения (уточненная корреляция пластопересечений, совместная обработка данных сейсморазведки и ГИС), при проведении скважины через несколько геологических целей и в других ситуациях.

В 1995 году специалистами ведущих мировых компаний был образован направляющий комитет по точности дирекционных измерений в скважине (Industry Steering Committee on Well bore Survey Accuracy - ISCWSA), в задачи которого входит разработка международного промышленного стандарта построения моделей погрешностей при дирекционных измерениях. На сегодняшний день, комитет является технической секцией по вопросам определения положения скважин общества инженеров-нефтяников (SPE-WPTS). Этим комитетом предложен подход к разработке моделей погрешностей, который теоретически обоснован и ориентирован на современную аппаратуру и технологию работ по строительству и исследованию скважин [4, 148, 151]. В рамках этого подхода построение модели погрешностей предполагает комплексный учет как аппаратурных погрешностей, так и погрешностей условий измерений с целью получения эллипсоида неопределенности измерений для аппаратуры данного типа.

Принцип построения модели погрешностей заключается в анализе большего массива измерений в различных скважинах с целью определения величины и стандартного отклоне-

ния для каждой из рассматриваемых погрешностей, а также установления систематического или случайного ее поведения.

Для каждой погрешности аналитически или эмпирически определяется функция влияния, так как поведение погрешностей существенно зависит от ориентации прибора в пространстве. Например, погрешность вследствие прогиба прибора максимальна при его горизонтальном положении, то есть пропорциональна величине зенитного угла.

Точностные характеристики работы прибора, полученные в лабораторных условиях, не могут быть использованы для получения реальной погрешности измерений, так как со временем, в процессе транспортировки и в процессе измерений характеристики прибора могут меняться. Это обусловливает необходимость создания модели погрешностей, основанной на реальных скважинных данных. Такой подход, с одной стороны, позволяет предоставлять данные о траектории скважины с наиболее обоснованно рассчитанным эллипсом неопределенности, с другой - открывает возможность создания методик исключения погрешностей.

Современное представление траектории скважины, помимо наиболее вероятного положения ствола скважины, должно включать и допуск в вертикальной и горизонтальной проекции, обусловленный влиянием погрешностей измерений. На рис. 1.62 приведена для примера горизонтальная проекция скважины (рис. 1.60). На рис 1.63 приведены вертикальные проекции этой скважины по направлению Север/Юг и Восток/Запад, соответственно. На всех рисунках показано измеренное (наиболее вероятное) положение скважины и рассчитанный по модели погрешностей конус неопределенности. Выборочно показаны эллипсы неопределенности на некоторых точках измерений. Для подробного рассмотрения отдельных интервалов показаны вертикальные проекции скважины в заданном интервале глубин (рис. 1.64).

Область применения инклинометрии

Современные технологии позволяют проводить дирекционные измерения на всех этапах строительства и эксплуатации скважины.

Инклинометрия в процессе бурения. Магнитный и/или гироскопический прибор устанавливается в специальной муфте непосредственно в бурильной колонне, на максимально близком рас-

стоянии от долота. Для передачи данных на поверхность обычно используется гидравлический канал связи (см. раздел 6.4).

При забуривании кондуктора. Для измерений применима гироскопическая система на одножильном или многожильном кабеле с регистрацией и обработкой данных на поверхности в режиме реального времени. Измерения в колоннах большого диаметра производятся прибором, снабженным центраторами большого диаметра, что гарантирует высокую точность.

На начальном этапе бурения скважины. Как правило, в начале бурения показания магнитных приборов искажены влиянием металлических конструкций соседних скважин. Гироскопический прибор, снабженный специальным ориентирующим наконечником, позволяет, помимо измерений угла и азимута, ориентировать буровой инструмент.

Существуют системы для направленного бурения, что позволяет ориентировать буровой инструмент в процессе бурения. Прибор опускается в специальную втулку-ловитель, входящую в компоновку низа бурильной колонны. Данные передаются на поверхность по кабелю (выведенному в затруб) и отображаются на табло наземной панели, установленной на буровой.

При бурении основных секций скважины. Проводка сква-

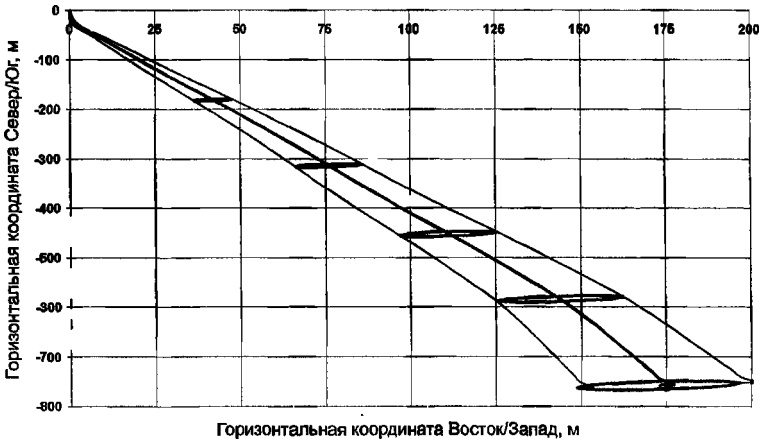


Рис. 1.62. **Горизонтальная проекция скважины:**
- наиболее вероятное положение скважины (центральная линия);
- конус неопределенности;
- эллипсы неопределенности на некоторых точках измерений

жины осуществляется при помощи магнитных забойных систем. Для гироскопических исследований пробуренных интервалов, помимо базовой системы, существует несколько конфигураций:

1. Автономная гироскопическая система с питанием от ба-

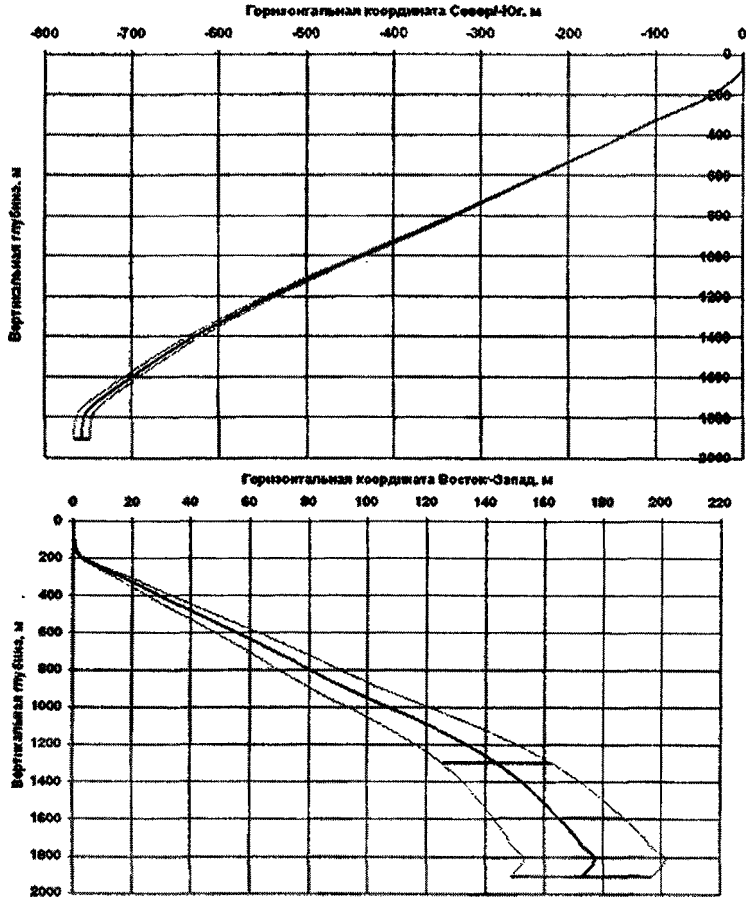


Рис. 1.63. **Вертикальная проекция скважины по направлению Север/Юг (А) и Восток/ Запад (Б):**

- наиболее вероятное положение скважины (центральная линия);
- конус неопределенности;
- эллипсы неопределенности на некоторых точках измерений

тарей и записью данных в память прибора. Для спускоподъемных операций может быть использован подъемник с проволокой.

2. Автономная магнитная или гироскопическая система свободного погружения с питанием от батарей. В данной конфигурации реализована возможность свободного погружения прибора в бурильных трубах (а при необходимости - с закачиванием), что исключает необходимость использования геофизического кабеля. Регистрация данных осуществляется при подъеме бурового инструмента и записывается в память прибора. Обработка данных производится непосредственно на буровой сразу же после подъема инструмента.

3. Гироскопическая система с непрерывной регистрацией данных. Такая система может быть использована при любых зенитных углах - до 90 градусов и выше для исследования горизонтальных скважин. Измерения можно проводить во время закачивания прибора, а благодаря малому диаметру, прибор можно спускать в колонне, бурильных трубах, НКТ. Система комбинируется с локатором муфт или прибором измерения естественной радиоактивности.

4. Гироскопическая система-тандем позволяет комбинировать гироскопический инклинометр в автономном режиме с другими каротажными приборами.

5. Комбинирование гироскопических приборов с каротажными приборами. Использование специальных переходников

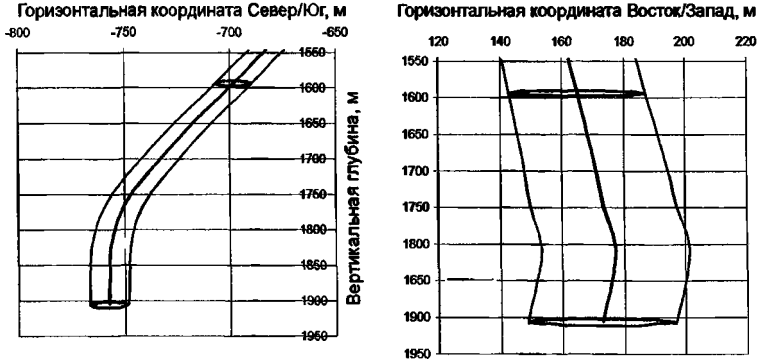


Рис. 1.64. **Вертикальные проекции скаажины в заданном интервале глубин**

позволяет включать гироскопические системы практически в любые связки каротажных приборов и проводить гироскопические измерения в режиме реального времени, то есть инклинометрические исследования одновременно с выполнением геофизических исследований скважин. Достоинствами такого подхода являются: сокращение времени, затрачиваемого на исследования скважин, сокращение погрешностей совместной привязки данных геофизических и инклинометрических исследований.

При проведении скважинных геофизических исследований и перфорации гироскопическая инклинометрия может быть проведена отдельно или в комбинации с другими скважинными приборами.

Для измерений в колонне могут быть использованы описанные выше как автономные, так и гироскопические системы на кабеле.

В процессе эксплуатации скважины и при капитальном ремонте. Благодаря малому диаметру приборов, измерения могут быть проведены не только в колонне, но и через НКТ. Такая возможность актуальна при проведении исследований в скважинах старого фонда.

При «зарезке» вторых стволов. Только гироскопические приборы обеспечивают возможность ориентировки клиньев отклонителей или непосредственно отклонителя фрезы или долота.

Современная практика строительства скважин предполагает последовательность дирекционных измерений: сначала скважина бурится в заданном направлении с использованием инклинометрических исследований в процессе бурения (забойных телесистем), а затем проводятся проверочные и окончательные измерения гироскопическим инклинометром.

Такой подход позволяет исключить промахи однократного замера. Использование только данных, полученных в процессе бурения, является недостаточным (известны случаи расхождения на десятки градусов по азимуту).

Повысить точность определения положения скважины возможно путем проведения последовательных и независимых измерений в секциях скважины различными приборами.

Например, один из вариантов программы направленного бурения скважины может иметь следующий вид:

Секция скважины	Состояние ствола скважины	Дирекционные измерения
17 1/2"	Открытый ствол	Измерения гироскопическим инклинометром на точках в бурильных трубах, а также ориентирование долота. Измерения забойными магнитными системами только в случае отсутствия магнитной интерференции
13 3/8"	Колонна	Измерения гироскопическим инклинометром на точках. Подтверждение замеров в секции 171/2" и данных измерений в процессе бурения
12 1/4"	Открытый ствол	Ориентирование долота гироскопическим инклинометром в начале бурения секции. Бурение с использованием забойных систем
9 5/8"	Колонна	Измерения гироскопическим инклинометром с непрерывной записью. Подтверждение замеров в предыдущих секциях и данных забойных систем
8 1/2"	Открытый ствол	Бурение с использованием забойных систем. Измерения гироскопическим инклинометром с непрерывной записью или автономным прибором, закаченным в буровой инструмент перед подъемом. Подтверждение замеров в предыдущих секциях и данных забойных систем

1.7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Геофизические исследования скважин являются одним из основных источников информации о свойствах разреза, вскрытого скважиной, на всех стадиях его исследования - бурения, геологоразведочных работ, эксплуатации месторождений, капитального ремонта скважин. По результатам ГИС изучают физические свойства и состав пород, пересеченных скважиной, параметры самих скважин, а также процессы, протекающие в околоскважинном пространстве.

В общем случае все геологические, технологические и технические задачи, решаемые методами ГИС, можно разделить на два класса: измерительные и классификационные. К *измерительным* относятся *задачи* определения значений параметров изучаемых объектов - например, плотности породы, коэффициента пористости, толщины стенки обсадной колонны и других параметров пласта и скважины. *Классификационные задачи* - разделение изучаемых объектов на классы: коллектор - неколлектор, нефтенасыщенный - водонасыщенный - газонасыщенный коллектор, качество цементирования хорошее - плохое и т.п. Классификационные задачи, как правило, решаются по результатам

решения совокупности измерительных задач.

Результаты решения измерительных задач характеризуются показателями точности, а классификационных - показателями достоверности.

Качество геофизической информации определяется характеристиками основных элементов информационно-измерительных систем ГИС, включающих средства измерения (СИ), методику измерения, передачу и регистрацию измерительной информации, а также способы обработки и интерпретации данных. Требуемая точность и достоверность получаемой геофизической информации достигается путем применения системы метрологического обеспечения (МО). Она предусматривает разработку теоретических и методических основ, способов и технологий измерений геофизических и геологических параметров, создание образцовых средств воспроизведения и передачи размеров единиц измеряемых параметров, методов градуировки, поверки и калибровки средств измерений и способов оценки качества измерительной информации.

Создание системы метрологического обеспечения измерений при ГИС должно включать следующие этапы:

- выбор параметров, измеряемых при тех или иных видах исследований;
- разработку образцовых средств измерений, воспроизводящих размер измеряемых параметров;
- выбор и обоснование нормируемых метрологических характеристик измеряемых физических величин;
- разработку поверочных (калибровочных) схем и методик передачи размеров единиц от исходных средств измерения к образцовым и рабочим средствам измерений;
- аттестацию методик выполнения измерений геофизических параметров, включая проведение измерений на скважине, методы учета влияния условий измерения и способы оценки качества получаемых результатов.

1.7.1. Погрешности измерений параметров при ГИС

Основным показателем качества измерений является погрешность, характеризующая отклонения результата измерений от истинного (действительного) значения измеряемой величины. Для каждого конкретного измерения она определяется точ-

ностью используемых средств измерения, применяемой методики измерения, а также квалификацией оператора.

Погрешность выражается в абсолютной или относительной форме. Абсолютная погрешность определяется как разность $\Delta X=X-X^*$, где X - результат измерения, X^* - истинное значение измеряемой физической величины. Относительная погрешность определяется по формуле: $\Delta= (X-X^*)/X^*$.

При анализе и оценке погрешностей выделяют их отдельные составляющие, которые можно классифицировать по различным признакам.

По происхождению погрешности делят на методические, инструментальные и личные. *Методические погрешности* обусловлены несоответствием принятой модели объекта самому объекту, неточностью вычислительных процедур, применяемых при обработке результатов наблюдений (упрощение формул, ограниченная точность используемых физических констант).

Причиной *инструментальных погрешностей* является несоответствие параметров средства измерений (геометрических размеров измерительной системы, свойств используемых материалов, параметров элементов электрических схем и др.) номинальным значениям.

Личные погрешности обусловлены действиями наблюдателя (оператора), проводящего и подготовку оборудования, и собственно измерения. Сюда относятся задание режимов питания приборов, установка масштабов, снятие отсчетов и т. д.

Наиболее важной при оценке погрешностей является классификация по их проявлению во времени при измерениях одной и той же величины. Здесь принято выделять систематические и случайные погрешности.

Систематической называется составляющая погрешности, которая во времени остается постоянной или изменяется закономерно (переменные систематические погрешности). Переменные систематические погрешности в свою очередь делятся на прогрессирующие (меняющиеся монотонно), периодические и более сложные.

Постоянная составляющая может быть вызвана неточностью передачи размера единиц при градуировке или индивидуальными особенностями прибора. Прогрессирующая погрешность может проявляться либо как функция времени или глубины (влияние изменения температуры), либо быть функцией от уровня измеряемой величины (например, из-за наличия просчетов импульсов в канале регистрации).

Иногда, зная функции влияния и выполняя вспомогательные измерения, можно оценить систематическую погрешность и внести соответствующую поправку.

Случайная погрешность - составляющая погрешности, меняющаяся случайным образом. Примером такой погрешности являются статистические флюктуации отсчетов при радиоактивном каротаже. Ее нельзя исключить из результата измерений, но можно снизить путем многократных измерений и статистической обработки совокупности данных наблюдений. Выполняя специальные измерения, можно найти закон распределения случайной погрешности и оценить ее вклад в полную погрешность измерений.

Таким образом, погрешность результата измерений представляет собой сумму случайной и систематической составляющих, поэтому в общем случае ее надо рассматривать как случайную величину, математическое ожидание которой есть систематическая погрешность.

Трудности оценки погрешности обусловлены тем, что ее принципиально нельзя определить точно, так как истинное значение измеряемой величины неизвестно, поэтому для ее оценки либо указываются ее границы, либо приводятся числовые характеристики. Так, для случайной погрешности обычно указывают среднеквадратическое отклонение (СКО) или указывают интервал, в котором погрешность лежит с заданной вероятностью (доверительный интервал).

Практически все геологические параметры представляют собой функцию большого числа аргументов, каковыми являются физические величины, определяемые по данным комплекса ГИС и на образцах. В связи с этим и погрешность геологического параметра является функцией погрешностей измерения соответствующих геофизических параметров.

Погрешность определения геофизических параметров складывается из погрешности самого средства измерения (инструментальная составляющая), методической погрешности и погрешности оператора.

Инструментальная погрешность в свою очередь складывается из следующих составляющих:

- основная погрешность - погрешность средства измерений при нормальных условиях. Она обусловлена погрешностью исходных образцовых мер, погрешностью передачи размеров единиц рабочим средствам измерения, отклонением

исполнения данного экземпляра СИ от стандартной конструкции, и нестабильностью работы прибора;

- дополнительная погрешность, вызванная отличием условий измерения от нормальных. Сюда относится, например, влияние изменения температуры или напряжения питания прибора;

- динамическая погрешность, возникающая при использовании средства измерений в режиме, отличном от статического. Она обусловлена люфтами или инерционностью механических или электрических элементов аппаратуры.

Методическая погрешность возникает вследствие того, что модель данного метода ГИС, принятая при построении интерпретационных зависимостей, неточно описывает реальный процесс. Другой причиной методической погрешности является погрешность задания геолого-технических параметров объекта исследований, используемых при геофизической интерпретации, например, толщины пласта, диаметра скважины, свойств промывочной жидкости, минеральный состав породы и др.

1.7.2. Система передачи единиц средствам измерения

Основная задача метрологического обеспечения - поддержание единства измерений. Основой этого является воспроизведение и хранение единиц измерения с помощью эталонов. В качестве государственных утверждаются первичные эталоны, воспроизводящие значения физических величин с наивысшей точностью, достижимой на современном уровне развития науки и техники. В практике широко используются вторичные эталоны, значения для которых устанавливаются от исходных эталонов. Они используются для передачи размеров единиц средствам измерения более низкого уровня (образцовым и рабочим СИ).

Для обеспечения правильности передачи размеров единиц устанавливается определенный порядок, который регламентируется поверочными или калибровочными схемами. В этих документах устанавливается метрологическое соподчинение эталонов, образцовых средств измерений и порядок передачи размера единиц образцовым и рабочим СИ.

Отличительной особенностью практически всех геофизических параметров является отсутствие государственных эталонов, воспроизводящих единицу измерений. Это делает не-

обходимым создание специальных (локальных) калибровочных схем, основанных на исходных образцовых средствах измерения геофизических параметров, аттестованных методом косвенных измерений. В качестве таких исходных образцовых средств обычно используют стандартные образцы состава и свойств горных пород, выполненные в виде моделей пластов, пересеченных скважиной, или поверочные установки, воспроизводящие значения геофизических параметров.

Калибровка рабочих средств измерения непосредственно на исходных стандартных образцах обеспечивает максимальную точность передачи размеров единиц. Однако такая технология неприемлема, так как рабочие средства измерений эксплуатируются на большом количестве предприятий, территориально удаленных друг от друга и от места базирования исходных образцов. Поэтому в локальную калибровочную схему целесообразно ввести промежуточную ступень передачи размера единиц - образцовые средства, размещенные в крупных производственных предприятиях. В качестве образцовых средств измерения этой ступени используются либо калибровочные установки, укомплектованные имитаторами или эквивалентными мерами геофизического параметра, либо скважинный прибор, либо контрольная скважина с естественным или искусственным разрезом.

Типовая схема передачи размеров единиц геофизических параметров приведена на рис. 1.65.

Метрологические установки для калибровки рабочих средств измерения конструктивно могут отличаться в разных метрологических центрах. Например, для выполнения работ в области метрологического обеспечения радиоактивных методов в Центре метрологии и сертификации ОАО «Газпромгеофизика» используется комплекс специальных образцовых средств измерения и оборудования [53], в том числе Государственные стандартные образцы (ГСО) состава и свойств горных пород, выполненные в виде моделей пластов, пересеченных скважиной:

- комплект ГСО объемного влагосодержания пород известняка, аттестованные характеристики - значения пористости (Кп);
- комплект ГСО нейтронных характеристик пород, аттестованные характеристики - коэффициент пористости породы, сечение захвата и коэффициент диффузии тепловых нейтронов;
- комплект ГСО содержания естественных радиоактивных элементов, аттестованные характеристики - значения массовых долей урана, тория и калия и значения мощности экспозиционной дозы;

- комплект стандартных образцов типа насыщающих флюидов, аттестованные характеристики - сечение захвата и коэффициент диффузии тепловых нейтронов;

- комплект стандартных образцов для градуировки и калибровки аппаратуры типа СГДТ, аттестованные по значениям толщины обсадных труб и плотности материала за колонной;

- комплект стандартных образцов плотности горных пород, перекрывающих диапазон от 1600 до 2700 кг/м^3;

- установка для градуировки и калибровки каналов ГК в единицах мощности экспозиционной дозы с использованием образцового радиевого источника.

Коротко остановимся на конструктивном выполнении и параметрах перечисленных СИ.

1. Комплект ГСО объемного влагосодержания карбонатных горных пород (комплект НК) состоит из трех стандартных образцов.

НК-1 представляет собой сборку из монолитных блоков белого мрамора Коэлгинского месторождения по ГОСТ 9479-98. В центральном ряду из пяти блоков пробурено пять скважин диаметрами 76; 96; 146; 196; 244 мм.

НК-2 и НК-3 изготовлены из гранул того же мрамора. В НК-2 использованы гранулы двух размеров: 25 35 мм (крупная фракция) и 7 - 12 мм (мелкие фракция). В НК-3 использованы гранулы одной фракции - 7 - 12 мм. В обоих стандартных образцах (СО) гранулы засыпаны в корпус, представляющий собой емкость цилиндрической формы диаметром 1.7 м и высотой 2.9 м. По оси корпуса стандартных образцов вмонтированы цилиндрические стаканы, из тонкой листовой стали, воспроизводящие скважины диаметром 96, 196, 243 мм. Межгранулярное пространство заполнено пресной водой.

Размеры СО обеспечивают создание поля тепловых нейтронов и гамма-квантов, эквивалентного полю в бесконечной среде того же состава и свойств, что и материалы СО.

Номенклатурные метрологические характеристики. Аттестуемая характеристика - объемное влагосодержание пород известняка (объемная водонасыщенная пористость). Аттестованное значение СО и относительная погрешность аттестованных значений при доверительной вероятности P=0.95 приведены в табл. 1.20.

2. Комплект ГСО нейтронных характеристик горных пород (комплект НХ) состоит из четырех стандартных образцов.

Стандартный образец НХ-1 представляет собой бассейн с поперечными размерами 4х6 м и глубиной 4 м, заполненный водой ГОСТ Р 51232-98.

Стандартные образцы НХ-2 и НХ-3 конструктивно идентичны. Каждый из них выполнен в виде двух полых коаксиальных стальных цилиндров. Внутренний цилиндр имитирует скважинное отверстие, толщина его стенок составляет 1.0 мм, диаметр 196 мм. Корпус (внешний цилиндр с днищем и крышкой) имеет размеры: 2.6 м (высота) и 2.4 м (диаметр). Пространство между цилиндрами заполнено твердой фракцией

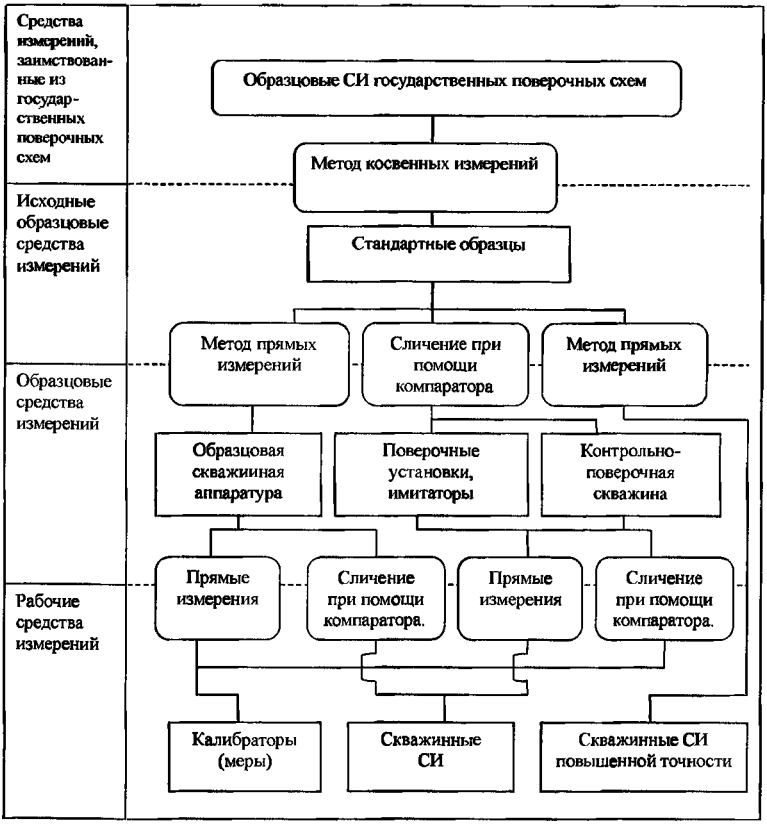


Рис. 1.65. **Типовая структура калибровочной схемы для средств измерений геофизических параметров [104]**

Таблица 1.20

Аттестованное значение СО и относительная погрешность аттестованных значений

Индекс и номер СО	Аттестованное значение СО, %	Погрешность аттестованного значения при P=0,95, %
НК-1 (ГСО 2108-81)	0.8	12.5
НК-2 (ГСО 2109-81)	19.4	1.5
НК-3 (ГСО 2110-81)	37.9	1.0

в виде гранул, а поры насыщены питьевой водой.

НХ-2 заполнен гранулами из белого мрамора Коэлгинского месторождения по ГОСТ 9479-84 размером 10 - 20 мм.

НХ-3 заполнен двухфракционной смесью: крупная фракция - гранулы Коэлгинского мрамора размером 20 - 30 мм, мелкая фракция - кварцевый песок по ГОСТ 22551-77.

Стандартный образец НХ-4 с пористостью Кп=0.8 % собран из пришлифованных мраморных блоков размерами 1 х 1 х 2.3 м. Общий размер сборки составляет 3 х 3 х 2.3 м. В центральном блоке пробурено сквозное скважинное отверстие диаметром 196 мм.

В стандартных образцах НХ-2, НХ-3, НХ-4 к скважине пристыкован зумпф глубиной 1,2 м и диаметром 400 мм.

Размеры СО обеспечивают создание поля тепловых нейтронов и гамма-квантов, эквивалентного полю в бесконечной среде того же состава и свойств, что и материалы СО.

Номенклатурные метрологические характеристики. Аттестуемые характеристики: макросечение поглощения тепловых нейтронов; коэффициент диффузии тепловых нейтронов; объемная водонасыщенная пористость. Аттестованные значения СО и относительные погрешности аттестованных значений СО при P=0.95 приведены в табл. 1.21.

3. Комплект государственных стандартных образцов содержаний естественных радиоактивных элементов (ГСО ЕРЭ).

Комплект ГСО-ЕРЭ состоит из шести стандартных образцов - двух урановых ЕРЭ-U1 и ЕРЭ U2, ториевого ЕРЭ-Th, калиевого ЕРЭ-К, смешанного ЕРЭ-См и фонового ЕРЭ-Ф.

Стандартные образцы выполнены в виде моделей пластов, пересеченных скважиной. Материал моделей - цементный раствор, в который замешано вещество - носитель радиоактивного элемента. В качестве вещества-носителя ис-

пользуется: равновесная урановая руда, сернокислый торий; карбонат калия.

Материал загружен в контейнер, представляющий собой стальной цилиндр, в который по оси вварена стальная труба, воспроизводящая скважину. Контейнер закрыт стальной крышкой и заварен герметичным швом.

Габаритные размеры СО, мм:

- высота - 1700;
- диаметр контейнера - 1400;
- диаметр скважины - 200;
- толщина стенок контейнера - 8;
- толщина стенки скважины - 2.

Размеры СО обеспечивают насыщенность СО по гамма-излучению на уровне 95 %.

Номенклатурные метрологические характеристики. Аттестуе-

Таблица 1.21

Аттестованные значения СО и относительные погрешности аттестованных значений СО

Индекс и номер СО	Аттестованная характеристика СО	Обозначение единицы физической величины	Аттестованное значение	Погрешность аттестованного значения
НХ-1 (ГСО 6039-91)	Макросечение поглощения тепловых нейтронов	10^{-3} см$^{-1}$	22.3	0.3
	Коэффициент диффузии тепловых нейтронов	10^{5} см^{2}/с	0.374	0.2
НХ-2 (ГСО 6040-91)	Макросечение поглощения тепловых нейтронов	10^{-3} см$^{-1}$	12.7	2.1
	Коэффициент диффузии тепловых нейтронов	10^{5} см^{2}/с	0.807	0.5
	Объемная водонасыщенная пористость	%	36.4	0.5
НХ-3 (ГСО 6041-91)	Макросечение поглощения тепловых нейтронов	10^{-3} см$^{-1}$	9.7	2.8
	Коэффициент диффузии тепловых нейтронов	10^{5} см^{2}/с	1.358	1.3
	Объемная водонасыщенная пористость	%	14.9	0.7
НХ-4 (ГСО 6042-91)	Макросеченне поглощения тепловых нейтронов	10^{-3} см$^{-1}$	7.4	4.5
	Коэффициент диффузии тепловых нейтронов	10^{5} см^{2}/с	2.299	1.6
	Объемная водонасыщенная пористость	%	0.8	12.5

Таблица 1.22

Аттестованные значения СО и относительные погрешности аттестованных значений СО

Индекс и номер СО	Элемент	Аттестованное значение СО, %	Погрешность аттестованного значения СО при P=0,95, %
ЕРЭ-К (ГСО 3314-85)	K	9.24	1.5
ЕРЭ-U1 (ГСО 3315-85)	U	$76.1 \cdot 10^{-4}$	0.7
ЕРЭ-U2 (ГСО 6024-91)	U	$183.9 \cdot 10^{-4}$	3
ЕРЭ-Th (ГСО 3316-85)	Th	$88.5 \cdot 10^{-4}$	1.1
ЕРЭ-См (ГСО 3317-85)	U	$23.2 \cdot 10^{-4}$	0.6
	Th	$28.0 \cdot 10^{-4}$	1.1
	K	3.88	0.5
ЕРЭ-Ф (ГСО 3318-85)	Th	$1.8 \cdot 10^{-4}$	5.5
	K	0.49	0.6

мая характеристика - массовая доля элемента. Аттестованные значения СО и относительные погрешности аттестованных значений СО при P=0.95 приведены в табл. 1.22.

Данный комплект аттестован также по значениям мощности экспозиционной дозы. Это обусловлено тем, что калибровка каналов ГМ с помощью традиционной «линейки» с коллимированным радиевым источником обладает большой систематической погрешностью. Использование 4π-геометрии более точно отражает реальные условия измерений в скважине.

4. Комплект стандартных образцов типа насыщающих флюидов состоит из трех стандартных образцов, выполненных в виде моделей пористых пластов, пересеченных скважиной.

Состав твердой фазы и пористость всех стандартных образцов одинаковы. Твердая фаза представляет собой стеклянные шарики, а пустоты между шариками заполнены флюидом различного состава: пресной водой (СО-ТН-ПР), минерализованной водой (СО-ТН-МИН) и жидкостью углеводородного состава - дизельным топливом (СО-ТН-УВ). Скважина представляет собой цилиндр диаметром 200 мм, выполненный из нержавеющей стали толщиной 1 мм.

Номенклатурные метрологические характеристики. Аттестуемые характеристики:

- объемная пористость породы $K_п$, %;
- макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов $\Sigma_а$, 1/с;

- коэффициент диффузии тепловых нейтронов D, см²/с.

Аттестованные значения метрологических характеристик СО и относительные погрешности аттестованных значений при доверительной вероятности P=0.95 приведены в табл. 1.23.

Справочные характеристики стандартных образцов:

- время жизни тепловых нейтронов τ, с;
- объемная плотность ρ, г/см³;
- состав флюида, насыщающего породу.

В настоящее время осуществляется оформление этого комплекта в качестве ГСО.

Подробнее остановимся на других калибровочных установках ЦМиС.

Установка УКУ-НК предназначена для калибровки аппаратуры стационарного нейтронного каротажа диаметром от 38 мм до 90 мм.

Установка воспроизводит до четырех-пяти значений эквивалентной пористости в диапазоне от 1 до 40 % и одновременно позволяет определить цену условной единицы без до-

Таблица 1.23

Аттестованные значения метрологических характеристик СО и относительные погрешности

Индекс и номер СО	Аттестованная характеристика СО	Обозначение единицы физической величины	Аттестованное значение	Погрешность аттестованного значения
ТН-ПР	Макросечение поглощения тепловых нейтронов	10^{-3} см$^{-1}$	19.3	0.1
	Коэффициент диффузии тепловых нейтронов	10^{5} см^{2}/с	7.11	0.275
	Объемная пористость	%	39.6	1.0
ТН-МИН	Макросечение поглощения тепловых нейтронов	10^{-3} см$^{-1}$	32.45	1.13
	Коэффициент диффузии тепловых нейтронов	10^{5} см^{2}/с	7.321	0.282
	Объемная пористость	%	39.6	1.0
ТН-УВ	Макросечение поглощения тепловых нейтронов	10^{-3} см$^{-1}$	18.67	1.01
	Коэффициент диффузии тепловых нейтронов	10^{5} см^{2}/с	7.435	0.285
	Объемная пористость	%	39.6	1.0

полнительных измерений в емкости с водой.

Установка состоит из полого герметичного корпуса цилиндрической формы, заполненного водой, внутренней трубы с капролоновой заглушкой и набора капролоновых стержней трех диаметров d: d=63 мм - 2 шт., d=42 мм - 5 шт., d=22 мм - 3 шт. Габаритные размеры установки: длина - 2070 мм; высота - 1310 мм; ширина - 920 мм.

При калибровке скважинный прибор располагается во внутренней трубе установки на нижней ее образующей. Для воспроизведения различных значений эквивалентной пористости в трубу дополнительно вводятся капролоновые стержни (вставки) различного диаметра. В настоящее время изготовлено шесть таких установок, на которых выполняется калибровка аппаратуры НК типа СРК -90, ДРСТ-3-90, СРК -73, СРКМ, Кура, Дина-РК, РКМТ, СП-62.

Установка для калибровки аппаратуры СГДТ. Предназначена для получения градуировочных зависимостей и выполнения калибровок аппаратуры гамма-гамма цементометрии скважин.

Скважина и околоскважинное пространство имитируются двумя блоками, собранными из листового стекла плотностью 2.5 г/см^3. Для спуска колонны с цементным кольцом блоки раздвигаются с помощью специального устройства, а затем сдвигаются для плотного охвата цементного кольца. Колонна с цементным кольцом представляет собой сменную вставку. Снизу колонна заглушена и имеет конусную фаску для центровки. Средняя секция колонны (против цементного кольца) имеет калиброванную толщину. Цементное кольцо находится в пространстве между стальной колонной и тонкостенной обечайкой из стеклопластика (толщина обечайки 3 мм, плотность 1.8 г/см^3). Цементное кольцо герметизировано кольцевыми крышками на обечайке. Выполнены колонны как с центрированным, так и эксцентричным цементным кольцом. Таким образом, при имитации скважины диаметром 216 мм и горной породы плотностью 2.5 г/см^3 количество вставок представленной конструкции не ограничено.

Основная погрешность, вносимая установкой при получении значений плотности цементного камня, калибруемой скважинной аппаратурой определяется следующими факторами: точностью оценки плотности лабораторными методами при заливке цемента, равномерностью распределения плотности по высоте обечайки, точностью оценки толщины колонны и функцией влияния толщины на определение плотности.

Погрешность значений плотности цементного камня в данной установке не превышает 0.05 г/см^3, а погрешность толщины средних секций колонны - не более 0.03 мм.

К настоящему времени изготовлены и аттестованы 10 вставок (колонн).

Для калибровки аппаратуры типа СГДТ в производственных подразделениях предлагается более простая в изготовлении и эксплуатации установка, представляющая собой емкость с поперечными размерами 1500 мм и высотой 900 мм, заполненную материалом, моделирующим свойства породы, в которую вмонтировано 5 - 7 обсадных труб с различными характеристиками.

Установка для калибровки аппаратуры литоплотностного гамма-гамма каротажа. Включает в себя пять моделей пластов, пересеченных скважиной:

- модель из сухого кварцевого песка (плотность 1.612 г/см^3);
- модель из кварцевого песка, насыщенного водой (плотность 2.027 г/см^3);
- модель из смеси кварцевого песка и мраморной крошки, насыщенных водой (плотность 2.38 г/см^3);
- монолитный мраморный блок (плотность 2.71 г/см^3);
- алюминиевый блок (плотность 2.77 г/см^3).

Для выполнения работ в области метрологического обеспечения акустических методов используется комплекс специальных средств измерений и оборудования, включающий в себя:

- акустический калибровочный стенд АКС-3-1Д, состоящий из трех аттестованных по интервальному времени и коэффициенту затухания упругих волн акустических волноводов, один из которых работает под избыточным давлением до 5 мПа;
- акустический бассейн размером 4 х 4 х 6 м с координатным устройством;
- приемный канал с аттестованным по чувствительности гидрофоном;
- излучающий канал, аттестованный по амплитудно-частотным характеристикам;
- компьютеризированный блок информационно-управляющих модулей с быстрыми ЦАП и АЦП.

Для испытаний аппаратуры РК и АК в динамическом режиме и контроля стандартности аппаратуры (в том числе

сборок модулей) используется контрольно-калибровочная скважина глубиной 300 м, обсаженная стальной колонной и оборудованная вышкой и спускоподъемным оборудованием. Результаты метрологических измерений с аппаратурой радиометрии и АМ регистрируются на каротажный регистратор ГЕОМАК-3. Помимо производственной деятельности по испытанию и калибровке скважинной аппаратуры, в ЦМиС выполняются исследовательские работы по разработке новых типов калибровочных установок для аппаратуры радиометрии и АМ и соответствующего программного обеспечения, оптимизации измерительных установок, обоснованию методик и технологий исследования скважин. ЦМиС участвует в разработке и внедрении документов, регламентирующих обеспечение единства измерений, в том числе методик калибровки, порядок обработки и оформления результатов метрологических работ, а также методик выполнения измерения в скважинах.

1.7.3. Нормируемые метрологические характеристики средств измерения

Метрологическими характеристиками называются те свойства средств измерения, которые оказывают влияние на результаты и погрешности измерения. Они предназначены для оценки технического уровня и качества СИ, для определения результатов измерения и расчетной оценки инструментальной погрешности. Нормируемые метрологические характеристики (НМХ) должны отражать реальные свойства средств измерений, и их номенклатура должна быть достаточной для априорной оценки инструментальной составляющей погрешности измерений в допустимых условиях применения.

Рациональность комплекса НМХ для конкретного типа средств измерений и правильность задания их значений определяется в ходе приемочных испытаний. При этом проверяется соответствие достигнутого технического уровня требованиям технического задания на разработку, правильность нормирования МХ, возможность их контроля при выпуске, рекомендуемые методика, средства и периодичность калибровки в процессе эксплуатации.

Номенклатура и значения НМХ, а также рекомендуемые методика, средства и периодичность калибровки в процессе

эксплуатации указываются в технической документации на аппаратуру.

Для скважинной геофизической аппаратуры типовыми являются следующие нормируемые метрологические характеристики:

- диапазон измерения параметра;
- основная абсолютная (или относительная) погрешность измерения;
- дополнительная погрешность измерений, вызванная изменением температуры окружающей среды в заданном диапазоне.

В табл. 1.24 приведены типовые нормированные характеристики для основных видов измерений при геофизических исследованиях скважин.

Таблица 1.24

Измеряемые параметры и средства метрологического обеспечения для основных видов измерений при ГИС

Вид измерений	Измеряемая величина, размерность	Диапазон измерения	Основная погрешность	Исходные образцовые средства измерения	Образцовые средства измерения (для базовой калибровки)
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ					
Боковое каротажное зондирование	Кажущееся удельное электрнческое сопротивление (УЭС), Ом·м	0,2-5000 (0,2-200) (1-1000) (5-5000)	$\pm[2,5+0,1(\rho_в/\rho-1)]\%$	-	Имитатор УЭС (магазин сопротивлений)
Боковой каротаж	Кажущееся удельное электрическое сопротивление, Ом·м	0,2-10 000	Не более ± 5%	-	Имитатор УЭС (магазин сопротивлений)
Микрокаротаж	Кажущееся удельное электрическое сопротивление, Ом·м	0,05-40	$\pm[4+0,1(\rho_в/\rho-1)]\%$	Стандартный образец УЭС	Имитатор УЭС (магазин сопротивлений)
Боковой микрокаротаж	Кажущееся удельное электрическое сопротивление, Ом·м	0,2-500	Не более ± 5%	Стандартный образец УЭС	Имитатор УЭС (магазин сопротивлений)
Индукционный каротаж	Кажущаяся удельная электрическая проводимость, См/м	$2\cdot10^{-3}$-2,5	$\pm(0,03\sigma_к \pm 1)\cdot10^{-3}$	-	Эталонные тест-кольца

Продолжение табл. 1.24

Вид измерений	Измеряемая величина, размерность	Диапазон измерения	Основная погрешность	Исходные образцовые средства измерения	Образцовые средства измерения (для базовой калибровки)
Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование	Кажущееся удельное электрическое сопротивление, Ом·м	1-200	$\pm(5+20\rho/\rho_в)\%$	-	Образцовый имитатор кажущегося УЭС (тест-кольцо)
Электромагнитный каротаж по затуханию	Кажущееся удельное электрическое сопротивление, Ом·м	0,5-200	$\pm[5+0,05(\rho/\rho_н-1)]\%$	-	Поверочный стол с вспомогательной генераторной катушкой
Диэлектрический каротаж	Относительная диэлектрическая проницаемость	2-40	$\pm(1+0,15\varepsilon)\%$	Стандартный образец ди-электрической проницаемости	Имитаторы ди-электрической проницаемости среды
МЕТОДЫ РАДИОМЕТРИИ					
Интегральный гамма-каротаж	Мощность экспозиционной дозы (МЭД), мкР/ч; Эквивалентная массовая доля урана (ЭМДУ), ppmU	0 -250 0 -200	± 15% $\pm[4,3+0,7(200/U_э-1)]$ %	Стандартный образец содержания урана (СО ЕРЭ-U)	Дозиметрическая установка УП-ГК Стандартные образцы эквивалентной массовой доли урана
Спектрометрический гамма-каротаж	Эквивалентные массовые доли урана, тория, ppmU; калия, %	0 -200 0,1-20	$\pm(1,5-2,0)$ ppm ± 0,5%	Стандартные образцы содержания естественных радиоактивных элементов (СО ЕРЭ-U, СО ЕРЭ-Th, СО ЕРЭ-К, СО ЕРЭ-См, СО ЕРЭ-Ф)	Стандартные образцы эквивалентного содержания естественных радиоактивных элементов (U, Th, K)
Нейтронный каротаж	Водородосодержание пород, %	1-40	$\pm[4,2+2,3(40/K_п-1)]\%$	Стандартные образцы объемного влагосодержания	Поверочная установка УП-НК, содержащая три имитатора пористого пласта и емкость с пресной водой; калибровочная установка УКУ-НК

Продолжение табл. 1.24

Вид измерений	Измеряемая величина, размерность	Диапазон измерения	Основная погрешность	Исходные образцовые средства измерения	Образцовые средства измерения (для базовой калибровки)
Импульсный нейтронный каротаж	Макросечение захвата тепловых нейтронов (Σ_a), е.з.; Коэффициент водонасыщеиной пористости пород ($K_п$), %	7,4-22,2 1-40	Случайная и систематическая – не более ± 2,5% каждая; случайная – не более ± 2,0% (абс.); систематическая – не более 1,5% (абс.)	Стандартные образцы нейтронных характеристик горных пород	Имитатор пористого пласта и емкость с пресной водой
Гамма-гамма плотностной и литоплотностной каротаж	Объемная плотность пород (σ), г/см^3; индекс фотоэлектрического поглощения (P_c)	1,7 – 2,0 2,0-3,0 1.3 – 7,0	± 1,5% ± 1,2% ± 0,2	Стандартные образцы плотности (ГСО-ПНС) №№ 1 -6	Стандартные образцы плотности с имитаторами глинистой корки
АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ					
Акустический каротаж на преломленных волнах	Интервальное время распространения упругих волн (Δ t), мкс/м; Коэффициент затухания упругих волн (α), дБ/м	120-600 – для продольной волны; 170-600 – для поперечной волны; 600-1500 – для волны Лэмба-Стоунли 0,5 - 40	± (1-3)% ± (1-3)% ± (1-3)% ± (2 - 5) дБ/м	-	Калибровочные установки с аттестованиыми по Δ t и α волноводами, контрольно-калибровочная скважина
Акустическая цементометрия	Интервальное время распространения упругой волны (Δ t), мкс/м; коэффициент затухания упругой волны (α), дБ/м	120-600 0,5 - 40	± (1-3)% ± 3 дБ/м	–	Калибровочные установки с зацементированиой и свободной стальной колонной
ДРУГИЕ МЕТОДЫ КАРОТАЖА					
Ядерно-магнитный каротаж	Индекс свободного флюида (ИСФ), %; время продольной релаксации протонов (T_1), с.	3-100 (3-50) (50-100)	± 3% ± 5%	-	Стандартный образец ИСФ

Окончание табл.1.24

Вид измерений	Измеряемая величина, размерность	Диапазон измерения	Основная погрешность	Исходные образцовые средства измерения	Образцовые средства измерения (для базовой калибровки)
Кавернометрия и профилеметрия	Диаметр скважины, мм	Кавериомера: 100-800 (100-400) (400-800) Профилемера: 50-800	± 3 мм ± 5мм ± 2 мм	-	Образцовые кольца (пять) или установка УП-Кв
Инклинометрия	Азимут, град.; зенитный угол, град; апсидальный угол, град	0-360 0-45, 90, 135, 180 0-360	$\pm 2^0$ для зенитных углов более 3^0 $\pm 0,5^0$ $\pm 4^0$	-	Стол УСИ, установки типа УПИ, УОП, УКИ, УПН
Термометрия	Температура, ^{0}С		Не более ± 2 %	-	Баки с водой различной температуры
Трубная профилеметрия	Внутренний радиус трубы, мм	55-170	± 1 мм		Образцовые кольца (пять) или установка УП-Кв
Электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия	Толщина стенок обсадных труб, мм; размеры дефектов труб, мм	3-20 Минимальная протяженность 75 мм вдоль оси, поперек оси -0,5 периметра трубы при ширине зазора не менее 0,1 мм	± 0,5 мм Не регламентируется	-	Набор из 5 стальных труб разного диаметра и толщины стенок с искусственно созданными дефектами
Гамма-гамма - толщинометрия колонн	Толщина стенок колонн, мм	5-12	± 0,5 мм	-	Набор из 5 стальных труб разного диаметра и толщины стенок
Гамма-гамма-цементометрия и дефектоскопия	Плотность среды в затрубном пространстве, г/см^3	1,0-2,0	± 0,15 г/см^3	-	Отрезки стальных труб разного диаметра и толщины стенок, установленные в емкости с водой и зацементированные в нижней части

ПРИЛОЖЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Метрология - наука об измерениях, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности.

Физическая величина - свойство, общее в качественном отношении для многих объектов, но в количественном отношении индивидуальное для каждого объекта.

Измерение - нахождение значения физической величины опытным путем с помощью специальных технических средств (средств измерения).

Средство измерения (СИ) - техническое средство, используемое при измерениях и имеющее нормированные метрологические характеристики. К средствам измерений относятся меры и измерительные приборы (преобразователи, установки и системы).

Единство измерений - состояние измерений, при котором их результаты выражены в узаконенных единицах величин и погрешности измерений не выходят за установленные для данного вида измерений границы с заданной вероятностью.

Метрологическое обеспечение измерений (МО) - деятельность метрологических и других служб, направленная на обеспечение единства и требуемой точности измерений, регламентируемой нормативными документами.

Погрешность измерений - отклонение результата измерений от истинного (действительного) значения измеряемой величины.

Погрешность представляет собой сумму ряда составляющих, каждая из которых имеет свою причину.

Поверка средства измерений - совокупность операций (измерений), выполняемых органами государственной метрологической службы (другими уполномоченными на то органами или организациями) с целью определения и подтверждения соответствия (метрологических характеристик) средства измерений (подлежащего государственному метрологическому контролю и надзору) установленным техническим требованиям (распространяется на охрану окружающей среды, обеспечение безопасности труда, геодезические работы).

Калибровка средства измерений - совокупность операций, выполняемых с целью определения и подтверждения действительных значений метрологических характеристик и (или) пригодности к применению средства измерений, не подлежащего государственному метрологическому контролю и надзору.

Эталон единицы величины - средство измерений, предназначенное для воспроизведения и хранения единицы величины (или кратных либо дольных значений единицы величины) с целью передачи ее размера другим средствам измерений данной величины.

ГЛАВА II
ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА

2.1. ПЕТРОФИЗИКА КАК ПРИКЛАДНАЯ НАУКА. ОРГАНИЗАЦИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ

Активное накопление знаний о составе, строении и физических свойствах нефтеводосодержащих пород характеризует весь период интенсивного развития мировой нефтяной промышленности и геофизических исследований скважин, в частности.

Характеристики горной породы, определяемые в лабораторных условиях по шлифам и образцам керна, востребованы всеми направлениями нефтегазовой промышленности: сейсморазведкой и вертикальным сейсмическим профилированием, бурением, геолого-технологическими исследованиями, вскрытием, интенсификацией и разработкой пласта, геофизическими исследованиями в скважинах, геологическим моделированием залежи и подсчетом запасов нефти и газа (рис. 2.1).

Начиная с 1930-х годов, интенсивно формировалась новая геологическая наука о горной породе, ее литологических особенностях и свойствах. В 1960-е годы в отечественных научно-исследовательских институтах нефтяного профиля были созданы лаборатории "Физики нефтяного пласта", которые организовывали комплексное изучение кернового материала для обеспечения необходимыми экспериментальными параметрами подразделения подсчета запасов и разработки месторождений углеводородов. В конце 1970-х годов возросла потребность в обеспечении более точными данными о физических свойствах породы и интерпретации материалов ГИС.

В нашей стране особенно стремительное развитие геологическая наука о свойствах горных пород приобрела благодаря трудам известных отечественных ученых: Ш.К. Гиматудинова, Ю.П. Желтова, В.Н. Кобрановой, В.Н. Дахнова, Б.Ю. Вендельштейна, В.М. Добрынина, М.М. Элланского, Б.Б. Дерягина, М.М. Кусакова и многих других исследователей всех нефтегазовых регионов страны. Термин «петрофизика» (или физика горной породы) закрепился за этой наукой в 1960-е годы после того, как были обобщены многочисленные данные исследований керна, которые были проведены к тому времени.

Таким образом, **петрофизика** (гр. *petra* - камень + гр. *physIcs* - природа), т.е. физика камня или физика горных пород - это наука о свойствах горных пород как функции их состава и структуры, об изменении этих свойств под воздействием геологических, физико-химических или технологических факторов, а также о взаимосвязях между физическими свойствами пород.



Рис. 2.1. **Схема петрофизического обеспечения различных направлений нефтегазовой отрасли**

Как любая наука, петрофизика имеет свой предмет, задачи и методы исследования. Кроме того, петрофизика связана с другими науками: литологией, геологией, физикой, коллоидной и физической химией, математической статистикой и использует в своей практике их методы получения и анализа экспериментальных данных.

Предметом (или объектом познавательной деятельности) в петрофизике является горная порода, ее литологические и физические свойства.

Задачи петрофизики или, другими словами, вопросы, требующие разрешения, исследования - это определение изменения физических свойств горной породы в зависимости от:

- литологической характеристики;
- условий исследования (пластовых или атмосферных);
- изменения литологических свойств под воздействием скважинных флюидов.

Методами петрофизических определений, то есть системой приемов и способов в исследовательской деятельности, являются экспериментальные методы определения физических свойств, математические методы анализа получаемой базы данных.

В своем развитии петрофизика прошла несколько этапов:

1) изучение взаимосвязей между вещественным составом и физическими свойствами пород;

2) построение модели коллектора с учетом глинистой компоненты как особо активной составляющей горной породы;

3) широкое применение линейно-регрессионного анализа;

4) поиск универсальных многомерных связей;

5) изучение характера физико-химического взаимодействия в системе порода - нефть - вода;

6) поиск методов учета факторов, характеризующих геометрию и индивидуальные свойства компонентов и изменение последних при их взаимодействии.

Современные методы экспериментальных исследований кернового материала вполне достаточны для того, чтобы точнее определять подсчетные параметры, обычно базирующиеся на результатах интерпретации материалов ГИС, достоверность которых, в свою очередь, подтверждается петрофизическими данными.

Для петрофизического обеспечения интерпретации материалов ГИС требуется наличие достаточного комплекса све-

дений о геофизических параметрах, измеряемых в скважинных условиях, с одной стороны, и о физических свойствах горных пород, определяемых в лабораторных условиях, с другой. На рис. 2.2 приведена схема «взаимоотношений» геофизики и петрофизики, где наглядно продемонстрировано, что петрофизика решает прямую задачу по изучению физических свойств горной породы (измерение в лаборатории параметров непосредственно на самом объекте - керне), а геофизика решает обратную задачу, т.е. изучает физические свойства породы, измеряя определенные параметры в скважине.

Следовательно, до тех пор, пока методика интерпретации материалов ГИС будет базироваться либо на получении и обосновании связей типа «керн-керн» и «керн-ГИС», либо на получении и обосновании различных систем уравнений с использованием только материалов ГИС, полноценное петрофизическое обеспечение будет играть решающую роль, поскольку это оказывается экономически выгодным направлением раз-

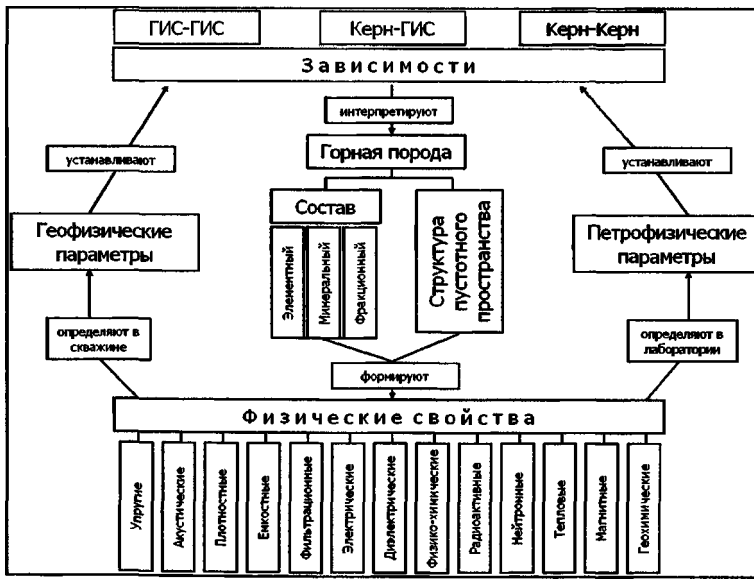


Рис. 2.2. **Петрофизическое обеспечение геофизических исследоввний скввжин**

вития науки о продуктивном пласте, как очень сложной физико-химической системе.

По мере углубления в суть проблем петрофизики стало очевидным, что изучение физических свойств горной породы в отрыве от системы, с которой она органически связана - нефтяным пластом, - является однобоким. В этом смысле первые монографии по такому направлению нефтепромысловых знаний, как физика нефтяного пласта, в постановке проблемных задач более соответствовали многообразию требований нефтепромыслового производства. Однако уровень экспериментально-методического, а также инструментального обеспечения не позволил в 1960-е годы подготовить базу для решения, прежде всего, вопросов методической стандартизации лабораторных исследований образцов горных пород. Из огромного перечня проблем, поднятых физикой нефтяного пласта, выкристаллизовались главные, обусловленные экономической необходимостью, прежде всего, подсчета запасов, интерпретации материалов ГИС, выбора рационального способа разработки с целью достижения оптимальной нефтеотдачи. Каждая из этих проблем решалась «своими» методами.

Однако дальнейшая дифференциация геологических научных знаний может оказаться тормозом в изучении нефтеводосодержащей породы как единого объекта, т.к. взгляды на породу с точки зрения литолога-петрографа, литолога-фациолога, петрофизика и разработчика нередко существенно отличаются между собой, поскольку исследуются различные свойства одного и того же объекта.

Расширение круга познания в направлении единения «взглядов» сопровождалось необходимостью совершенствовать как аппаратуру, так и методики исследования литологических особенностей и физических свойств горной породы в лабораторных условиях. Но все новые разработки лабораторного оборудования направлены на повышение разрешающей способности имеющихся приборов и совершенствование уже существующих методов исследования кернового материала. Принципиально новых методов изучения породы пока у современной геологической науки нет.

По-прежнему широко используются различные виды приборов для исследований керна: поляризационные и растровые микроскопы, томографы, оборудование для рентгенологических исследований, приборы для изучения электричес-

ких, акустических, упругих и других физических свойств, установки для определения коэффициента вытеснения флюида и нефтеотдачи и т.д.

В то же время самое современное и дорогое оборудование позволяет лишь по отдельности изучать горную породу: литологические особенности, фациальную принадлежность, емкостные и фильтрационные возможности, нефтеотдающие способности, различные физические свойства.

Современный этап развития петрофизики характеризуется возрастанием понимания того, что к изучению нефтяного пласта необходимо подходить не просто комплексно в формальном понимании этого слова, а как к единой системе, у которой все взаимосвязано, начиная с взаимосвязанности между породой, водой и нефтью на молекулярном уровне, и заканчивая зависимостью от этих связей процессов вскрытия, освоения, разработки, и, следовательно, взаимообусловленностью параметров для интерпретации материалов ГИС, подсчета запасов и разработки. И в настоящее время, наука «Петрофизика», как часть геологических знаний, продолжает активно накапливать и анализировать получаемую экспериментальную информацию.

Пласт горной породы, вскрытый стволом скважины, является сложной системой, поскольку на нефтеводосодержащую породу, которая имеет как многокомпонентный состав, так и сложное внутреннее строение, воздействуют различные флюиды, поступающие из ствола скважины при бурении, вскрытии, интенсификации и разработке пласта (рис. 2.3).

Указанные флюиды изменяют первоначальные фильтрационно-емкостные свойства горных пород, как правило, ухудшая их. Однако в настоящее время лабораторные исследования по восстановлению фильтрующих и нефтеотдающих свойств пород проводятся в недостаточном количестве для петрофизического обеспечения вскрытия, интенсификации и разработки пласта.

Как показала многолетняя практика лабораторных петрофизических исследований, не только обеспечение интерпретации материалов ГИС, подсчета запасов и проектирования разработки, но и вскрытие продуктивных горизонтов, а также проблемы интенсификации добычи нефти стали и проблемами петрофизики, значительно расширив, таким образом, область требований к последней. И это естественный процесс, т.к. нефтяной пласт - это сложная, иерархическая система

объектов со своими уровнями проблемных знаний. Самый нижний уровень - изучение шлифов, вещественного состава, структуры и коллекторских свойств пород. Это задачи прежней, классической петрофизики. Самый верхний уровень - продуктивный пласт в целом, функционирование которого изучает научное направление «Физика нефтяного пласта», где классическая петрофизика занимает важное место.

Однако этот верхний уровень знаний, предназначенный для окончательного решения многих проблем, возникающих на всех предыдущих уровнях, не может быть достигнут без предварительного решения проблем такого "промежуточного" уровня, как механизм физико-химического взаимодействия в системе «порода - вода - нефть». Изучением этих вопросов и призвана заниматься современная петрофизика.

Таким образом, сложность понимания и обработки петрофизической информации, определенной на образце керна, состоит в том, что она неразрывно связана с еще более сложной системой - геосистемой, которая несет в себе и причину, и следствие петрофизических свойств.

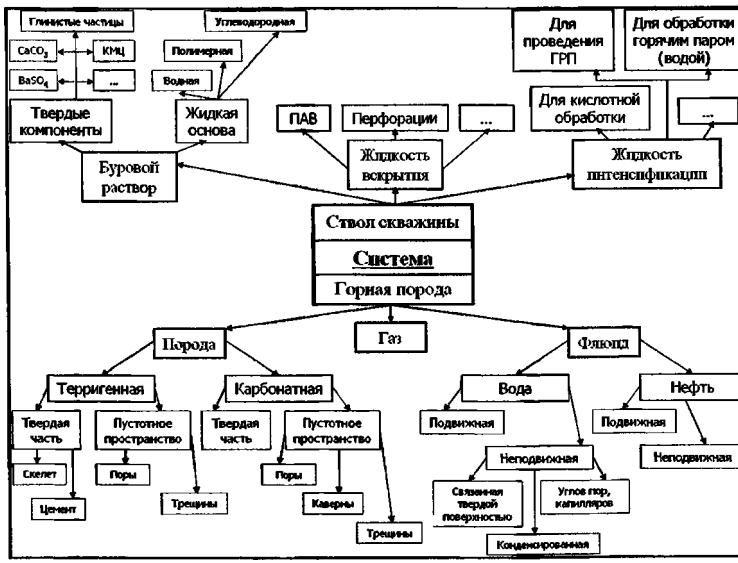


Рис. 2.3. **Схвмв систвмного подхода к воздействию скввжинных флюидов нв водонефтвсодержащую породу**

Главная сложность состоит в том, что истинная связь полученной петрофизической информации с исследуемым геологическим объектом все еще не поддается количественной оценке. С этой точки зрения справедливо замечание М.М. Элланского, что «какой бы совершенный математический аппарат ни применялся для построения математических моделей, успех дела будет зависеть от степени совершенства физико-химических моделей этих сред» (М.М. Элланский, 1986 г.), учитывающих механизм взаимодействия пластовой воды и углеводородов с поверхностью горных пород, а также влияния флюидов, проникающих в пласт из ствола скважины.

Следует отметить, что благотворное влияние на развитие современной науки о горной породе оказали результаты исследований в смежных отраслях науки и техники, которые в силу ограниченности конкретных задач оказывались в областях, казалось бы, далеких от проблем нефтяной промышленности. Привлечение этих «сторонних» сведений и использование их оказались полезными.

На современном этапе развития петрофизики особое внимание экспериментаторов обращено на механизм первичного акта взаимодействия в трехкомпонентной системе «порода-вода-нефть» и влияние этого акта на все последующие явления и процессы в «жизнедеятельности» нефтяного пласта, как очень сложной системы, в которой органическая и неорганическая природа этих процессов тесно взаимообусловлена.

Дальнейшее развитие этого направления будет зависеть от накопления достаточно достоверных оригинальных экспериментальных данных, получение которых требует как более высоких методических технологий, так и экономических затрат всегда оправданных, если исходить с позиций необходимости развития науки о пласте.

Таким образом, выкристаллизовалась необходимость развития и внедрения мультидисциплинарного подхода при решении проблем петрофизического обеспечения нефтегазового дела, т.е. объединение достижений в различных областях знаний (геологии, геофизики, интерпретации материалов ГИС, физики, химии, механики горных пород и т.д.), фактически «завязанных» одной проблемой - повышением эффективности поисков, разведки, подсчета запасов и разработки месторождений нефти и газа.

2.2. ОРГАНИЗАЦИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ

Служба исследования физических свойств кернового материала для решения задач по петрофизическому обеспечению бурения скважин, интерпретации материалов ГИС, новых геофизических методов, вскрытия, интенсификации и разработки пластов, петрофизическому обеспечению подсчета запасов формирует пять взаимосвязанных направлений:

1) прием и хранение кернового материала;

2) проведение профильных измерений на полноразмерном керне;

3) проведение стандартных и специальных литолого-петрографических исследований керна;

4) проведение стандартных и специальных петрофизических исследований керна;

5) проведение исследований по нефтеотдаче и нефтеизвлечению на керне и моделях породы.

Структурные и функциональные связи между указанными направлениями (подразделениями) обеспечивают полный комплекс исследования горных пород. Техническое оснащение петрофизических подразделений подробно описано в [31].

Хранение кернового материала

Потребность в долговременном хранении каменного геологического материала обусловлена:

- большими затратами на отбор керна при проведении буровых работ;
- необходимостью проведения дополнительного изучения керна новыми лабораторными методами в результате пересмотра перспективности площадей;
- необходимостью увеличения комплекса исследований для каждого образца на современном оборудовании.

После выполнения комплекса ревизионно-восстановительных работ, который включает в себя: очистку керна от бурового раствора, перекладку керна при необходимости, восстановление привязки и маркировку, намечают направления дальнейших исследований кернового материала в других петро-

физических подразделениях. Кроме того, решаются вопросы складирования образцов, уже прошедших исследование, т.е. долговременное хранение полноразмерных и постоянное хранение стандартных цилиндрических образцов керна, а также образцов шлама.

Вопросы организации хранения, регистрации, поиска и перемещения образцов в петрофизической службе решаются при правильном функционировании кернохранилища. В настоящее время современные кернохранилища оборудуются стальными стеллажами с полками для укладки коробок с керном, высокопрочными картонными коробками, стальными стеллажами с выдвижными ящиками для хранения шлифов, шлама и других каменных материалов, электрокаром со ступенчатой мачтой для доставки коробок, компьютерной системой для регистрации, поиска и перемещения образцов.

Профильные измерения на полноразмерном керне

После осуществления подготовительных работ к исследованиям проводятся профильные измерения на полноразмерном керне. Основная задача данных измерений - осуществить послойную «привязку» керна к данным каротажа по глубине и получить экспрессно измеренные петрофизические параметры. Другими словами, по аналогии со скважинным каротажом, совокупность профильных методов исследования керна в лабораторных условиях можно назвать петрофизическим каротажом, который в настоящее время может включать в себя измерение следующего комплекса параметров:

1. Профильное экспрессное определение содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) урана, тория и калия на полноразмерном керне и объемной плотности гамма-спектрометрическим методом.

2. Профильное определение проницаемости и акустических свойств на полноразмерном керне.

3. Томография (рентгеновская или ультразвуковая) полноразмерного керна.

4. Фотографирование в дневном и ультрафиолетовом свете.

5. Кроме того, дополнительно на полноразмерном керне возможно определение магнитных и тепловых свойств пород с использованием, соответственно, каппаметра и прибора, применяющего, например, метод оптического сканирования.

Профильное экспрессное определение содержания естествен-

ных радиоактивных элементов (ЕРЭ) урана, тория и калия на полноразмерном керне и объемной плотности гамма-спектрометрическим методом. Керн для экспрессного элементарного исследования породы при помощи гамма-лучей, используемых для определения общего и спектрального естественного гамма-излучения, может находиться как в трубках, так и без какого-либо покрытия. Встроенный изолированный туннель на ленточном транспортере обычно соответствует керну с размером диаметра 80 - 100 мм. Керн сканируется вдоль всей длины, моделируя прохождение каротажа по разрезу. Скорость исследования можно изменять, настроив скорость ленты, согласно типу керна и характеристике требуемых данных. Сбор данных проводится по всей длине керна в «шаговом» режиме.

Обычно одновременно с определением ГК-спектра проводят измерения плотности керна с использованием источника цезий-137 или кобальт-60 (жесткий спектр). Свинцовый экран вокруг детектора и туннеля сводит к минимуму помехи от фонового гамма-излучения.

Привязка полученной петрофизической информации к материалам ГИС достигается за счет сопоставления плотностной кривой, полученной на установке вдоль колонки исследуемого керна, с кривой плотностного каротажа скважины.

При сопоставлении распределения данных ЕРЭ и объемной плотности по длине керна с данными ГИС решаются следующие задачи:

- послойноя корректная «привязка» керна к данным каротажа по глубине;

- классификация участков керна по соотношениям измеренных значений содержания ЕРЭ для построения петрофизических моделей с целью экспрессной оценки эффективной пористости, относительной глинистости, типов коллекторов и т.д. в изучаемом геологическом разрезе;

- экспрессное измерение плотности образцов керна по рассеянию гамма-излучения входящего в состав установки радионуклидного источника.

Профильное определение проницаемости и акустических параметров на полноразмерном керне. При исследовании фильтрационных и акустических свойств пород на полноразмерном керне на установке, как правило, с целью одновременного использования интегрируются два зонда обязательно: $К_{пр}$-зонд

для определения проницаемости и АК-зонд для измерения скорости распространения ультразвуковой продольной и поперечной волны, а также УЭС-зонд (дополнительный) для определения электропроводности породы.

Таким образом, в течение одного исследования можно последовательно провести два (три) измерения на керне до 1 м в длину. До начала измерений поверхность распиловованного керна сканируется с использованием лазерного устройства (пятно размером ~1 мм) во избежание проведения замеров в области трещин, пустот или других неоднородностей, и для обнаружения границ образца. Процедура лазерного сканирования проводится во избежание проведения некорректных измерений.

$K_{пр}$-зонд позволяет определять проницаемость вдоль колонки полноразмерного керна как в цельных, так и в пластинчатых образцах породы. Проницаемость измеряется с использованием метода установившегося введения газа (методом стационарной фильтрации). Зная геометрию образца и прокачивая газ через исследуемый образец при различных значениях давления и расхода, рассчитывают проницаемость породы. Значения проницаемости в области от $0{,}1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 до $3000 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 измеряются с использованием стандартного наконечника диаметром 4 мм. Данные по профильной проницаемости используются для выделения и количественного описания тонких как высокопроницаемых, так и непроницаемых пропластков. Измерение проницаемости вдоль колонки керна проводится автоматически через регулируемый исследователем «шаг», что позволяет создать детальный профиль проницаемости по керну.

АК-зонд позволяет измерять скорости продольной и поперечной упругих ультразвуковых волн в 2-х ортогональных направлениях на керне в «шаговом» режиме. Таким образом, по измеряемым параметрам на керне оценивается пространственная неоднородность керна и рассчитывается анизотропия упругой среды, а также определяются упругие свойства горной породы. Непосредственное измерение пористости на приторцованной поверхности профильного керна неосуществимо, однако, имеется возможность расчета значений пористости через установленные связи между скоростями акустической волны (продольной и поперечной) и пористостью $K_п$. Полная совместимость двух $K_{пр}$- и АК-зондов позволяет за одно сканирование кернового материала построить зависимость проницаемости от пористости.

УЭС-зонд позволяет определять пространственное изменение электрических свойств горных пород. Существует возможность выполнения измерений как на ненасыщенном, так и насыщенном солевым раствором керне, перемещая резиновый наконечник зонда в различные точки по поверхности распиленного керна и измеряя электрический импеданс.

Если измерения УЭС проводятся на ненасыщенном керне, то получаемая «карта» сопротивлений демонстрирует распределение неоднородностей, связанных с прожилками, трещинами и различиями минерального состава. Эти данные могут использоваться для усовершенствования интерпретации материалов микробокового каротажа, поскольку в настоящее время петрофизическое обеспечение сканирования поверхности ствола скважины фактически отсутствует.

Если измерения УЭС проводятся на насыщенном керне, то появляется возможность определять участки породы с преобладающим механизмом передачи электрического заряда. Высокая удельная проводимость определяется доминированием ионной проводимости в пустотном пространстве. Участки породы с низкой удельной проводимостью могут быть связаны или с удельной проводимостью минералов, таких как пирит и гематит, или же с тем, что на этих участках преобладает поверхностная электропроводность глинистых минералов. Такая пространственная информация по электрическим свойствам для полноразмерного керна используется при определении и классификации литологических фаций породы.

Рентгеновская томография полноразмерного керна. Рентгеновская томография основана на технологии сканирования полноразмерного керна (длиной 1 м), заключенного в светонепроницаемый цилиндр для анализа трещиноватости и/или кавернозности породы, для определения ориентации распила керна относительно его слоистости, для идентификации определенных «неповрежденных» полноразмерных частей для облегчения выбора места отбора образцов, для детального изучения плотности сильно переслаивающихся частей керна, для сравнения измерений плотности и проверки соответствия с глубиной. Кроме того, системы компьютерной томографии обычно используются для оценки качества приготовленных образцов керна перед их специальными исследованиями и для построения профиля насыщенности при изучении дебита скважин.

Подготовка керна к фотографированию и макролитологическому описанию. После проведения профильных измерений петрофизических параметров на полноразмерном керне проводят на специальной установке продольную распиловку, срезая так называемую «горбушку», т.е. 1/3 (реже 1/2) от полноразмерного керна согласно лицензионному соглашению на недропользование. Данная часть кернового материала направляется на хранение в фонды федерального подчинения.

Затем проводят *фотографирование кернового материала в дневном и ультрафиолетовом свете.* Длина волны ультрафиолетового излучения лучше всего подходит для фотосъемки флуоресценции в углеводородном веществе, которое может присутствовать как внутри, так и на поверхности кернового материала. Эта флуоресценция фиксируется и используется для обозначения наличия или отсутствия возможного углеводородного насыщения в пределах рассматриваемого кернового интервала. На фотографии в ультрафиолетовом свете хорошо выделяются желтым цветом нефтенасыщенные участки горной породы.

После фотосъемки керна с учетом данных профильных методов проводят *детальное макролитологическое послойное описание*, в процессе которого проводится разметка на выбуривание цилиндрических образцов из полноразмерного керна и формирование комплекса параметров, измеряемых на образце. При проведении специальных исследований по изучению анизотропии горных пород необходимо высверливать цилиндр только из центральной части полноразмерного керна, как наиболее неизмененной части породы в процессе бурения.

После высверливания цилиндрических образцов диаметром d=30 мм производят их торцевание (L=30 мм) с последующей маркировкой. Срезанные торцы используются при изготовлении шлифа, определении карбонатности и гранулометрического состава породы.

Стандартные и специальные исследования на образцах керна

Литолого-петрографические исследования на образцах горных пород. Литолого-петрографические исследования кернового материала включают в себя стандартные и специальные определения строения (структуры) и состава (фрак-

ционного, элементного и минерального) горной породы.

Стандартные литолого-петрографические исследования включают:

1. Макролитологическое описание пород, проводимое литологом с использованием бинокулярного стереоскопического микроскопа, включающее в себя визуальное определение литотипа породы, ее структуры и текстуры.

2. Определение карбонатности (общей и раздельно кальцита, доломита, сидерита) с использованием либо установки для определения общей карбонатности, либо карбонатометра.

3. Определение гранулометрического состава породы:

- методом лазерной дифракции (с использованием лазерного анализатора размеров частиц) - определяются песчаная, алевритовая и глинистая фракции как сухого, так и влажного образца;

- ситовым методом (с использованием набора сит) - определяются песчаные и алевритовые фракции;

- пипеточным методом - определяются глинистые фракции.

4. Микролитологическое описание шлифов и аншлифов пород, которое проводится с использованием поляризационных микроскопов для изучения литолого-петрографических характеристик пород в шлифах:

- уточнение литологического типа породы, то есть скелетной части;

- описание состояния пустотного пространства (тип цемента, процентное соотношение различных типов цемента, наличие и распределение глинистых минералов в пустотном пространстве, наличие карбонатного цемента);

- наличие вторичных минералов и т.д.

Специальные литологические исследования состава и строения породы включают:

1. Изучение минерального состава цемента и обломочной части породы (рентгеноструктурный анализ), то есть проведение качественного и количественного минералогического фазового анализа.

2. Изучение элементного состава пород - рентгенфлюоресцентный (рентгеноспектральный) анализ.

3. Рентгеноспектральный анализ микрообъемов вещества (анализ поверхности шлифа) - распределение химических элементов на поверхности шлифа.

4. Определение водородосодержания и минерального со-

става карбонатов в породах методом термовесового анализа (дериватография).

5. Изучение состояния пустотного пространства с использованием растрового электронного микроскопа (РЭМ).

6. Определение концентраций элементов в отдельных минералах под сканирующим электронным микроскопом (СЭМ) в шлифе без покровного стекла.

7. F-радиография - определяется содержание урана по площади шлифа, т.е. оценивается хаотично ли распределение урана или уран концентрируется в каком-либо минерале.

8. 3D-грануло-минералогический анализ - образец диспергируется и под микроскопом определяется размер зерен, строится кривая распределения в 3-х направлениях (данные п.п.7 и 8 используются в литолого-фациальном анализе и при оценке динамических условий седиментации).

Петрофизические исследования на образцах горных пород

Стандартные петрофизические исследования на образцах керна

Проведение стандартных петрофизических исследований на керновом материале в производственных условиях можно сравнить с работой на конвейере, поскольку очередность выполнения тех или иных действий достаточно четко предопределена необходимостью подготовки образцов к исследованиям и проведением непосредственно самих исследований.

К подготовительным мероприятиям относятся:

1. Экстракция образцов спирто-бензолом или хлороформом в аппаратах Сокслета; в аппаратах Дина-Старка или в автоматических экстракторах высушивание образцов при температуре 105^{0}С в специальных сушильных шкафах.

2. Хранение высушенных образцов в эксикаторах с хлористым кальцием, который не позволяет высушенным образцам адсорбировать пары воды из воздуха.

3. Очистка пресной воды от солей для проведения лабораторных исследований с помощью дистиллятора и бидистиллятора.

4. Очистка керосина от примесей.

5. Подготовка модели пластовой воды с определением ее минералогической плотности с использованием пикнометра и водяной бани.

6. Вакуумирование и насыщение образцов флюидом с использованием вакуумного и фор-вакуумного насосов.

7. Хранение контрольных образцов.

В настоящее время в стандартный комплекс петрофизических исследований включены:

1. Определение открытой пористости по жидкости и расчет объемной плотности.

2. Выборочные замеры минералогической плотности.

3. Определение абсолютной проницаемости для газа на стандартных образцах.

4. Определение остаточной водонасыщенности прямым (экстракционно-дистиляционным) методом или косвенными (с использованием центрифуги или капилляриметра) методами.

Кроме того, в атмосферных условиях проводятся:

1) определение удельного электрического сопротивления водо- и нефтенасыщенных образцов с помощью системы для измерения удельного сопротивления;

2) определение скорости продольных (реже и поперечных) волн.

Таким образом, совокупность стандартных литолого-петрографических и стандартных петрофизических исследований позволяет получить не только представление о коллекторских характеристиках изучаемых литотипов, но и подсчетные параметры и граничные значения фильтрационно-емкостных свойств горных пород.

Специальные петрофизические исследования на образцах керна

Однако стандартные исследования не всегда позволяют решить все возникающие проблемы, поэтому в комплекс петрофизических методов включены специальные методы изучения горных пород, к которым относятся определения:

1. Проницаемости для газа и для жидкости в пластовых условиях.

2. Естественной радиоактивности образца породы, т.е. измерение концентрации урана, тория, калия методом масс-спектрометрии.

3. Акустических и электрических свойств пород в пластовых условиях.

4. Определение физических параметров породы, свободной и связанной воды и нефти методом ЯМР.

5. Диэлектрической проницаемости пород.

6. Поверхностных свойств пород:

- степени гидрофобизации поверхности;

- емкости катионного обмена;
- электрохимических свойств пород (диффузионно-адсорбционной активности, окислительно-восстановительного потенциала, фильтрационного потенциала, вызванного потенциала);
- удельной поверхности пород.

7. Структуры пустотного пространства горной породы методами либо ртутной порометрии, либо капилляриметрии, либо рентгеновской томографии.

8. Упругих свойств пород (модуль Юнга и коэффициент Пуассона, сжимаемость пород) статическими или динамическими методами.

9. Геохимических свойств пород.

10. Тепловых свойств пород.

11. Магнитных свойств пород с использованием каппаметра.

12. Механических свойств пород с использованием системы для измерения прочностных свойств пород.

Специальные петрофизические методы исследования керна используются для петрофизического обоснования интерпретации материалов сейсморазведки вертикального сейсмического профилирования, новых промысловых геофизических методов, петрофизического обеспечения проходки ствола скважины, вскрытия и интенсификации пласта.

Исследование нефтеотдачи и нефтеизвлечения в пласте и в прискважинной зоне на образцах горных пород

Проведение экспериментов по нефтеизвлечению (потоковых по определению зарубежных исследователей, хотя такое название не отвечает сути решаемых задач) на образцах керна в условиях, моделирующих пластовые, позволяет решать проблемы петрофизического обеспечения вскрытия нефтегазового пласта, увеличения его нефтеотдачи, уточнения интерпретации материалов геофизических исследований скважин. Результатом таких экспериментов является определение следующих параметров:

- фазовых проницаемостей;
- относительных проницаемостей;
- коэффициентов вытеснения нефти водой;
- коэффициентов нефтеотдачи при обычном заводнении и при использовании новых технологий;
- акустических параметров при пропускании через керн жидкости под давлением и с изменением температуры;

- определение изменения коллекторских свойств пласта при проникновении в породу фильтрата бурового раствора, жидкостей вскрытия, глушения, гидроразрыва и т.д.;
- определение изменений порового пространства и объемной сжимаемости в пластовых условиях;
- проведение экспериментов по моделированию новых методов повышения нефтеотдачи пластов (кислотные обработки призабойной зоны, гидроразрыв пласта и т.д.).

Исследовательские работы, связанные с необходимостью оценки извлекаемой нефти из пласта, можно разделить на три направления, равно востребованные как при подсчете запасов, так и при составлении проектов разработки:

- определение коэффициента нефтеотдачи пласта - потенциального базового параметра, необходимого для подсчета как геологических, так и балансовых запасов;
- увеличение нефтеизвлечения воздействием на прискважинную зону с целью достижения запланированных подсчетных параметров;
- увеличение нефтеотдачи воздействием различными активными реагентами или в процессе заводнения или при выборе другого экономически выгодного проекта разработки.

Таким образом, исследование нефтевытеснения и нефтеотдачи на образцах горной породы является значительной частью работ по петрофизическому обеспечению разработки нефтегазовых месторождений.

Комплексность изучения физических свойств горных пород

В настоящее время вопрос формирования наиболее полного комплекса петрофизических исследований кернового материала так и не решен окончательно, т.е. ни в одном стандарте или руководящем документе не прописан порядок формирования комплекса лабораторных исследований керна.

Комплекс петрофизических параметров должен формироваться, исходя из решения задач обеспечить петрофизическими данными основные направления нефтегазовой отрасли: подсчет запасов; интерпретацию материалов стандартного комплекса ГИС и новых геофизических методов; вскрытие нефтегазового пласта; разработку нефтяных месторождений; методы интенсификации притоков (гидроразрыв пла-

ста, кислотная обработка пласта); геолого-технологические исследования (ГТИ) и бурение скважин; сейсморазведка и ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование).

Из краткого перечня направлений нефтегазовой промышленности, являющихся потребителями информации о физических свойствах горной породы видно, что словосочетание «петрофизическое обеспечение» следует понимать в более широком смысле, имея в виду не только сведения о физике породы, но и о характере взаимодействия последнего со своими спутниками - водой и нефтью. Поэтому, если исходить из предпосылки, что нефтяной пласт - это единая система, то необходимо ориентироваться на «комплексное обеспечение», а в понятие «комплексность» требуется включить следующие направления лабораторных исследований:

- профильные исследования на полноразмерном керне;
- стандартные и специальные литолого-петрографические исследования;
- стандартные и специальные петрофизические исследования;
- изучение параметров нефтеотдачи и нефтеизвлечения на образцах керна.

1. *Стандартный перечень определений коллекторских и физических свойств образцов горных пород, необходимых и достаточных для обеспечения подсчета запасов и интерпретации материалов ГИС.* Здесь в понятие «комплексность» входит обязательное определение всех возможных параметров на одном и том же образце породы. Такая комплексность обеспечивается при рациональном распределении исходного образца керна на последующие программы исследования. При этом необходимо обеспечить максимально «экономный» подход к расходованию породы, как бесценного источника получения разнообразной информации. Например, на шлифы, кусочки для карбонатности и гранулометрического состава, емкости катионного обмена и другие физико-химические исследования необходимо использовать срезы породы, которые образуются в процессе торцевания при изготовлении цилиндрических образцов. В любом случае, необходимо бережно сохранить все остатки керна.

2. *Исследование фильтрационных, нефтесодержащих и нефтеизвлекающих свойств образцов горных пород.* Это направление исследований включает определение: коэффициента вытеснения при изучении нефтеотдачи, коэффициента восстанов-

ления проницаемости при воздействии на породу реагентов, применяемых при вскрытии пласта, относительных проницаемостей породы при совместном ее насыщении водой и нефтью и другие исследования, связанные с течением жидкостей в пористой среде. В комплекс этого направления исследований входит комплекс исследований коллекторских свойств и литологического состава, а также исследования по характеристике смачиваемости поверхности породы. Многочисленные экспериментальные исследования подтвердили, что исследования фильтрационных и нефтеотдающих свойств породы необходимо начинать с изучения характеристики смачиваемости поверхности.

3. *Изучение комплекса геофизических параметров на образцах горных пород* (параметров пористости и насыщения, потенциалов поляризации: естественных и вызванных, удельного электрического сопротивления и т.д.). В этот комплекс обязательно должно входить дальнейшее методическое усовершенствование определения геофизических параметров на образцах пород в лабораторных условиях.

4. *Петрофизическое обеспечение новых геофизических методов*, внедряемых в производственную практику. Например, для интерпретации материалов СО-каротажа необходимы сведения о следующих параметрах: микролитологическое описание породы, пористость, проницаемость, нейтрон-активационный анализ на содержание микроэлементов, рентгеноструктурный анализ.

5. С целью обеспечения *комплексности изучения системы «порода - вода - нефть»* необходимо налаживание исследований поверхностно-молекулярных свойств нефтей на границе с «собственной» пластовой водой каждого нефтяного горизонта. Эти сведения, вместе со сведениями о составе нефтей, могут помочь в изучении условий формирования залежей нефти.

В качестве примера в табл. 2.1 приведена программа исследования кернового материала для месторождения Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции. В представленной программе согласно РД 39-0147-716-505-85 для проведения стандартного комплекса петрофизических исследований указано соответствующее количество образцов на 1 погонный метр геологического разреза (терригенного или карбонатного), а при проведении специальных и опытно-методи-

ческих исследований минимальная коллекция керна в данном случае составляет 30 образцов. По 15 образцов на 1 геологический объект запланировано для определения переходных коэффициентов при построении взаимозависимостей типа «параметр, измеренный в атмосферных условиях и параметр, измеренный в пластовых условиях» и для получения количественного подтверждения параметрам, определенными экспресс-методами (например, сопоставляются значения остаточной водонасыщенности, полученные экспресс-методом центрифугирования и «времяёмким», но более точным, методом капилляриметрии; или проведение валовых определений карбонатности пород осуществляется газоволюметрическим методом, а уточнение/подтверждение получаемых результатов проводится, например, методом химического анализа). Или, например, для расчета и уточнения положения ВНК (водонефтяного контакта) с помощью петрофизических данных необходимо проводить измерения межфазных натяжений воздух-нефть, воздух-вода, вода-нефть и осуществлять замеры капиллярных давлений на 3 - 5 образцах пород методом капилляриметрии с небольшим шагом замеров, отличающимся от шага измерений для всех остальных образцов.

Таким образом, в каждом конкретном случае при составлении программы исследования кернового материала необходимо учитывать требования по обеспечению проведения стандартного комплекса петрофизических исследований, а также потребности в проведении специальных и опытно-методических исследований в объеме, достаточном для анализа измеренных параметров.

Основная задача любой петрофизической службы - это, во-первых, обеспечить формирование наиболее полного комплекса петрофизических параметров для каждого образца керна, и, во-вторых, обеспечить оперативный мониторинг (контроль) за сопоставимостью получаемых петрофизических данных с целью недопущения технических, технологических и методических ошибок.

Таблица 2.1

Программа исследования кернового материала на примере месторождения Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции

три объекта исследования: 2 терригенных -51 м (нижнесреднеюрский J1+2)+60 м (нижнемеловой K1) и 1 карбонатный - 60 м (верхнемеловой K2); при бурении использовался буровой раствор на водной основе

Виды исследований	Объем работ (обр)	Поясиения
1	2	3
I. Литолого-петрографические исследования		
1. Приемка и систематизация керна	171 м	Отмывка керна, подготовка к исследованиям
2. Рентгеновская (или ультразвуковая) томография на полноразмерном керне	171 м	Качественная и количественная оцеика структуры породы
3. Продольная распиловка керна (d=100 мм)	171 м	Подготовка керна к измерению проиицаемости, акустических свойств, фотографированию и литологическому описанию
4. Профильные измерения на полноразмерном керне:		
- ГК-спектрометрия	171 м	Привязка интервалов долбления керна
- плотностные свойства	171 м	
- профиль проницаемости с шагом 5 см (10см)	171 м	
- акустические свойства	171 м	
5. Фотографирование		
- в дневном свете (171м/5м = 35 снимков)	171 м	Качественная оценка нефтенасыщеиия разреза
- в ультрафиолетовом свете (171м/5м = 35 снимков)	171 м	
6. Макролитологическое описание керна, литофациальный анализ	171 м	Выделение литотипов
7. Привязка результатов профильных измерений к диаграммам ГИС	171 м	Построение планцетов – сопоставление петрофизических профильных измерений и данных ГИС
8. Приемка, отмывка проб шлама	619	(количество проб было указано заказчиком)
9. Литологическое описание шлама (полное)	619	
10. Выбуривание стандартных цилиндрических образцов	458	J1+2 – 128 обр., K1 – 150 обр., K2 – 180 обр. (разрез одиородиый) – согласно стандарту РД 39–0147–716–505–85
11. Изготовление шлифа (с торца стандарт.цилиидра) с покровным стеклом	342	Минимально 2шл./1п.м. для терригенного и однородного карбонатного разрезов
12. Петрографическое описание и фотографирование шлифов	342	
13. Анализ структуры пустотного пространства по пропитанным шлифам	342	
14. Гранулометрический состав ситовым методом	60	Фракционный состав породы (для объектов J1+2 и K1)

Продолжение табл. 2.1

1	2	3	
15. Гранулометрический состав лазернодисперсионным методом	100	Фракционный состав породы (для объектов J1+2 и K1)	
16. Рентгенфлюоресцентный анализ	60	Элементный состав пород (для объектов J1+2 и K1)	В данном случае комплекс исследований по элементному, минеральному и фракционному составу в сочетании с ГК-спектрометрией, литофациальным анализом и анализом ФЕС заказан для петрофизического обеспечения СО-каротажа.
17. Рентгеноструктурный анализ всего образца (без разделения на фракции)	80	Минеральный состав породы (для объектов J1+2 и K1)	
18. Рентгеноструктурный анализ глинистых минералов из образца (без разделения на фракции)	80	Минеральный состав глинистых пород из образца (для объектов J1+2 и K1)	
19. Растровая электронная микроскопия	90	Съемка и описание пустотного пространства и его структуры (для объектов J1+2, K1 и K2)	
20. Биостратиграфические исследования	40	Для объекта J1+2 с целью уточнения стратиграфической принадлежности (указано заказчиком)	
21. Палеонтологические исследования	40		
22. Споро-пыльцевой анализ	40		
23. Карбонатность общая (газоволюметрическим методом)	458	Для объектов J1+2, K1 и K2	В данном случае заказаны три способа определения карбоатиости для уточнения содержания известняка, доломита и сидерита в породе.
24. Химический анализ карбонатов	60	Для объектов K1 и K2	
25. Количественный термовесовой анализ карбонатности пород (дериватография)	60	Для объектов K1 и K2	
26. Количественный термовесовой анализ водородосодержания пород (дериватография)	60	Для объектов J1+2, и K1 (проводится в комплексе с исследованиями по ГК-спектрометрии и определению минерального, элементного и фракционного состава)	
II. Стандартные петрофизические исследования			
27. Экстрагирование образцов	458	Измерения согласно ГОСТ СССР 264 500–85	

Продолжение табл. 2.1

1	2	3
28. Плотностные и фильтрационно-емкостные свойства:		
28.1.плотность		
-минералогическая пикнометрическим методом	90	Для объектов J1+2, K1 и K2 Согласно РД 39–0147–716–505–85 минимальная коллекция керна для исследований составляет 30 обр.
- объемная	458	Измерения согласно ОСТ 39-181-85
28.2. пористость :		
- пористость открытая (в атм. усл.)	458	Измерения согласно ОСТ 39-181-85
-пористость открытая (в пласт. усл.)	90	Для объектов J1+2, K1 и K2
28.3. проницаемость:		
- абсолютная для газа (в атм. усл.)	458	Измерения согласно ОСТ–39–161–83
- абсолютная для жидкости (в пластовых условиях)	90	Для объектов J1+2, K1 и K2
- эффективная	250	Оценка проницаемости с учетом остаточной водонасыщенности (для объектов J1+2, K1 и K2)
28.4.нефтеводонасыщенность начальная (дистилляционно-экстракционным методом)	90	Предварительная подготовка - консервация образцов керна на скважине методом парафинирования (для объектов J1+2, K1 и K2)
-остаточная водонасыщенность методом центрифугирования	458	Измерения согласно ОСТ–39–161–83 (для объектов J1+2, K1 и K2)
- остаточная водонасыщенность и структура пустотного пространства методом капилляриметрии (в 7 точках)	45	Измерения согласно ОСТ–39–161–83 (для объектов J1+2, K1 и K2)
29. Электрические свойства:		
- удельное электрическое сопротивление водонасыщенного образца	458	Для объектов J1+2, K1 и K2
-удельное электрическое сопротивление образца после центрифугирования	458	Для объектов J1+2, K1 и K2
- удельное электрическое сопротивление (в пластовых условиях)	90	Для объектов J1+2, K1 и K2
30. Акустические свойства:		
- скорость продольных волн	458	Для объектов J1+2, K1 и K2
- скорость продольных волн (в пластовых условиях)	90	Для объектов J1+2, K1 и K2
- скорость поперечных волн (в пластовых условиях)	90	Для объектов J1+2, K1 и K2
31. Радиоактивные свойства:		
- гамма-спектроскопия (включая Th, U, K)	60	Проводится в комплексе с дериватографией (для объектов J1+2 и K1)

Продолжение табл. 2.1

1	2	3	
III. Спецнальные петрофизические исследования			
32. Емкость катионного обмена	60	Комплекс исследований (для объектов J1+2 и K1)	Исследования свойств твердой поверхности проводятся в комплексе
33. Окислительно-восстановительный потенциал	60		
34. Адсорбционно-диффузионный потенциал	60		
35. Смачиваемость (методом Амотта)	90	Комплекс исследований (для объектов J1+2, K1 и K2)	
36. Коэффициент гидрофобности методом адсорбции	90		
37. Удельная поверхность методом адсорбции	90		
38. ЯМР (Кп, Кпэф, Кпкав, распределение пор по размерам, Кв, Ков, Кпр)	90		
IV. Физико-механические свойства пород			
39. Деформационно-прочностные и упругие свойства (в пластовых условиях)			
динамическим методом	45	Для объектов J1+2, K1 и K2	В данном случае заказаны 2 метода для сопоставления данных по керну (стандартно заказывают определение упругих коэф-тов по акустике)
статическим методом	45		
40. Определение предела прочности породы на сжатие	45	Для объектов J1+2, K1 и K2	В данном случае упругие и прочностные свойства заказаны для петрофизического обеспечения ГРП
41. Определение предела прочности породы на растяжение	45	Для объектов J1+2, K1 и K2	
V. Исследования нефтеизвлечения и нефтеотдачи пород			
42. Определение относительных проницаемостей	45	Измерения согласно ОСТ 39-235-89 (для объектов J1+2, K1 и K2)	Стандартные исследования по нефтеотдаче
43. Определение коэффициентов вытеснения нефти водой	45	Помимо Квыт проводится определение первоначальной нефтенасыщенности методом вытеснения (для объектов J1+2, K1 и K2)	

Окончание табл. 2.1

VI. Геохимические исследования керна		
46. Люминисцентно-битуминологический анализ керна	458	Позволяет установить нефтенасыщенность разреза (Для объектов J1+2, K1 и K2)
47. Определение Сорг. в керне	180	Распределение органического вещества в исследуемых породах (Для объектов J1+2, K1 и K2)
48. Пиролиз керна (Rock-EVAL)	45	Осиовная иифорлация об органическом веществе: тип керогена, генерациоиный потенциал н т.д. (Для объектов J1+2, K1 и K2)
49. Молекулярный анализ экстрактов из керна методом газожидкостной хроматографии	45	Результаты позволяют прогнозировать и уточнять участки нефтенакопления в разрезе скважины (Для объектов J1+2, K1 и K2)
50. Анализ биомаркеров в экстрактах из керна	45	Определение индивидуального состава высококипящих полициклических углеводородов, коэффициентов зрелости органического вещества и палеогеографических условий его накопления в осадочных породах (Для объектов J1+2, K1 и K2)
VII. Физико-химический анализ пластовых флюидов и газа		
51. Физико-химический анализ:		В данной книге не рассматриваются физико-химические свойства пластовых флюидов и газа, поэтому раздел VII «физико-хнмический анализ пластовых флюидов и газов» в «Программе исследований» указан, но по количеству проводимых определений подробно не расписан.
- газа (методом хромотографии)		
-нефти/конденсата (глубинная проба, PVT-исследования)		
- воды		
52. Микрокомпонентный состав: газа, нефти/конденсата и воды		
53. Физико-химический анализ фильтрата бурового раствора		
54. Анализ молекулярного состава бензиновых фракций		
55. Молекулярный анализ средних фракций методом газожидкостной хроматографии		
56. Молекулярный анализ индивидуального состава полициклических углеводородов методом хромато-масс-спектрометрин		

2.3. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для петрофизического обеспечения интерпретации материалов ГИС и подсчета запасов нефтегазовых месторождений требуется следующий комплекс петрофизических параметров, измеренных в лабораторных условиях: литологический тип породы, состав (глинистость и карбонатность, в частности), пористость по жидкости, проницаемость по газу, начальная и остаточная нефтеводонасыщенность, удельное электрическое сопротивление полностью и частично водонасыщенной породы, время пробега ультразвуковой продольной волны. Для обеспечения петрофизическими данными новых методов ГИС требуется проведение специальных лабораторных исследований по определению: минерального и элементного состава, структуры породы, физико-химических и поверхностных свойств, поляризационных свойств.

2.3.1. Литологическое описание пород

Исследованию основных коллекторских свойств пород предшествует их макролитологическое описание, которое заключается в определении по внешним признакам принадлежности к тому или иному литотипу породы. Макролитологическое описание пород начинается с наиболее определяющих признаков и постепенно переходит к менее важным. Практика макролитологического описания *обломочных* пород показала целесообразность описания в порядке следующей очередности [100]:

1. Наименование породы, определяемое его структурой.

2. Структурная (гранулометрическая) характеристика, то есть преобладающий, максимальный и минимальный размер зерен; роль различных фракций, однородность или разнородность; в ряде случаев наименование породы определяется сцементированностью или уплотненностью (конгломерат, песок, песчаник, глина, аргиллит и т.д.); или по их минеральному или химическому составу (известняк, доломит и т.д.).

3. Цвет породы (с учетом текстурных особенностей, выветрелости), при признаке нефтенасыщения - взять образец на вытяжку.

4. Гранулометрический состав (визуально), например, песчаник средне-мелкозернистый.

5. Вещественный состав зерен (преобладающие и встречающиеся минералы, обломки пород, органические остатки; особое внимание уделяется наличию аутигенных минералов (глауконит и др); наличие органических остатков.

6. Заполняющее пелитовое вещество, отсутствие или наличие (глина, мергель).

7. Слоистость, наличие линз, их размер.

8. Крепость (крепкий - с трудом разбивается молотком, средней крепости - легко разбивается молотком).

9. Карбонатность (доломитизация, сидеритизация).

10. Признаки нефти и газа.

11. Тип коллектора (поровый, кавернозный, трещинный или смешанный).

При литологическом описании *трещиноватых* пород следует дополнительно акцентировать внимание на следующих особенностях:

- ориентация трещин относительно слоистости;
- расстояние между трещинами, зоны сгущения, их выдержанность;
- характер ветвления, изгибов трещин, характер поверхности стенок (гладкие, ровные, рваные, бугристые, шероховатые, следы скольжения);
- пересечение трещин, изменчивость характерных особенностей трещин при пересечении различных литологических разностей;
- характер и тип заполнения трещин;
- размер трещин.

При макролитологическом описании породы в лабораторных условиях решается вопрос о необходимости выполнения последующего комплекса исследований коллекторских свойств. Полнота комплекса зависит как от количества и качества кернового материала, так и от целей исследования.

В современный комплекс стандартного изучения коллекторских свойств пород входят: проницаемость для газа (воздуха); пористость (насыщением жидкостью); карбонатность (объемным способом); определение степени доломитизации для карбонатных пород; гранулометрический состав; определение нефтеводонасыщенности прямым или косвенным способом; петрографическое описание породы в шлифе (выборочно); определе-

ние удельного электрического сопротивления (УЭС) в атмосферных условиях; определение интервального времени пробега ультразвуковых продольных волн (ΔТ) в атмосферных условиях.

Микролитологическое описание - исследование породы в шлифе - производят с целью уточнения (подтверждения) ее литотипа, установленного при макролитологическом описании породы. Поэтому изготовление шлифа с последующим микролитологическим описанием производится не для каждого образца.

Микролитологическое описание породы в шлифе должно быть достаточным для объяснения тех или иных коллекторских свойств, использования при изучении постседиментационных изменений коллектора, оценки особенностей структуры и состава твердой части («скелета» породы) и детальной характеристики порового пространства.

При описании структуры пор необходимо различать межзерновые и межформенные поры первичного и вторичного генезиса. Поры вторичного происхождения образованы гранями средних и крупных кристаллов карбоната и размер их равен или больше размера кристаллов.

Для установления структуры пустотного пространства необходимо выявить характер распределения и степени доломитизации пород, характера заполнения минеральным веществом этих пустот.

После описания вещественного состава, структурно-текстурных и генетических особенностей производится выделение и детальное описание литогенетических и тектонических трещин: их ориентировку, размер, разветвленность, раскрытость, выполнение и т.д.

Важность изучения макро- и микролитологических особенностей пород, слагающих продуктивные отложения, не только с точки зрения условий формирования залежей углеводородов, но и с точки зрения обеспечения точности подсчета запасов, выбора варианта разработки и обеспечения интерпретации материалов ГИС, невозможно переоценить.

2.3.2. Карбонатность пород

Определение карбонатности пород, то есть содержание в них солей угольной кислоты, входит в стандартный комплекс изучения коллекторских свойств пород, т.к. присутствие кар-

бонатов оказывает значительное влияние не только на емкостные, фильтрационные, электрические и др. свойства, но и на структуру пустотного пространства.

Карбонатность определеяется объемным методом, основанном на измерении объема углекислого газа, выделившегося под действием соляной кислоты на карбонаты:

$$CaCO_3+2HCl=CaCl_2+H_2O\ CO_2$$

Концентрация (по весу) карбонатов в породе подсчитывается из отношения веса углекислого газа к весу всей породы в пересчете на молекулярный вес $CaCO_3$ по формуле:

$$C=\frac{V\cdot\rho}{4.4P}, \quad (2.1)$$

где V - объем выделившегося CO_2, $см^3$; ρ - вес 1 $см^3$ CO_2 при температуре и барометрическом давлении опыта; P - вес исследуемого образца породы, г.

Существенное влияние на величину карбонатности оказывают температура и барометрическое давление, точный учет которых при подсчете карбонатности является обязательным.

Известно, что для выполнения расчетов с газами, находящимися при разнообразных физических условиях, служит уравнение Клапейрона-Менделеева, которое в математической форме устанавливает связь между объемом, давлением и температурой газа:

$$pV=\frac{g}{\mu}RT, \quad (2.2)$$

где p - давление газа, мм рт.ст.; V - объем газа при этом давлении, л; g - масса газа, г; μ - грамм-молекулярное количество газа согласно его химической формуле, г; R - универсальная газовая постоянная; T - абсолютная температура.

Метод определения общей карбонатности не стандартизирован, однако отличается простотой методики.

2.3.3. Глинистость пород

Нефть и газ приурочены к отложениям, которые находятся на разных стадиях постседиментационного преобразования горных пород. Поэтому всестороннее изучение глинистости приобрело большое практическое значение при решении многих проблем нефтепромыслового дела: при расчленении и корреляции разрезов, оценке коллекторских и экранирующих свойств пород, при бурении и интерпретации материалов геофизических исследований скважин, а также при разработке залежей нефти и газа и интенсификации их добычи.

Многие расчеты, связанные с интерпретацией геофизических материалов, основываются на учете глинистости (так называемая

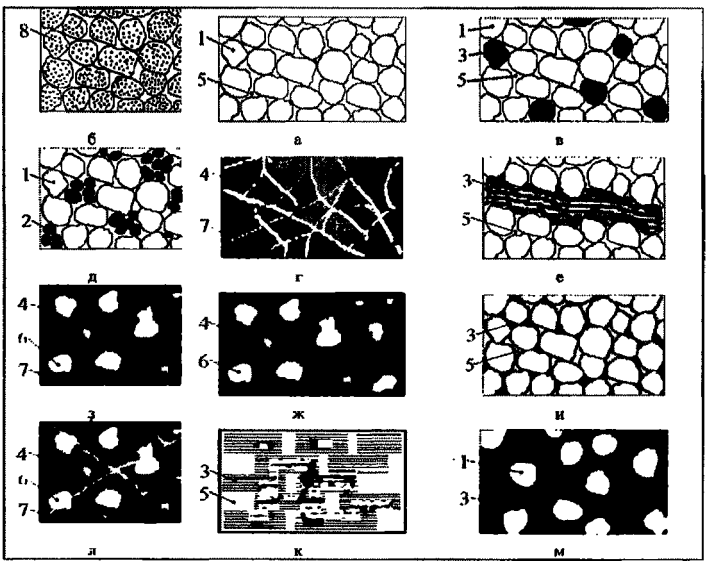


Рис. 2.4. **Схематическое изображение твердой части и пустотного пространства в терригенных и карбонатных породах**

1 - зерна песчаные; 2 - зерна алевритовые; 3 - глинистый материал; 4 - карбонатный материал; 5 - пора; 6 - каверна; 7 - трещина; 8 - пористая матрица. *Тип коллектора*: поровый (а, б, в, д); трещинный (г); каверновый (ж); листоватый (к). *Тип пористости*: - по генезису: первичная (а, б, д); вторичная (г, ж, д, л); - по отсортированности зерен: отсортированная (а, б, в); неотсортированная (д). *Тип распределения глинистого материала*: структурный (в); слоистый (е); дисперсный (и).
Тип цемента: пленочно-поровый (и); базальный (м)

«поправка за глинистость»). Эта поправка касается глинистого материала, служащего или цементом в поровом пространстве горной породы, или породообразующим элементом. Различают поровый, пленочный и базальный типы цементирующего материала (рис. 2.4). Типы распределения глинистого материала в породе подразделяются на дисперсный, слоистый и структурный.

При гранулометрическом анализе пород в глинистую фракцию попадает в основном только дисперсная (или рассеянная), и частично слоистая, т.е. та часть, которую удалось отделить от более уплотненной слоистой глины.

Структурная глинистость, представленная в породе в виде отдельных плотных включений (частичек), как правило, попадает в алевритовую фракцию, обуславливая отмеченную многими исследователями физико-химическую активность последней. Структурная глинистость - это мелкие кусочки плотной глинистой породы, широко распространенной среди осадочных пород.

Отложения глинистых пород могут составлять значительную мощность и играть роль покрышек и оснований для продуктивных отложений.

Применяя понятие «глинистость», исследователи имеют в виду количественное (весовое или объемное) содержание в горной породе высокодисперсной компоненты с диаметром частиц < 0,01 мм. Согласно классификации осадочных пород по фракционному составу [103], фракция с указанным размером зерен отнесена к глинистой, с подразделением на крупнопелитовую (0.001 - 0.01 мм) и тонкодисперсную (<0.001 мм).

Весовая глинистость $C_{гл}$ рассчитывается по данным суммарного процентного весового содержания всех фракций в образце породы за вычетом карбонатности.

Объемная глинистость $K_{гл}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{гл} = \frac{V_{гл}}{V_{обр}}, \% \qquad (2.3)$$

где $V_{гл} = \frac{P_{гл}}{\gamma_{мгл}}$; $\gamma_{м\ гл}$ - минералогическая плотность глинистой фракции.

При интерпретации материалов геофизических исследований скважин широко используется понятие относительной гли-

нистости. Б.Ю.Вендельштейн (1962 г.) показал, что способность пород отдавать содержащийся в порах флюид определяется не весовой, а относительной глинистостью η, характеризующей содержание глинистого материала в объеме порового пространства и связанной с величинами $C_{гл}$ и $K_{гл}$ следующим соотношением:

$$\eta = \frac{C_{гл} \cdot (1 - K_{по})}{C_{гл} \cdot (1 - K_{по}) + K_{по}} = \frac{K_{гл}}{K_{гл} + K_{по}}, \qquad (2.4)$$

где $C_{гл} \cdot (1-K_{по})$ - объемная глинистость, то есть объем, занимаемый минеральной частью глинистого материала; $K_{по}$ - открытая пористость.

Тесная функциональная связь между пористостью $K_{по}$ и глинистостью $C_{гл}$ отсутствует. В то же время отмечено, что разброс экспериментальных точек на зависимости $K_п = f(\eta)$ значительно снижается, что объясняется включением объемной глинистости в общую пористость скелета породы $K_{пск}$:

$$K_{пск} = K_{по} + K_{гл}, \qquad (2.5)$$

где $K_{гл}$ - минеральная часть глинистого материала.

Видно, что чем больше величина $K_{гл}$, тем более высокой становится величина $K_{пск}$, то есть высокое значение $K_{пск}$ может иметь и неколлектор.

При увеличении глинистости зерна породы все более разобщаются, т.к. глинистый материал заполняет свободное пространство между ними, что приводит к резкому снижению проницаемости $K_{пр}$ и появлению тенденции к уменьшению пористости $K_п$. Кроме того, в явном виде не учитывается эффективный объем порового пространства, который занимают свободные вода и нефть.

Величина $K_п$ состоит из $K_{пэф}$, равной отношению объема свободной воды и нефти к объему образца (эффективного объема), и неэффективной части порового пространства - пористости глинистой компоненты $K_{пгл}$:

$$K_п = K_{пэф} + K_{пгл}.$$

Оценить $K_{пгл}$ с достаточной для практики точностью можно, располагая данными гранулометрического анализа и минералогической плотности глинистой и скелетной компонентами породы по формуле:

$$K_{пгл} = \frac{\frac{K_п \cdot P_{гл}}{\gamma_{мгл}}}{\frac{P_{ск}}{\gamma_{мск}} + \frac{P_{гл}}{\gamma_{мгл}}}, \qquad (2.6)$$

где $P_{гл}$, $P_{ск}$ - весовое содержание соответствующих компонент.

Замечено, что по мере увеличения весовой глинистости $C_{гл}$, закономерно возрастает величина η, а значение поправки на $K_{пгл}$ увеличивается в логарифмическом масштабе. Величина $K_{пгл}$ уменьшается с глубиной в соответствии с законом нормального уплотнения глин.

Минеральный состав, кристалло-химическое строение и физико-химические свойства глин определяются особенностями литогенеза, стадиями и условиями его протекания.

Различают пять стадий уплотнения глин (В.И.Осипов, 1979):

- стадия слабого уплотнения глинистого ила с пористостью $K_п$>45 % - вода вытесняется свободно до соприкосновения минеральных частиц друг с другом;
- стадия затрудненного уплотнения с $K_п$=45 - 35 % - происходит перегруппировка зерен, сопровождающаяся более тесной их упаковкой;
- стадия формирования уплотненных глин, $K_п$=35 - 10 %;
- стадия образования аргиллитоподобных структур, $K_п$=10 - 8 %;
- стадия переуплотнения, характерная для глин, залегающих на больших глубинах: аргиллиты и аргиллитоподобные сланцы - характеризуются раковистым изломом, поверхностями скольжения и микротрещинами.

Глинистые породы на всех стадиях процесса уплотнения, как правило, являются причиной различных осложнений при бурении скважин. Поэтому изучение физических и физико-химических свойств глинистых пород выделилось в отдель-

ное направление научных исследований в области бурения и освоения скважин.

Основной минералогической составляющей глинистого цемента являются глинистые минералы (монтмориллонит, гидрослюда, каолинит, смешанно-слойные образования). Например, от количественного содержания монтмориллонита и смешанно-слойных образований и степени уплотнения глин зависит характер осложнений при проводке скважин.

Доказанное многочисленными экспериментальными исследованиями значительное влияние глинистых минералов на коллекторские свойства песчано-алевритовых пород обязывает учитывать следующие факторы: количественное содержание глинистого цемента, состав глинистых минералов, тип цементации и характер распределения глинистого материала, характер укладки глинистых микроагрегатов аллотигенных и аутигенных минералов.

Гранулометрический анализ

Гранулометрический состав горной породы - это относительное содержание в ней частиц различного размера. Определение количественного содержания в породе частиц с размерами, лежащими в ограниченных пределах, называют гранулометрическим или фракционным анализом. Для выполнения анализа берется проба породы 20 - 50 г. Сведения о фракционном составе пород необходимы при изучении генезиса осадочных пород, при подсчете запасов и составлении проектов разработки, а также при интерпретации материалов ГИС.

Гранулометрический анализ выполняется для терригенных нефтегазосодержащих пород, сложенных зернистыми и коллоидно-дисперсными глинистыми минералами, что и предопределило определение фракционного состава глинистой части седиментационным (или пипеточным) методом, а зернистой - ситовым.

При определении гранулометрического состава пород ситовым методом обычно выделяют достаточно широкие интервалы изменения размеров фракций, рекомендованных комиссией по осадочным породам АН СССР (1938 г.) и относящиеся к десятичной системе классификации пород (табл. 2.2):

- песчаную фракцию подразделяют на крупную 0.5 - 1.0 мм, среднюю - 0.25 - 0.5 мм, мелкую 0.1 - 0.25 мм;

- алевритовую на крупную 0.05 - 0.1 мм, мелкую 0.01 - 0.05 мм;

- глинистую на крупную 0.05 - 0.01 мм, среднюю 0.001 - 0.005 мм и мелкую <0.001 мм.

Разделение коллоидно-дисперсных (глинистых) частиц по фракциям основано на различной скорости осаждения частиц разного размера в вязкой жидкости. Ситовой метод определения гранулометрического состава горных пород общепринят.

В настоящее время в современных петрофизических лабораториях для анализа гранулометрического состава породы дополнительно используется лазерный анализатор размеров частиц суспензий, эмульсий и сухого вещества. Лазерный анализатор использует метод рассеяния света и позволяет увеличить производительность работ в несколько раз. Недостатком является малая размерность пробы (2 г), которая берется для анализа, т.е. такая проба может быть не представительной даже для определенного образца породы. Тогда подтвердить представительность можно только статистическим способом. Кроме того, если породу слагают, например, и гравийные зерна, то лазерный анализатор неприменим.

Таблица 2.2

Классификация осадочных пород по фракционному составу

Размер фракции, мм	Зернистость	Название пород			
<0.001	Тонкодисперсные	Глины			
0.001 – 0.01	Крупнодисперсные				
		несцементированные	сцементированные		
0.01 – 0.05	Мелкозернистые	Алеврит	Алевролит		
0.05 – 0.1	Крупнозернистые				
0.1 – 0.25	Мелкозернистые	Песок	Песчаник		
0.25 – 0.5	Среднезернистые				
0.5 – 1.0	Крупнозернистые				
		окатанные		неокатанные	
		несцементированные	сцементированные	несцементированные	сцементированные
1 – 2.5	Мелкий	Гравий	Гравелит	Дресва	Дресвяник
2.5 – 5.0	Средний				
5 – 10	Крупный				
10 – 25	Мелкий	Галька	Конгломерат	Щебень	Брекчия
25 – 50	Средний				
50 - 100	Крупный				
100 – 1000	–	Валуны	Валунные конгломераты	–	–
1000	–	Глыбы	Глыбовые конгломераты	–	–

Удельная поверхность горных пород

Данные о глинистости позволяют оценивать содержание дисперсных частиц в горной породе. Еще одной важной и наиболее полной характеристикой степени дисперсности горной породы является удельная поверхность ($S_{уд}$), определяющая структуру порового пространства и оказывающая сильное воздействие на коллекторские и физические свойства породы.

Удельная поверхность - отношение суммарной площади поверхности всей системы пор и каналов, а также площади поверхности зерен и отдельных частиц к единице или общего объема ($м^2/м^3$) или веса ($м^2/г$) горной породы. Величина $S_{уд}$ определяет характер взаимодействия дисперсных тел с внешней средой в таких процессах, как фильтрация жидкости, обменные процессы, адсорбция и т.д.

Любой метод определения удельной поверхности включает измерение некоторой физической характеристики, которая заведомо качественно зависит от общей площади поверхности. Выбор метода зависит от того, с какой точностью необходимо измерить величину $S_{уд}$, т.е. от того, какой минимальный размер неоднородности поверхности следует учитывать.

Однако еще Гаркинс (1944 г.) заметил, что измеренная поверхность может зависеть от «рода применяемого инструмента». Выбирая и обосновывая применение метода адсорбции он писал: «Если цель, для которой определяется площадь поверхности твердого тела, связана с действием молекул на его поверхности, то, по-видимому, молекулы должны быть инструментами, наилучшим образом приспособленными для измерения этой площади».

Методы определения удельной поверхности $S_{уд}$ позволяют изучать общую поверхность вне зависимости от типа адсорбента и его физико-химической неоднородности:

- по изотермам адсорбции паров;
- по адсорбции метиленового голубого;
- по теплотам смачивания;
- по данным капиллярной конденсации.

Однако, в связи с тем, что для решения практических задач исследователя чаще всего интересует величина активной удельной поверхности, а не ее абсолютное значение, то наиболее широкое распространение получили адсорбционные методы определения $S_{уд}$.

Кроме того, при изучении влияния глинистых минералов на емкостные и фильтрационные свойства пород необходимо учитывать, по-возможности, все показатели, определяющие физико-химические особенности глинистых минералов (структуру, состав, емкость катионного обмена и состав последнего).

Состав и структура глинистых минералов

Минералы осадочных пород обычно разделяют по размерам составляющих их частиц: минералы крупных частиц (диаметр >0.01 мм) минералы тонких фракций (<0.01 мм).

Крупные частицы представлены главным образом остаточными (детритовыми) минералами, перешедшими в осадочные породы из материнских массивно-кристаллических и метаморфических пород, сохранившихся в процессе выветривания (кварц, полевые шпаты, слюда, пироксены, циркон и др.). Они возникли при высоких температуре и давлении и относятся к числу первичных минералов.

Минералы тонких (или высокодисперсных фракций) возникли в процессе выветривания и образования глинистых пород при низких температуре и давлении, и потому являются вторичными или глинистыми минералами: монтмориллонит, иллит, каолинит, галуазит, гидрослюда и др. Именно они обладают коллоидно-химическими свойствами: пептизация, коагуляция, адсорбция, ионный обмен и др. Однако в состав высокодисперсной компоненты глинистой породы могут входить также и неглинистые минералы (слюда, пирофиллит и др.).

Все природные минералы по структурным особенностям разделяют на аморфные (группа аллофена) и кристаллические. Глинистые минералы, как и неглинистые, относятся к кристаллическим слоистым силикатам. Среди них выделяются четыре типа: двухслойные, трехслойные, смешаннослойные (группа хлорита) и тип цепочечных структур (полыгорскит). Слоистость - основная характерная особенность структуры глинистых минералов. Составляющие минерал атомы образуют слои, представляющие собой плотнейшую упаковку ионов кислорода и гидроксила. Другая особенность заключается в том, что глинистые минералы состоят из 2-х основных структурных элементов: алюмокислородные октаэдры и кремнекислородные тетраэдры. Подробно строение глинистых минералов описано в [31].

Электрические поля этих двух слоев взаимодействуют между

собой таким образом, чтобы потенциал энергии взаимодействия имел минимальное значение. Кристаллохимические особенности поверхности глинистых минералов объясняют возникающую энергетическую неоднородность как самой поверхности, так и энергетическую неоднородность в строении ближайших к поверхности твердого тела слоев флюида.

Емкость катионного обмена

Обменные катионы занимают в структуре кристаллической решетки глинистых минералов определенное положение.

В наиболее обобщенном виде каждый ионит можно представить в виде каркаса, связанного валентными силами. Каркас обладает положительным или отрицательным зарядом, который компенсируется зарядом противоположного знака (зарядом противоионов), которые подвижны внутри каркаса и могут быть замещены другими ионами с зарядом того же знака. Величина обменной емкости Q определяется содержанием в нем способных к обмену противоионов и плотностью заряда каркаса.

По своей физической сущности емкость обмена должна быть постоянной величиной, не зависящей от природы противоиона, так как стехиометричность процесса и независимость величины емкости обмена от природы противоиона обусловливается требованием электронейтральности системы. Однако в действительности емкость обмена Q для каждого из глинистых минералов не является строго определенной величиной, изменяясь в некоторых пределах. К основным факторам, влияющим на величину Q, относятся: изоморфные замещения, нарушения в структуре кристаллической решетки, различная степень разрушения частиц глинистого материала в зависимости от условий его образования. Величина емкости обмена оказалась также зависящей от дисперсности вещества, присутствия органических соединений и т.д.

Для различных глинистых минералов емкость катионного обмена изменяется в следующих пределах:

- для монтмориллонита Q=80 - 100 мг-экв/100 г;
- для гидрослюды Q=30 - 40 мг-экв/100 г;
- для каолинита Q=5 - 15 мг-экв/100 г.

Прочность связи различных обменных катионов с глинистой частицей зависит от расположения катионов поверхности, структуры минеральных частиц, природы обмениваемых ионов, диссоциации и т.д.

Изучение состава обменного комплекса глинистых горных пород имеет большое значение при изучении проблемы образования нефти, для палеогидрохимических исследований нефтегазоносных регионов. Например, для реконструкции условий осадкообразования терригенных осадочных пород, состоящих из разнородных минеральных комплексов, необходимы сведения о составе карбонатов, в частности, о величине отношения MgO/CaO, т.к. содержание Mg^{2+} в них в основном зависит от концентрации магния в водах материнского бассейна. Прямые же сведения о составе древних вод водоемов могут быть получены только путем изучения состава обменного комплекса осадочных пород, являющегося более надежным критерием для восстановления состава вод древних водоемов.

В работе [31] подробно описаны методы определения емкости катионного обмена, применяемые в исследовательской практике. Общим недостатком рассматриваемых методов является то, что, как правило, не делалось различия физической сущности между процессом ионного обмена и ионной адсорбции, чем вносилась неточность в понимание механизма воздействия того или иного реактива на способные к обмену катионы. Опыт лабораторных исследований показал, что в петрофизических подразделениях для определения емкости катионного обмена глинистых и карбонатных пород лучше всего использовать метод потенциометрического титрования (или способ совместного определения общей емкости катионного обмена и гранулометрического состава пород).

2.3.4. Плотность и емкостные свойства пород. Объемная и минералогическая плотности

Плотность горных пород определяют на образцах керна методом гидростатического взвешивания. Величина плотности δ горных пород зависит от их массы m и объема V, состоящего из массы и объемов твердой $m_т$, $V_т$, жидкой $m_ж$, $V_ж$ и газовой $m_г$, $V_г$ фаз:

$$\delta = \frac{m}{V} = \frac{m_т + m_ж + m_г}{V_т + V_ж + V_г}. \qquad (2.7)$$

Плотность породы равна ее удельному весу только на широ-

те 45° на уровне моря, т.е. при условиях, для которых эталон единицы массы (кг/м³) равен эталону единицы веса (н/м³) [113].

Различие между плотностью и удельным весом горных пород в средних широтах при повышении рельефа на 1 - 2 км составляет около 0.2 % и не превышает 0.005 г/см³. В связи с небольшим различием между этими величинами при определении массы образца используются весы, принимая значения веса за значение массы. Объем образца определяется гидростатическим взвешиванием в жидкости (по закону Архимеда).

Плотность образцов горных пород зависит от их пористости.

При пористости образца, характерной для нефтеводогазонасыщенных пород, определяется так называемая объемная плотность, рассчитываемая по формуле:

$$\delta_п = \frac{m \cdot \delta_ж}{m_1 - m_2}, \text{ г/см}^3, \quad (2.8)$$

где m - масса сухого образца в воздухе, г; m_1 - масса образца, насыщенного рабочей жидкостью, в воздухе, г; m_2 - масса образца, насыщенного жидкостью и взвешенного в ней, г; $\delta_ж$ - плотность насыщающей жидкости, г/см³. В отличие от объемной плотности пород, содержащих и открытые, и изолированные пустоты, эту плотность называют кажущейся объемной плотностью пород.

Минералогическая плотность пород определяется измерением массы и объема ее породообразующих минералов пикнометрическим методом.

Пористость: общая, открытая, эффективная и динамическая

Оценка нефтяного и газового пласта как коллектора производится на основании изучения объема пустотного пространства слагающих пород или пористости. Различают пористость *общую* (или абсолютную), *открытую*, *эффективную* и *динамическую*. Об объеме всех пустот в породе судят по их общей $K_{п\,общ}$ пористости, являющейся отношением всего объема пустотного пространства (порового, кавернового, трещинного) к объему породы. Величина общей пористости $K_{п\,общ}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{побщ}} = \left(1 - \frac{\delta_{\text{п}}}{\delta_{\text{м}}}\right) \cdot 100,\% , \qquad (2.9)$$

где $\delta_{\text{п}}$ - объемная плотность породы, г/см^3; $\delta_{\text{м}}$ - минералогическая плотность породы, г/см^3.

В расчетах, связанных с подсчетом запасов, а также при составлении проектов разработки обычно применяется величина пористости, полученная насыщением породы жидкостью, хорошо смачивающей поверхность, или открытая пористость.

Определение *открытой пористости* в лабораторных условиях производится с достаточной точностью. В связи с тем, что существует опасность недонасыщения породы жидкостью, был принят отраслевой стандарт «Нефть. Метод лабораторного определения пористости углеводородсодержащих пород» (ОСТ 39-181-85). Кроме указанного стандарта, был введен государственный стандарт СССР «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств пород», ГОСТ 264 500-85.

Указанные стандарты распространяются на горные породы, насыщенные в природных условиях нефтью, газом или водой, пустотное пространство которых представлено порами и поровыми каналами в естественных консолидированных породах.

Открытая пористость образцов рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{по}} = \left(\frac{m_3 - m_1}{m_3 - m_2}\right) \cdot 100,\% , \qquad (2.10)$$

где $K_{\text{по}}$ - пористость открытая, %; m_1- масса сухого образца в воздухе, г; m_2 - масса образца, насыщенного рабочей жидкостью и взвешенного в этой же жидкости, г; m_3 - масса образца, насыщенного рабочей жидкостью и взвешенного в воздухе, г.

Эффективная пористость ($K_{\text{п}}^{\text{эф}}$) - это часть пустотного пространства, заполненная углеводородами. Величина эффективной пористости широко используется при подсчете запасов нефти объемным способом, а также при решении различных задач, связанных с разработкой месторождений, и подсчитывается по формуле:

$$K_п^{эф} = K_{по} \cdot (1 - K_{ов}), \qquad (2.11)$$

где $K_{ов}$ - остаточная водонасыщенность, доли единиц.

При этом, как правило, значения величин $K_{по}$ и $K_{ов}$ привязываются к классификационной таблице А. А. Ханина (1969 г.) в соответствии со структурным типом терригенного коллектора, зависящим от размера зерен.

При выборе методики определения величины эффективной пористости необходимо иметь данные о насыщающей жидкости и минералогическом составе глинистой фракции, поскольку если породы, содержащие глинистые минералы, способные к набуханию, насыщать водой при определении пористости, то пористость гидрофильных пород при насыщении водными растворами больше, чем при насыщении керосином. Различие пористости по воде и по керосину достигает 0.1 - 0.5 %, а иногда 1.2 - 1.5 %.

Следовательно, дополнять стандартную методику определения пористости необходимо в том случае, если порода содержит значительные количества набухающего глинистого материала (монтмориллонит, иллит).

В качестве еще одной характеристики емкостных свойств горных пород применяют понятие *динамической пористости* $K_п^{дин}$, определяемой отношением объема всех пор и пустот, в которых может происходить движение нефти или газа в пластовых условиях при наличии начальной водонасыщенности, к объему исследуемого образца.

Предполагается, что, как и проницаемость, динамическая пористость зависит от степени открытости поровых каналов, от формы и размера частичек твердого тела, а также от характеристики смачиваемости поверхности, то есть от многих факторов, определяющих сложность каналов течения. Различие между величинами открытой и динамической пористостей, по-видимому, количественно учитывается так называемым структурным коэффициентом, определяемым объемом тупиковых пор и каналов, в которых нефть может находиться, но не принимать участие в движении.

Общепринятый способ определения динамической пористости пока отсутствует. Приблизительную оценку величины динамической пористости можно получить методом изучения

Таблица 2.3

Результаты определения динамической пористости пород методом капиллярных давлений

№ обр.	Открытая пористость $K_{по}$, % от $V_{пор}$	Динамическая пористость $K_п^{дин}$, % от $V_{пор}$	Остаточная водонасыщенность $K_{ов}$, % от $V_{пор}$	Порода
1	18.1	12.0	29.0	Песчаник мелкозернистый
2	19.7	11.0	22.8	Песчаник мелкозернистый
3	26.3	10.7	33.0	Песчаник разнозернистый
4	22.5	13.3	41.0	Песчаник средне-мелкозернистый

капиллярных давлений пород при помощи полупроницаемой перегородки. В качестве примера в таблице 2.3 приведены результаты определения динамической пористости пород методом капиллярных давлений.

Для построения петрофизических зависимостей величину динамической пористости $K_п^{дин}$ можно определить по формуле:

$$K_п^{дин} = K_{по} \cdot (1 - K_{ов} - K_{он}), \qquad (2.12)$$

где $K_{ов}$ - остаточная водонасыщенность, доли единицы; $K_{он}$ - остаточная нефтенасыщенность, доли единицы.

Введение понятия динамической пористости вызвано поисками связи между пустотностью, фильтрационными и структурными свойствами пород-коллекторов.

Кроме деления пористости пород на общую, открытую, эффективную и динамическую, существует еще разделение пустотного пространства по генезису на первичное и вторичное.

К первичному пустотному пространству относится межзерновая пористость как для терригенных, так и для комковатых карбонатных пород (рис. 2.4), определяемая по общепринятому стандарту, кроме того, к первичной пористости относится и матричная пористость карбонатных пород. К вторичному пустотному пространству относятся каверновая и трещинная пористости (рис. 2.4), определение которых требует иных методических подходов, подробно описанных в работе [31].

В настоящее время пустоты размером до 1 мм принято

называть порами, а более 1 мм - кавернами.

Структурную емкость порово-кавернозной породы образуют сообщающиеся между собой поры и каверны. Отношение периментально путем измерения объема жидкости, вошедшей в образец при его насыщении под вакуумом, и объема жидкости, вытесненной при полном погружении образца в жидкость, равной объему образца.

Расчет емкости открытых пустот производится по формуле:

$$K_{пко} = \frac{\delta_{мз} \cdot (m_2 - m_1) + \delta_{ж} \cdot (m_1 - m_0)}{\delta_{мз} \cdot (m_2 - m_3)}, \quad (2.13)$$

где $K_{пк\,о}$ - емкость открытых пустот; $\delta_{мз}$ - минералогическая плотность заполнителя, г/см^3; $\delta_{ж}$ - плотность жидкости, г/см^3; m_0 - масса сухого образца, г; m_1 - масса сухого образца, внешние каверны которого заполнены песчаными зернами, г; m_2 - масса образца, открытые пустоты которого заполнены жидкостью, г; m_3 - масса гирь, при гидростатическом взвешивании образца в жидкости, г.

Объемная плотность образца:

$$\delta_{пк} = \frac{m_0}{V_{обр}}, \quad (2.14)$$

где $V_{обр} = \frac{(m_2 - m_3)}{\delta_{ж}}$ или $\delta_{пк} = \frac{m_0 \delta_{ж}}{(m_2 - m_3)}$.

Величина кавернозной пористости $K_к$ определяется как разница между общей открытой пористостью образца и пористостью так называемой «матрицы», определенной по стандартной методике:

$$K_к = K_{кп} - K_п, \%.$$

На рис. 2.4 приведено схематическое изображение взаимного соотношения и распределения минеральной части (твердых частиц и глинистого минерала) и пустотного пространства в терригенных и карбонатных породах, влияющих как на тип

коллектора, так и на пористость.

Отличие между типами коллектора, типами пустотного пространства предопределяет применение различных методических подходов при определении подсчетных параметров.

Структура пустотного пространства горной породы

Структура пустотного пространства - это его микростроение, определяемое геометрией каналов течения жидкости или газа, размером этих каналов, их распределением по размерам, удельной поверхностью, пористостью. Хотя пористость и считается важнейшей структурной характеристикой пористой среды, но наибольшую информацию о ее структуре дают именно размер поровых каналов и их распределение, что, в свою очередь, связано с фильтрационной характеристикой, т.к. последняя свидетельствует о взаимосвязанности каналов течения. Связующим звеном между емкостью пустотного пространства и фильтрационными свойствами является структура каналов течения.

Для изучения структуры пустотного пространства горных пород применяют ряд прямых и косвенных методов (метод Козени-Кармана, метод измерения капиллярных давлений, метод ртутной порометрии, метод капиллярной конденсации и т.д.). Эти методы достаточно информативно описаны А. А. Ханиным (1976 г.) и повторять их сущность здесь нет необходимости.

2.3.5. Фильтрационные свойства пород

В лабораторной практике при изучении фильтрационных свойств горных пород пользуются следующими параметрами: газопроницаемость (или абсолютная проницаемость), относительная проницаемость и фазовая (или эффективная) проницаемость (два последних параметра используются при петрофизическом обеспечении разработки месторождений).

Проницаемость - физическое свойство пористой среды, определяющее скорость движения жидкости или газа под действием разности давлений. Зависимость между скоростью фильтрации и разностью давлений в случае линейной фильтрации через цилиндрический образец породы выражается законом Дарси:

$$V_{\phi} = \frac{K \cdot \mathrm{grad}\, P}{\mu}, \qquad (2.15)$$

где $V_ф = \frac{Q_{p,t}}{F}$ - скорость фильтрации, см/сек; $\text{grad}\,P = \lim \frac{\Delta P}{L}$ - градиент давления, физ.атм/см; L - длина, см; ΔP - разность давлений на длине L, физ.атм. (ф.а.); 1 ф.а.=1.01325·10^5 Па=1 бар; F - площадь сечения, см^2; $Q_{p,t}$ - расход жидкости (газа) при средних условиях в среде:

$$P = \frac{P_1 - P_2}{2},\ t\ ^oC,\ см^3/сек, \qquad (2.16)$$

где μ - динамическая вязкость фильтрующейся жидкости или газа при данном P и t, спз; K - проницаемость, дарси.

За единицу измерения проницаемости в системе СИ принимается 1 мкм^2, то есть проницаемость элемента породы площадью 1 см^2 и длиной 1 см, через который при перепаде давления 10^5 Па фильтруется 1 см^3/сек жидкости (газа), не реагирующей с породой, вязкостью 1·10^{-3} нсек/м^2.

Расчетное уравнение для определения величины проницаемости записывается в виде:

$$K_{пр} = \frac{\mu \cdot L \cdot Q_{p,t}}{F \cdot \Delta P}. \qquad (2.17)$$

Метод лабораторного определения проницаемости образцов пород был стандартизирован и приказом Министерства нефтяной промышленности СССР введен в действие с 01.06.1984 г. (ОСТ-39-161-83).

Стандартизированная методика определения и расчета проницаемости горных пород в лабораторных условиях требует соблюдения линейности закона фильтрации.

В тех случаях, когда проницаемость для газа измеряется при каком-то одном значении среднего давления в образце, особенно, если это давление незначительно превышает атмосферное, рекомендуется вводить поправку на проскальзывание газа (поправка Клинкенберга). В стандарте указан один способ контроля за сохранением линейности потока. Однако существуют еще два способа такого контроля, подробно описанных в [32]:

- по величине параметра Re (число Рейнольдса);
- по параметру Дарси, Да.

Повышенная проницаемость пористых сред для газа по сравнению с жидкостями объясняется явлением проскальзывания газа вследствие незначительного внутреннего трения молекул газа. Проницаемость пород для газа зависит от средней длины свободного пробега молекул. Следовательно, проницаемость, измеренная по газу, будет приближаться к проницаемости, измеренной по жидкости, при условии, когда средняя длина свободного пробега молекул станет соизмеримой с радиусом действия молекул жидкости, что практически достигается при высоких общих давлениях газа. Для ламинарного течения газа сквозь пористые среды Клинкенберг (1941 г.) предложил формулу:

$$K_{пр}^{г} = \frac{B \cdot K_{пр}^{ж}}{P} + K_{пр}^{ж}, \qquad (2.18)$$

где $K_{пр}^{г}$ - газопроницаемость при абсолютном давлении P; $K_{пр}^{ж}$ - предел, к которому стремится при $P \to \infty$, соответствующей проницаемости для жидкости; B - константа, зависящая от длины среднего пробега молекул газа. Видно, что проницаемость пористых сред для газа больше проницаемости их для жидкости на величину первого слагаемого $\frac{B \cdot K_{пр}^{ж}}{P}$. При $P \to \infty$ это слагаемое становится бесконечно малой величиной, которой можно пренебречь, а проницаемость для газа совпадает с проницаемостью для жидкости.

Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что уравнение Клинкенберга также не является универсальным. Это уравнение учитывает влияние общего давления газа на проницаемость, но не учитывает влияния температуры.

Измеренная в лабораторных условиях проницаемость горных пород для газа выше проницаемости их для жидкости, не взаимодействующей с породой. Температура и общее давление газа снижают газопроницаемость пород, приближая последнюю к проницаемости их для жидкости.

2.3.6. Определение нефтенасыщенности пород

Нефтенасыщенность пород-коллекторов определяется расчетным путем по разности между объемом пустотного пространства и объемом воды, занимаемой в нем и определенной прямым или косвенными методами.

Следует различать понятия начальной и остаточной водонасыщенности. Начальная водонасыщенность - это водонасыщенность породы невскрытого нефтяного пласта. Это водонасыщенность, изначально сопутствующая нефти и распределенная по мощности залежи согласно закону капиллярно-гравитационного равновесия фаз. Это пластовая вода, имеющая не только минерализацию, но и другие физические и поверхностно-активные свойства, характерные только для данного пласта (Н.С.Гудок, 1970 г.).

Под понятием же «остаточная водонасыщенность» обычно подразумевают количество воды, остающееся в породе после применения в лабораторных условиях различных способов ее удаления из образца, полностью насыщенного моделью пластовой воды. Разработаны и широко применяются различные косвенные способы: капилляриметрический, центрифугирования, капиллярной вытяжки, испарения, вытеснения воды углеводородной жидкостью. Предполагается, что при удалении воды под воздействием создаваемых внешних сил моделируются пластовые условия.

Методические особенности прямого и косвенных методов оценки водонасыщенности горных пород подробно описаны в работе [31].

Прямой метод определения начальной водонасыщенности

С целью определения начальной нефтеводонасыщенности продуктивных пластов при бурении скважин обычно применяют два типа растворов на нефтяной основе: безводный известково-битумный (ИБР); раствор на нефтяной основе (РНО); а также водоуглеводородные инвертные эмульсии (ИЭР). Содержание воды в безводных растворах не превышает 2 - 5%, а в инвертных эмульсионных растворах может достигать 60%. Применение РНО улучшает вынос керна из слабосцементированных интервалов, что расширяет диапазон решаемых задач при интерпретации материалов ГИС.

Однако необходимо учитывать некоторые ограничения при изучении керна, отобранного с применением растворов на нефтяной основе. Например, керн, поднятый с применением РНО, из-за проникновения в породу углеводородного фильтрата не дает информации о характере насыщения коллектора. Более того, внедрение нефтяного фильтрата в водонасыщенный пласт затрудняет выделение в разрезе продуктивных интервалов. Но, с другой стороны, применение РНО позволяет сохранить в отбираемом керне величину и минерализацию начальной водонасыщенности из нефтяной части пласта при условии надежной консервации и сохранении этой воды при отборе и хранении керна.

При бурении же на инвертном эмульсионном растворе начальная водонасыщенность керна может сохраняться, но может и завышаться за счет внедрения в породу эмульсии. Поэтому для определения начальной водонасыщенности продуктивных пластов наиболее предпочтителен керн, отобранный на безводном растворе, и анализ его с применением или дистилляционно-экстракционного метода, или ретортного метода (Л. И. Орлов, 1979 г.).

Общепринятый прямой способ определения начальной водонасыщенности пород заключается в применении экстракционно-дистилляционной отгонки воды и нефти, предположительно сохраненных в образце продуктивной породы в процессе бурения, отбора, транспортировки и хранения поднятого керна. Измеренный в мернике экстракционно-дистилляционного прибора (аппарат Закса или Дина-Старка) объем воды идентичен объему воды в пластовых условиях при условии внесения поправок за возможные потери воды при переходе от пластовых условий к атмосферным и различия состояния и состава жидкостей в пластовых и атмосферных условиях. После достижения в испытуемом образце равновесной водонасыщенности содержание воды и нефти в нем определяется дистилляционным методом.

Сопоставление величин начальной водонасыщенности прямым и косвенными методами показали, что существует определенное расхождение, которое возрастает с уменьшением пористости и проницаемости (В.П.Сонич и др., 1980 г.).

В связи с тем, что бурение специальных оценочных скважин производят очень редко из-за их дороговизны, обычно пользуются косвенными методами определения начальной

нефтеводонасыщенности пород в лабораторных условиях. Самым точным является метод замещения воды нефтью, моделирующий пластовые условия, то есть с соблюдением давления и температуры, величин капиллярных давлений, соотношения вязкостей и т.д.

Косвенные методы определения остаточной водонасыщенности

Ряд косвенных методов предусматривает искусственное создание и последующее определение объема воды, находящейся в пласте вместе с нефтью и газом. В основе этих методов лежит стремление создать при помощи приложенных внешних сил количество неснижающейся водонасыщенности, принимаемой в каждом методе в качестве остаточной воды. Предполагается, что в процессе опыта между фазами достигается термодинамическое равновесие, эквивалентное равновесию в ненарушенном нефтяном пласте.

1. Метод измерения капиллярных давлений. Метод измерения капиллярных давлений является наиболее распространенным и широко применяемым. Искусственное воспроизведение в образце пластового состояния равновесия осуществляется при помощи малопроницаемой перегородки, содержащей однородные по размеру поры.

Размер пор перегородки, обычно изготовленной из простого фаянса, должен быть таким, чтобы вытесняемая вода не прорывалась через перегородку при давлении, несколько превышающем максимальное давление вытеснения из испытуемого образца. Основные требования метода заключаются в осуществлении надежного капиллярного контакта между образцом и перегородкой и постепенное повышение давления вытеснения. При наличии капиллярного контакта между перегородкой и образцом из последнего вытесняется часть насыщающей его воды, если приложить к несмачивающей фазе (нефти, газу) некоторое давление. Вытеснение воды из образца при данном давлении вытеснения происходит до тех пор, пока величина суммарного капиллярного давления $P_к$ в поровых каналах не уравновесит давление вытеснения ΔP. В образце останется только то количество воды, которое удерживается капиллярными силами в состоянии равновесия $P_к$ и ΔP.

В процессе опыта строится график зависимости $P_к = f(K_{ов})$ (рис. 2.5).

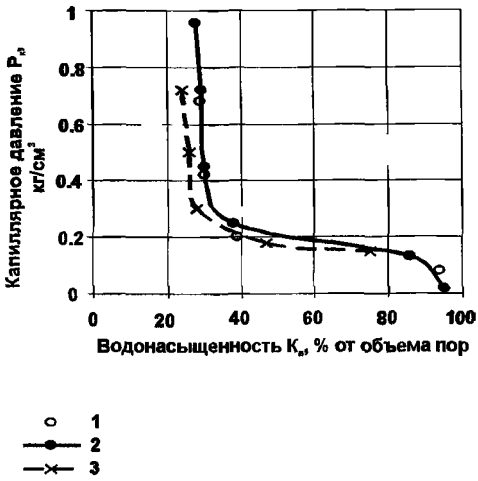


Рис. 2.5. **Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности:**
1 - песчаники мелкозернистые $K_{пр}=417\cdot10^{-3}$ мкм²;
2 - песчаники мелкозернистые $K_{пр}=87\cdot10^{-3}$ мкм²;
3 - песчаники мелкозернистые $K_{пр}=555\cdot10^{-3}$ мкм²

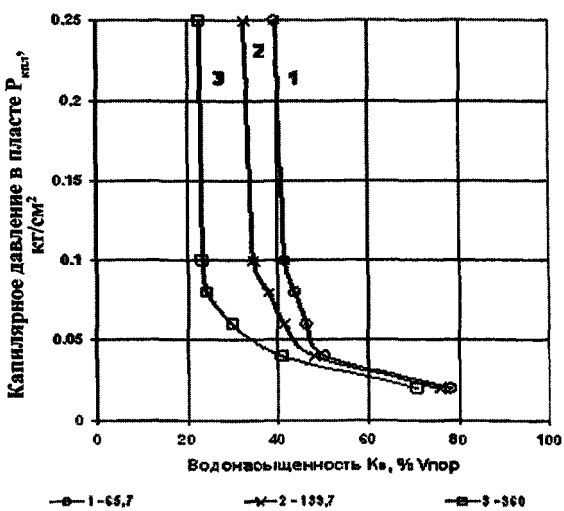


Рис. 2.6. **Связь капиллярного давления с водонасыщенностью в зависимости от проницаемости пород**

Из рис. 2.6 видно, что мощность переходной зоны до ВНК зависит от проницаемости пород. Кроме того, экспериментальные данные по капиллярным давлениям позволяют рассчитать радиусы пор и построить гистограмму пор по размерам для данного образца.

Анализ данных определения капиллярной характеристики продуктивных пород позволяет сделать следующие выводы:

1. Отмечается четкая зависимость между пористостью, проницаемостью, остаточной водонасыщенностью через посредство капиллярных давлений исследованных пород.

2. Построенные зависимости подтверждают существование переходных водо-нефтяных зон разной мощности, которые необходимо учитывать при подсчете запасов нефти.

Таким образом, метод измерения капиллярных давлений $P_к$ при условии выполнения необходимых методических требований может приниматься на уровне стандарта, с результатами которого необходимо сопоставлять результаты, полученные другими косвенными методами.

Однако основной недостаток метода измерения капиллярных давлений - это длительность опыта (не менее 2-3-х недель, а иногда и более), что приводит к нежелательной затяжке во времени, особенно в тех случаях, когда данные о начальной водонасыщенности пласта требуются в экстренном порядке. В качестве экспресс-метода был разработан метод с использованием центрифуги.

2. *Метод центрифугирования.* Физической основой метода центрифугирования является достижение больших разностей давления на границе двух фаз в образце водонасыщенной породы под действием значительного ускорения, создаваемого в центрифуге. Вытеснение жидкости из пор образца при центрифугировании начинается при наличии на торцах перепада давления ΔP, превышающего капиллярное давление $P_к$ в самых крупных порах. Это вытеснение происходит вследствие того, что ускорение a центробежного поля, развиваемое на центрифуге, превосходит ускорение силы тяжести g в несколько раз.

Расчет величины капиллярного давления производится при помощи следующего уравнения:

$$\Delta P = 1.11 \cdot 10^{-5} \cdot (\rho_1 - \rho_2) \cdot n^2 \cdot r \cdot h, \qquad (2.19)$$

где n - число оборотов в минуту; ρ_1, ρ_2 - плотности фаз, г/см^3; h - высота образца, см; $r = \frac{r_1 + r_2}{2}$ - средний радиус вращения образца, см.

Первые упоминания о применении этого метода приведены в работе (J. R. Galloway, 1951 г.). Опыт применения метода центрифугирования показал, что, приступая к определению неснижаемой водонасыщенности пород-коллекторов, необходимо, прежде всего, провести исследования оптимального времени центрифугирования и скорости вращения ротора, необходимых для преодоления соответствующих капиллярных давлений в породах различных проницаемостей. Сопоставление метода капиллярных давлений и центрифугирования показало, что в сравниваемых методах физическое состояние воды в капиллярах различное и, следовательно, несопоставимо по существу (Л. И. Орлов, 1975 г.).

Теоретическими расчетами было доказано, что при центрифугировании диапазон поровых каналов, охваченных вытеснением, оказывается большим, что не позволяет использовать данные центрифугирования для определения $P_к$ и, следовательно, для расчета размеров поровых каналов. Отсюда был сделан вывод, что только совпадение значений $K_в^{ост}$ методом центрифугирования с $K_в^{ост}$ методом капиллярных давлений может свидетельствовать о правильности моделирования остаточной воды методом центрифугирования. Для определения величины $K_в^{ост}$ методом центрифугирования необходимы измерения на нескольких частотах вращения ротора, восстановления по этим данным распределения капилляров по размерам, и только после этого можно оценить $K_в^{ост}$.

К недостаткам метода центрифугирования относится тот факт, что слабосцементированные образцы пород могут разрушаться, что исключает проведение на этих образцах других необходимых исследований. С этой точки зрения такие косвенные методы, как методы испарения и капиллярной вытяжки, являются «спасительными».

3. *Метод испарения.* Мессер (1951 г.) дал теоретическое и практическое обоснование применения метода испарения как простейшего косвенного способа определения неснижаемой водонасыщенности пород. Физической основой метода явля-

ется различие в скоростях испарения свободной и связанной воды при постоянной комнатной температуре.

В основе метода лежит предположение, что неснижающийся объем воды, принимаемый в качестве связанной воды, состоит из объема воды в микрокапиллярах, тупиковых порах, в контактах между зернами, из объема воды в виде адсорбционной пленки на твердой поверхности, т.е. воды, удержанной капиллярными и поверхностными силами.

Следовательно, скорость испарения будет почти постоянной для свободной воды и будет резко отличаться от скорости испарения для связанной воды.

Графически этот механизм просматривается более наглядно. На рис. 2.7 приведена типичная кривая испарения для глинистого песчаника нижнего мела Восточного Ставрополья. Кривую испарения можно разбить на три участка: начальный (до точки I) - прямолинейный, средний (точки I - III - II) - область перегиба и конечный (после точки I) - близко аппроксимируемый прямой. Прямолинейность начального участка кривой испарения свидетельствует о постоянстве площади испаряющейся поверхности. Испарение происходит с «торцевой» стороны пристеночной пленки в устье порового канала. В процессе испарения свободная вода подпитывает пристеночную пленку порового канала, которая остается постоянной по толщине до тех пор, пока свободная вода не перейдет в связанное состояние.

Затем начинается более медленное испарение собственно связанной воды, которое сопровождается уменьшением толщины пристеночной пленки. В связи с тем, что геометрия структуры реального порового пространства представляет собой сложный набор пор различного диаметра и формы, смена различных механизмов испарения осуществляется постепенно. Влагосодержание, близкое, по-видимому, к значению влагосодержания неуменьшающейся водонасыщенности, определяется перегибом кривой испарения. Точка III в области перегиба является точкой наибольшей кривизны, ее положение определяется пересечением кривой испарения и биссектрисы угла, образованного продолжениями начального и конечного участков этой кривой.

Кривые испарения описанного типа получаются на образцах как терригенных, так и карбонатных пород.

По мере дальнейшего испарения скорость испарения начнет снова уменьшаться, т.к. пленка становится тонкой и возра-

стают силы взаимодействия воды и поверхности твердого тела. Здесь вступает в действие уже иной механизм, касающийся эвакуации самой связанной воды.

Таким образом, значение водонасыщенности, соответствующее точке перегиба на кривой, принимается за значение остаточной водонасыщенности.

4. *Метод капиллярной вытяжки.* Метод капиллярной вытяжки воды из образцов пород был разработан (Д. А. Антонов, В. М. Березин, 1957 г.) применительно к слабосцементированным девонским и угленосным песчаникам Урало-Волжских районов. Механизм капиллярной вытяжки, по-видимому, идентичен механизму капиллярного дренирования. Сначала вода уходит в мелкодисперсную среду из больших пор и каналов, затем охватываются дренированием меньшие поры, пока не наступит момент, когда оставшаяся в образце вода не может перемещаться вследствие воздействия на нее поверхностных и капиллярных сил, удерживающих ее в мелких порах и адсорбционных пленках.

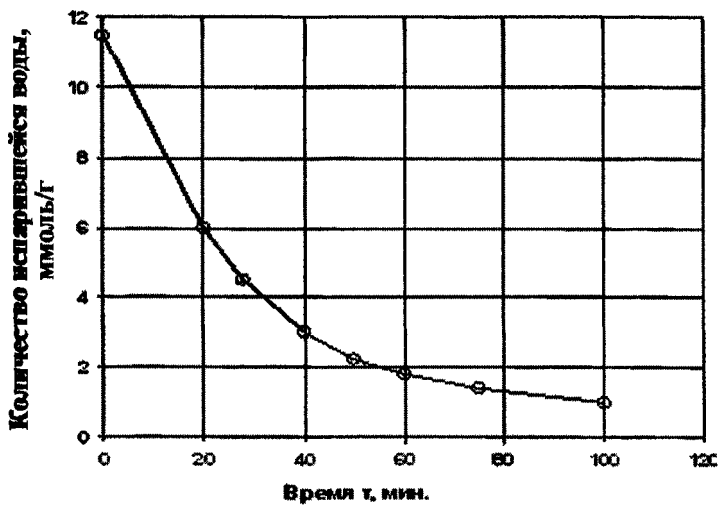


Рис. 2.7. **Типичная кривая испарения для глинистого песчаника**

Остаточная водонасыщенность определяется по точке перегиба кривой уменьшения количества воды в образце по аналогии с методом испарения.

5. *Метод моделирования пластовых условий вытеснением воды углеводородной жидкостью.* В обсужденных выше косвенных методах определения остаточной водонасыщенности предполагалось, что величина $K_{в\,ост}$ является неуменьшающейся и, следовательно, неподвижной. Практика экспериментальных исследований показала, что методика определения границы подвижности воды в порах горных пород зависит от конкретных практических задач, решаемых при подсчете запасов и составлении проектов разработки.

По мнению многих исследователей предел подвижности воды считается достигнутым при определении остаточной водонасыщенности методом центрифугирования. Но отсутствовали данные о том, что остаточная водонасыщенность, определяемая центрифугированием, действительно близка к граничному значению водонасыщенности пород, при которой прекращается подвижность воды в различных фильтрационных процессах, связанных как с формированием, так и с разработкой залежи.

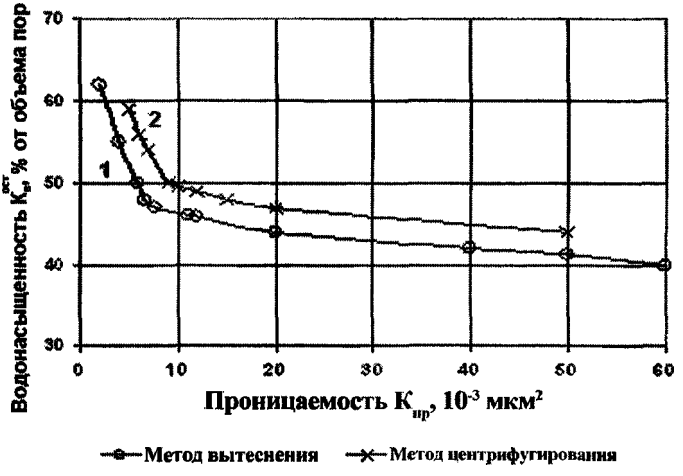


Рис. 2.8. **Зависимость граничных значений водонасыщенности, при которой наступает подвижность воды, от проницаемости пород**

Метод экспериментального исследования подвижности воды на образцах пород заключается в следующем. Исследуемые образцы пород сначала насыщаются под вакуумом моделью пластовой воды, определяются пористость и объем порового пространства, а затем эта вода вытесняется очищенным (неполярным) керосином.

Определение объема невытесненной воды в каждом образце производится дистилляционным методом на аппаратах Закса с введением поправки на минерализацию исходной воды.

На рис. 2.8 приведены усредненные данные зависимости предельного значения $K_в^{ост}$, при котором вода в пористой среде становится подвижной, от проницаемости пород, где $K_в^{ост}$ определена методом вытеснения (кривая 1) и методом центрифугированием (кривая 2). Видно, что величины $K_в^{ост}$, определенные центрифугированием и используемые при подсчете запасов, имеют более высокие значения. Однако, как видно из рисунка, по мере дальнейшего увеличения проницаемости пород обе кривые выполаживаются и расхождение между ними уменьшается.

Таким образом, из перечисленных и достаточно широко применяемых косвенных методов определения величины $K_в^{ост}$, последний можно считать близко моделирующим естественные условия образования остаточной воды в нефтяной залежи при ее моделировании и является, по-видимому, наиболее предпочтительным.

Исследования значительного количества образцов показали, что не следует применять только один косвенный метод. Однако из всех один должен быть контрольным, результаты которого сравниваются с другими методами. Опыт показал, что в качестве контрольного или основного следует применять метод капиллярных давлений.

2.3.7. Определение граничных характеристик пород-коллекторов

Основной задачей при подготовке подсчетных параметров является обоснование нижних пределов физических характеристик пород. Широко распространенным способом обоснования предельных значений является установление корреляционных взаимосвязей между изученными на керне в лабораторных условиях основными коллекторскими свойствами: ем-

костными фильтрационными, вещественным составом породы, типом и распределением цементирующего материала и т.д.

Исследования подтвердили, что количественное содержание, состав и распределение цементирующего материала влияют на структуру порового пространства, тесно связанного с такими физическими свойствами породы, как проницаемость и пористость. Иначе говоря, хотя на геометрию поровых каналов влияет значительное число переменных, степень влияния этих переменных на емкостные и фильтрационные свойства различна. Так, изменения в отсортированности породы, количестве, минералогическом составе и распределении цемента сильно влияют, прежде всего, на проницаемость, а затем уже на пористость породы. При установлении корреляционной связи между проницаемостью и пористостью обычно ожидается, что по мере уменьшения проницаемости песчаной породы пористость ее также будет уменьшаться. Однако в глинистых песчаниках такая зависимость нарушается: образцы с относительно высокой открытой пористостью имеют низкую проницаемость.

Следовательно, о коллекторских свойствах породы нельзя судить только по величине пористости. Практически одну и ту же пористость могут иметь образцы с различной проницаемостью, различающиеся количественным содержанием цемента, его составом и типом. И, наоборот, приблизительно одну и ту же низкую проницаемость могут иметь образцы с достаточно высокой пористостью, но примерно одинакового минералого-петрографического состава, имеющие одинаковые распределение и состав цемента и несколько различающиеся карбонатностью (рис. 2.9).

Таким образом, проницаемость породы является чувствительной физической характеристикой, остро реагирующей на малейшие изменения структуры пустотного пространства.

Следует помнить, что в процессе осадконакопления сначала образовались поры и поровые каналы течения, которые затем уплотнялись, образуя современное пустотное пространство. Современная проницаемость зависит от степени уплотнения осадка и образованного в процессе осадконакопления пустотного пространства.

Поэтому поиски отдельных парных связей между различными физическими характеристиками должны основываться на реальном существовании таких связей с четким разделе-

нием корреляционной функции и аргумента. Поскольку в парной связи $K_{пр}$-$K_{п}$ корреляционной функцией является величина проницаемости, то следует искать выражение корреляционно-функциональной связи вида $K_{пр}=f(K_{п})$.

При обосновании предельных значений физических характеристик пород-колллекторов рекомендуется искать выражения следующих корреляционно-функциональных связей: $K_{пр}=f(K_{п})$, $K_{пр}=f(C_{гл})$, $K_{пр}=f(C)$, $K_{ов}=f(K_{пр})$, $K_{ов}=f(C_{гл})$ и т.д. Выражения обратных связей типа $K_{п}=f(K_{пр})$ или $K_{пр}=f(K_{ов})$ дадут искаженные сведения как о характере этих связей (поскольку приводят к другому уравнению регрессии с другим коэффициентом наклона), так и о предельных значениях физических характеристик пород-коллекторов.

Общепринятая методика обоснования предельных или граничных значений коллекторских свойств нефтесодержащих пород пока не разработана. Поэтому речь может идти только о главных направлениях методического подхода к решению этой проблемы.

Проблема разделения пород на коллектор - неколлектор возникает сразу же на стадии поиска и разведки месторожде-

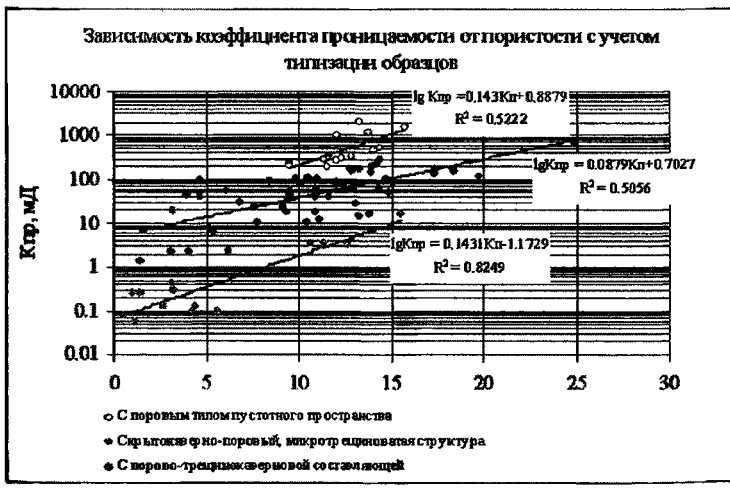


Рис. 2.9. **Пример установления индивидуальных связей $K_{пр}=f(K_{п})$ для образцов с различным типом пустотного пространства (карбонатные отложения D3, Тимано-Печорская провинция) (по данным [31])**

ний нефти и газа. Основополагающим фактическим материалом для такого разделения и определения эффективных мощностей являются данные промысловой геофизики. Практика показала, что, скажем, для коллекторов гранулярного типа существуют определенные признаки, позволяющие на диаграммах различных геофизических методов выделять коллекторы. К этим признакам относятся: проникновение фильтрата бурового раствора, устанавливаемое по боковому электрическому зондированию, положительные приращения на диаграммах микрозонда, отрицательная аномалия на кривой собственной поляризации при пресном буровом растворе, низкая естественная радиоактивность и т.д. Но это только качественные признаки. Нужны же количественные критерии по каждому из перечисленных методов. Их пытаются получить, изучая керновый материал из соответствующих интервалов, выделенных по геофизике, и сопоставления этих данных с материалами ГИС.

Но обоснование нижних пределов параметров продуктивных пластов, сложенных глинисто-алеврито-песчаными разностями, значительно затруднено вследствие недостаточно четких изменений показаний геофизических методов. Например, удельное электрическое сопротивление по разрезу таких отложений мало изменяется при смене типа насыщающей пласт жидкости. В таких случаях пользуются сопоставлением лабораторных данных по количественному содержанию глинистого материала в коллекторе с геофизическими и гидродинамическими исследованиями.

Однако в связи с тем, что величины $K_п$ и весовой глинистости $C_{гл}$ не могут однозначно характеризовать породу как коллектор или неколлектор, в работе (С. С. Итенберг и др., 1976 г.) в качестве решающей граничной характеристики была умозрительно принята проницаемость $K_{пр}=1\cdot10^{-3}$ мкм^2, с одной стороны, и, с другой стороны, рекомендованный Б. Ю. Вендельштейном параметр относительной глинистости η, рассчитываемый по формуле:

$$\eta=\frac{C_{гл}\cdot(1-K_п)}{C_{гл}\cdot(1-K_п)+K_п}. \qquad (2.20)$$

Это позволило сузить «размытость» области показаний кол-

лектор - неколлектор до величин η=0.45 - 0.55.

Широкое распространение получил способ разделения терригенных пород на коллектор и неколлектор, обоснованный в работах Б. Ю. Вендельштейна (1975 г.). Было показано, что такое разделение осуществляется более достоверно по величине относительной глинистости η, выраженной формулой:

$$\eta = \frac{K_{гл}}{K_{гл} + K_{п}}, \qquad (2.21)$$

где $K_{гл} = C_{гл} \cdot (1 - K_{п})$ - объемная глинистость; $C_{гл}$ - весовая глинистость по гранулометрическому анализу.

Часто применяется параметр $K_{пск} = C_{гл} + K_{п}(1 - C_{гл})$. По результатам изучения кернового материала строятся следующие графики зависимости: $K_{п} = f(C_{гл})$ при $K_{пск}$=const; $K_{п} = f(C_{гл})$ при η=const и $K_{п} = f(C_{гл})$ при $K_{пр}$=const и др.

Ниже изложены некоторые методические подходы к обоснованию предельных характеристик пород-коллекторов.

1. Обоснование нижнего предела проницаемости. Большинство работ, посвященных обоснованию границы коллектор-неколлектор, совершенно правильно исходят из того, что основным параметром, с которым должны сопоставляться все остальные, это проницаемость. Нижний предел проницаемости породы, из которой еще возможно извлечение нефти при заводнении, был определен экспериментально (Н. С. Гудок, 1960 г.).

Результаты лабораторных экспериментов показали, что породы с проницаемостью для воздуха $K_{пр} \approx 1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 способны отдавать нефть. Таким образом, считая, что $K_{пр}^{min} = 1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 является экспериментально доказанным, и что при поисках парных корреляционных связей необходимо основываться на реальном существовании таких связей с четким разграничением в ней корреляционной функции и аргумента, для каждого изучаемого объекта находят уравнения прямых регрессий, характеризующих следующие корреляционно-функциональные связи: $K_{пр} = f(K_{п})$, $K_{вост} = f(K_{пр})$, $K_{пр} = f(C_{гл})$, $K_{вост} = f(C_{гл})$. По корреляционной зависимости $K_{пр} = f(K_{п})$ устанавливается значение $K_{п}^{min}$, соответству-

ющее $K_{пр}^{min} = 1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. С помощью графика зависимости $K_{пр}=f(C_{гл})$ фиксируется значение $C_{гл\,max}$, а по $K_{вост}=f(K_{пр})$ и $K_{вост}=f(C_{гл})$ устанавливаются максимальные значения остаточной водонасыщенности $K_{вост}^{max}$, взаимно контролирующие друг друга.

Исследования показали, что при решении вопроса о принадлежности данного интервала продуктивного горизонта к эффективной или неэффективной мощности необходимо сопоставлять значения пористости в этом интервале с соответствующими величинами проницаемости и водонасыщенности, а также с количественным содержанием глинистого материала. Если хоть одна из указанных характеристик достигает предельного значения, то породу необходимо классифицировать как неколлектор, несмотря, скажем, на относительно высокую пористость, которая иногда присуща глинистому песчанику, имеющему низкую проницаемость, очень высокую остаточную водонасыщенность и высокую глинистость.

Кроме того, следует учитывать, что значение экспериментально доказанной минимальной проницаемости пород в процессе лабораторных исследований может быть снижено [31]. Проведенные опыты показали, что в образцах пород различных литологических разностей, принадлежащих к широкому возрастному диапазону, с проницаемостью, изменяющейся в пределах $K_{пр}$ от 0.003 до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 может содержаться нефтеподобное вещество, в состав которого входят смолы и асфальтены, характерные для нефтей, приуроченных к изученным отложениям. Следовательно, граница нефтенасыщения находится ниже предельного значения проницаемости для коллектора.

Таким образом, основным параметром, который способен обосновать граничное значение пористости, является проницаемость, свидетельствующая о возможности извлечения нефти из соответствующего пустотного пространства при общепринятом в настоящее время наиболее экономически выгодном способе разработки заводнением.

2. *Способы построения интегральных распределений параметров для коллекторов и неколлекторов.* В современных методических рекомендациях по подсчету запасов рассмотрены способы обоснования граничных значений коллекторов, используемые при обработке и интерпретации материалов ГИС при

подсчете запасов: статистический и динамический [101]. Суть статистического способа - построение интегральных распределений (кумулятивная кривая) пористости или любого другого параметра для двух выборок: коллекторов и неколлекторов. Критерием для размещения подвыборок служит граничное значение проницаемости, которое при отсутствии дополнительной (или уточняющей) информации принимается равным $K_{пр}^{min}=1\cdot10^{-3}$ мкм^2. Граничное значение пористости получается в точке пересечения кумулятивных кривых. Следует заметить, что граничное значение исследуемого параметра

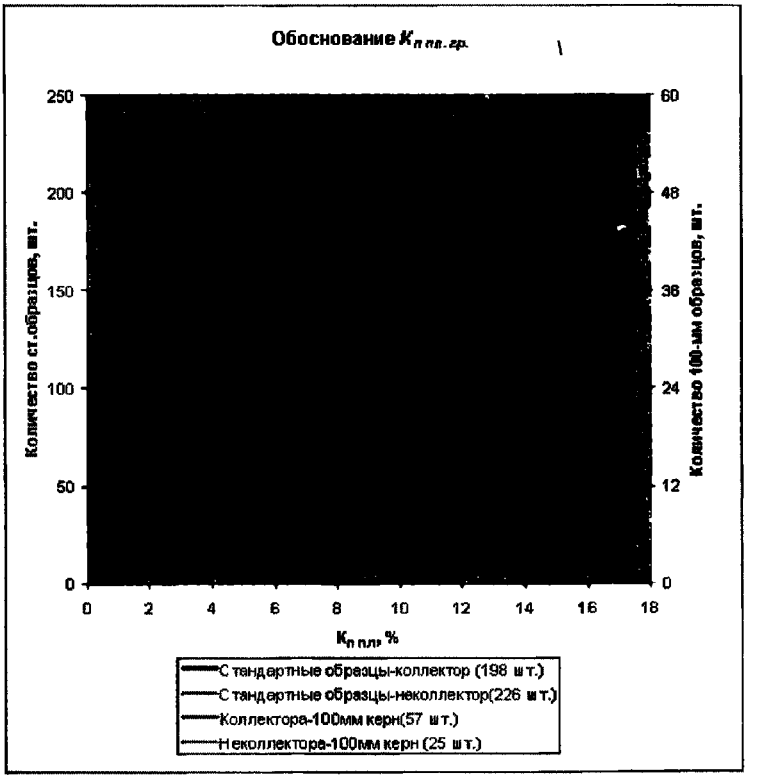


Рис.2.10. **Обоснованиа граничного значания $K_п$ статистическим способом(карбонатныа отложания D3, Тимано-Печорская провинция). $K_{п\,гр}$= 5 % (по данным [31])**

зависит от объема выборок и их количественного неравенства (рис. 2.10).

Суть динамического способа - сопоставление открытой и динамической пористости: граничное значение $K_п^{дин}=0$ соответствует пределу коллектора. Такое сопоставление позволяет обосновать и нижний предел проницаемости (рис. 2.11, 2.12).

2.4. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

2.4.1. Поляризация горных пород

Поляризация - это смещение (или поворот) внутренних связанных зарядов породы при наложении на них внешнего низ-

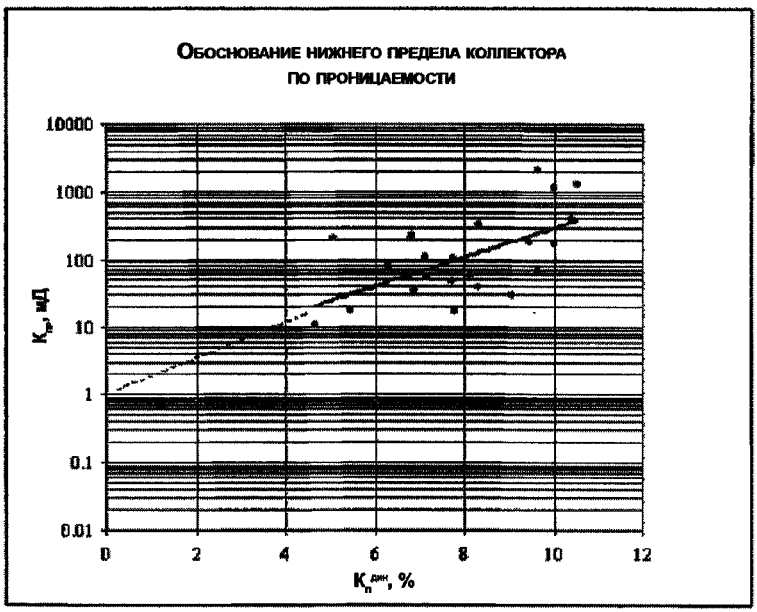


Рис. 2.11. **Обоснование $K_{пр\,гр}$ пористости путем сопоставления проницаемости и динамической пористости исходя из условия $K_п^{дин}=0$ (карбонатные отложения D3, Тимано-Печорская провинция). $K_{пр}^{гр}=1$ мД (по данным [31])**

ко- или высокочастотного электромагнитного поля, и возникновение вследствие такого воздействия электрических полей, противоположно направленных и меньших приложенному.

Свойство горной породы поляризоваться при прохождении электрического тока объясняется существованием различных по своей природе электрохимических явлений, связанных наличием в породе электронной и ионной проводимостей.

Известно, что по величине электропроводности все вещества в природе делятся на проводники, полупроводники и диэлектрики. Свободным носителем электрического тока может быть лишь электрон, удаленный от ядра атома на достаточно большое расстояние и находящийся в зоне проводимости. Для того, чтобы электрон мог попасть в эту зону, необходимо некоторое энергетическое воздействие на него. Величина такого воздействия зависит от ширины так называемой запрещенной зоны, отделяющей валентную зону обращения электро-

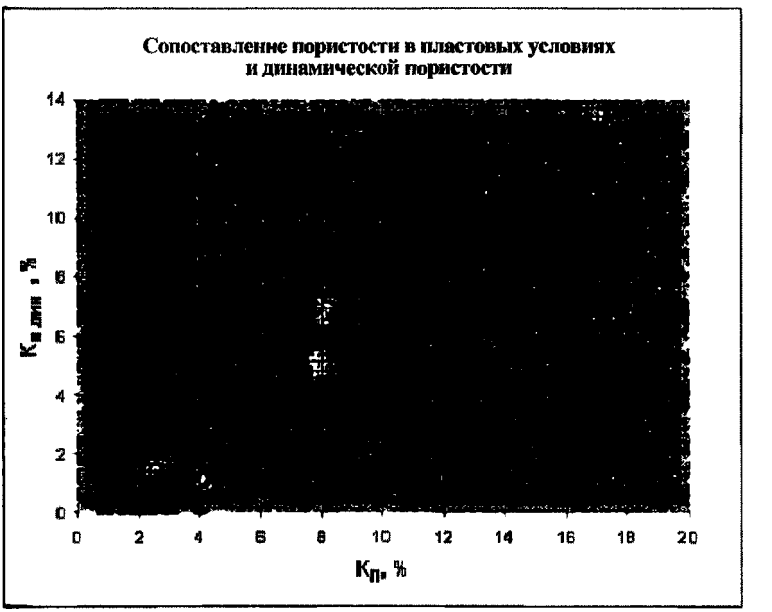


Рис. 2.12. **Обоснование $К_{п\,гр}$ пористости путем сопоставления открытой и динамической пористости (карбонатные отложения D3, Тимано-Печорская провинция) (по данным [31])**

нов от зоны проводимости. У проводников (металлов) запрещенная зона отсутствует.

У полупроводников запрещенная зона имеет определенную ширину $1.6 \cdot 10^{-20}$ - $2 \cdot 10^{-19}$ Дж, то есть это количество энергии, которую необходимо затратить электрону, чтобы перейти в зону проводимости. У диэлектриков запрещенная зона имеет ширину, чаще всего превышающую работу, требуемую для отрыва иона от кристаллической решетки (до $13 \cdot 10^{-19}$ Дж и более) [120]. Поэтому проводимость металлов и полупроводников является электронной, а проводимость диэлектриков - ионной.

Горные породы в большинстве случаев входят в группу полупроводников и характеризуются свойствами, как диэлектриков, так и проводников. При воздействии на породу электрическим током в ней происходит смещение внутренних зарядов, в результате чего на поверхности появляются неуравновешенные заряды, создающие свое электрическое поле, которое направлено противоположно приложенному извне и ослабляет последнее. Возникшее поле - это поле поляризации.

В зависимости от механизма поляризации и типа частиц, участвующих в поляризации, различают четыре основных вида поляризации: электронную, ионную, дипольную ориентационную и макроструктурную.

1. *Электронная* поляризация возникает в атомах при частоте $f=10^{14}$ Гц в результате смещения электронных орбит относительно положительно заряженных ядер - очень быстрый вид поляризации ($t=10^{-15}$ с).

2. *Ионная* (атомная) поляризация образуется за счет смещения в электрическом поле ионов кристаллических решеток. При этом под воздействием электрического поля положительные и отрицательные ионы сдвигаются - более медленный вид поляризации (возникает при $f=10^{12}$ Гц; $t=10^{-12}$ - 10^{-14} с).

3. *Дипольная ориентационная* поляризация наблюдается при наличии в породах ионов с полярными связями (возникает при $f=10^{7}$ - 10^{10} Гц; $t=10^{-7}$ - 10^{-10} с).

4. *Макроструктурная* (объемная) поляризация возникает в многофазной системе, состоящей из кристаллов, обладающих различными электрическими свойствами, и пустот, заполненных жидкостью и газом.

Макроструктурная поляризация присуща горным породам: при внесении породы в электрическое поле свободные ионы и электроны, содержащиеся в проводниках и полупроводни-

ках, начинают перемещаться в пределах каждого типа включения. При этом каждое включение приобретает свой дипольный момент и ведет себя подобно большой молекуле.

Геофизические методы электрометрии, используемые в нефтегазовых скважинах, классифицируются по генезису изучаемого электромагнитного поля и по частоте.

1. *Методы естественного электрического поля*

а) методы постоянного тока:

- методы потенциалов собственной поляризации (СП) (модификации метода СП: градиента СП, селектированных зондов СП, специальных зондов СП и др.);

б) методы квазипостоянного и переменного тока (или методы магнитотеллурических токов (для нефтегазовых скважин не разработаны).

2. *Методы искусственного электромагнитного поля*

а) методы постоянного тока:

- методы кажущегося сопротивления (КС) (модификации метода КС; метод бокового электрического зондирования; метод микрозондирования; резистивиметрия и др.);

- методы потенциалов вызванной поляризации (ВП) (f=0-100 Гц);

б) методы переменного тока:

- индукционные (низко- и высокочастотные);

- диэлектрические (высокочастотные);

- радиочастотные (f=1-10МГц) (метод ядерного магнитного резонанса, метод радиоволнового просвечивания).

В качестве петрофизического обеспечения геофизических методов в лабораторных условиях изучают на образцах горных пород:

- удельное электрическое сопротивление;

- естественную электрохимическую активность;

- вызванную электрохимическую активность;

- характер распространения в породах высокочастотных электромагнитных полей (диэлектрическую проницаемость);

- характер резонансного поглощения породой радиочастотной электромагнитной энергии импульсов.

На поверхностях раздела в системе «скважина-порода» и между пластами различных литологических типов вследствие проникновения пресного фильтрата бурового раствора в пласт и под действием электрического поля происходит изменение электрохимической обстановки, начинаются процессы актив-

ного физико-химического взаимодействия между породой и изменившейся окружающей водной средой:

1. Диффузия ионов солей и их адсорбция на твердой поверхности.

2. Окислительно-восстановительные реакции.

3. Появление электрического поля, возникающего при течении водных растворов в поровом пространстве.

Способность горных пород поляризоваться под действием физико-химических процессов, таких как диффузия солей, адсорбция ионов, называется естественной электрохимической активностью. В лабораторных условиях на образцах керна определяют возникающие вследствие протекания упомянутых процессов соответствующие потенциалы собственной поляризации: диффузионно-адсорбционный ($U_{да}$), окислительно-восстановительный ($U_{ов}$) и фильтрационный ($U_{ф}$) потенциалы.

Потенциалы вызванной поляризации связаны с физико-химическими процессами, протекающими в породах в результате действия внешнего электрического тока на поверхности раздела твердой и жидкой фаз.

Способность горной породы создавать вторичные электрические заряды (после поляризации под действием внешнего электрического поля) называется вызванной электрохимической активностью или поляризуемостью пород. В лаборатории определяют потенциал вызванной поляризации, происхождение которого связано с электрохимическими и электрокинетическими свойствами пористой среды, содержащей электролит.

Таким образом, полный комплекс петрофизического обеспечения электрических геофизических методов исследования скважин включает в себя определение следующих параметров на образце горной породы:

- удельного электрического сопротивления (при полной водонасыщенности образца и при остаточной водонасыщенности);
- диэлектрической проницаемости;
- диффузионно-адсорбционного потенциала;
- окислительно-восстановительного потенциала;
- вызванного потенциала;
- фильтрационного потенциала.

Для петрофизического обеспечения ядерного магнитного и радиоактивного каротажа в лабораториях применяют методы ядерно-магнитного резонанса, рентгеновские и гамма-спектрометрические.

2.4.2. Двойной ионный слой

Важнейшим свойством глинистых частиц является способность адсорбировать ионы из окружающего их раствора. В зависимости от преобладающего заряда подвижных ионов, находящихся в структуре минерального каркаса и способных переходить в раствор электролита, твердая поверхность может приобретать отрицательный или положительный знак.

В естественной горной породе, содержащей глинистый материал, поверхность чаще всего заряжена отрицательно. Одной из причин может быть само строение молекул породообразующих минералов. В качестве примера могут служить полимиктовые песчаники и алевролиты, в состав тонкозернистой фракции которых входят цеолиты: в кристаллической решетке цеолита часть ионов Si^{4+} заменена на Al^{3+}, то есть остается один нескомпенсированный отрицательный заряд, который и определяет отрицательный заряд поверхности.

Гидролиз минералов горных пород - еще одна из причин приобретения поверхностью отрицательного или положительного заряда. Примером могут служить окислы алюминия, являющиеся составной частью алюмосиликатов. Если гидролиз молекул Al_2O_3 происходит в щелочной среде, то поверхность приобретает отрицательный заряд (В. Н. Соколов, 1996 г.):

$$Al_2O_3+3H_2O=2H_2AlO^-_3+2H^+.$$

Если гидролиз происходит в кислой среде, то поверхность приобретает положительный заряд:

$$Al_2O_3+3H_2O=2Al(OH)^+_2+2OH^-.$$

Отрицательно заряженная поверхность образуется также при гидролизе кремнезема:

$$SiO_2+H_2O=HSiO^-_3+H^+.$$

Однако, чаще всего при контакте глинистой породы с электролитом, происходит процесс обменной ионной адсорбции, представляющий собой эквивалентный обмен ионов одного знака на противоположный. Например, если ионит является катионитом (то есть в качестве подвижных ионов содержит только катионы), то переход катионов в раствор, а анионов в ионит приводит к появлению положительного пространственного заряда в растворе и отрицательного в ионите. Равновесие в дисперсной системе устанавливается в результате уравновешивания сил электростатического притяжения: вокруг отрицательно заряженных частиц поверхности концентрируются катионы ра-

створа, образуя, таким образом, двойной ионный слой обычно называемый двойным электрическим слоем (ДЭС).

Примечание. *В основе современных представлений о строении двойного ионного слоя лежат нижеследующие теории.*

Теория Гельмгольца-Перрена. Согласно этой теории строение ионного слоя аналогично строению плоского конденсатора, у которого одна обкладка - поверхность твердого тела, а другая - находится в жидкости на расстоянии диаметра гидратированного иона и заряжена противоположно. Потенциал такого ионного слоя уменьшается линейно.

Теория Гуи-Чепмена. Согласно этой теории строение ионного слоя имеет диффузное (размытое) строение, поскольку ионы обладают кинетической энергией и стремятся равномерно распределиться по всему объему жидкости. Потенциал такого слоя уменьшается по экспоненте, а протяженность диффузного слоя зависит от теплового движения ионов.

Теория Штерна. Эта теория объединяет первые две, т.е. Штерн предположил, что слой противоионов состоит из 2-х частей: первая - слой Гельмгольца, вторая - слой Гуи. В диффузном слое находится плоскость скольжения, по которой происходит разрыв ДЭС при перемещении твердой фазы и жидкости относительно друг друга. Потенциал плоскости скольжения называется электрокинетическим или ζ-потенциалом.

Таким образом, ДЭС похож на плоский конденсатор, состоящий из внутренней и внешней обкладок.

Внутренней обкладкой является неподвижный адсорбционный слой ионов (чаще всего анионов), пришедших из раствора и заряжающих поверхность твердого тела отрицательно. Среди этих анионов может присутствовать и небольшое количество катионов. Этот слой называют также слоем Гельмгольца.

Внешнюю обкладку образует слой катионов, пришедших из раствора. Однако только часть катионов внешней обкладки входит в ее неподвижный слой. Другая часть под действием теплового движения распределяется в прилегающем объеме раствора, сохраняя свою подвижность и образуя так называемый диффузный слой (или слой Гуи).

Общий заряд ионов адсорбционного и диффузного слоев равен заряду внутренней обкладки, так как в целом ДЭС электронейтрален. Таким образом, ионы внешней обкладки (противоионы) не входят в состав твердой фазы, но связаны с ней электростатически. В то же время они находятся в динамичес-

ком равновесии с ионами раствора и могут обмениваться с ними в эквивалентных количествах. Чаще всего в роли противоионов выступают катионы щелочных и щелочно-земельных металлов (Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+} и др.), не связанные с определенным местом в решетке кристалла глинистого минерала и поэтому способные переходить в диффузный слой и обмениваться на другие катионы. В этом случае количество ионов внутренней обкладки постоянно и не зависит от состава электролита.

При наличии в породе градиента концентрации подвижных ионов возникает диффузный поток, в котором, как правило, преобладают подвижные катионы в тем большей степени, чем больше ионная емкость α. Преобладание диффузии катионов над диффузией анионов вызывает появление разности диффузионно-адсорбционных потенциалов dE и, следовательно, поля dE/dx, которое тормозит движение катионов и ускоряет движение анионов до тех пор, пока ионный поток не станет электронейтрален.

Таким образом, модельные представления о двойном электрическом слое в глинистой горной породе, находящемся в равновесии с внешним раствором электролита, основываются на наличии электрического заряда на поверхности твердых частиц, компенсируемого противоионом. Равновесие в системе достигается в результате уравновешивания сил электростатического притяжения зарядами поверхности противоионов и отталкивания одноименных по знаку ионов. Диффузному распространению противоионов способствует тепловое воздействие на движение частиц.

При изучении физико-химических свойств глинистых пород одним из важных электрохимических параметров является поверхностная проводимость, характеризующая весь двойной электрический слой и связывающая количественно электрокинетические и адсорбционные свойства капиллярных систем подобного рода.

Таким образом, теория ДЭС связывает величины плотности зарядов в слое, толщину этого слоя, концентрацию внешнего электролита, заряд ионов, электрокинетический потенциал, поверхностную проводимость.

Явление поверхностной проводимости особенно отчетливо фиксируется в дисперсных системах, пустотное пространство которых состоит из пор и капилляров различных размеров, и заключается в том, что раствор электролита, содержащегося в этих пустотах, обладает большей удельной электропроводностью по

сравнению с окружающим равновесным свободным раствором. Эта добавочная электропроводность обусловливается проводимостью избыточных ионов двойного электрического слоя.

Иначе говоря, электропроводность растворов в порах дисперсной среды состоит из удельной электропроводности свободного раствора $æ_v$ и «поверхностной» проводимости $æ_s$:

$$æ=æ_v+æ_s \qquad (2.22)$$

Необходимо иметь в виду, что величина $æ_s$ является не удельной электропроводностью поверхностного слоя твердой фазы, как это представляется на первый взгляд, а именно дополнительной электропроводностью к величине $æ_v$, т.к. обусловлена избытком подвижных ионов, распределенных равномерно по всему объему электролита в порах. В этом смысле термин «поверхностная проводимость» не совсем точно отображает физическую сущность этого явления. Однако заменять этот привычный и в какой-то мере удобный термин нецелесообразно.

Определение поверхностной проводимости оказывается чрезвычайно полезным при изучении пористости горных пород методом электропроводности и ионнообменной способности, поскольку эксперименты показали, что электропроводность системы увеличивается как при низкой минерализации воды за счет дополнительной поверхностной проводимости, так и при высокой минерализации, по-видимому, за счет упрощения структуры порового пространства вследствие уменьшения содержания глинистой компоненты.

Таким образом, опыты продемонстрировали, что степень минерализации воды оказывает существенное и сложное влияние на электропроводность глинистых пород.

2.4.3. Удельное электрическое сопротивление пород

В комплексе методов ГИС наиболее широко и успешно применяется метод измерения электрического сопротивления пород, несущий информацию о содержании углеводородов в коллекторах. Однако эффективность оценки нефтегазонасыщения пород зависит, прежде всего, от точности определения этого параметра в скважинных условиях. Геологические

же условия измерения в скважинах таковы, что довольно сложно получить достоверное значение электрического сопротивления. К основным причинам затруднений относятся:

1. Отличие электрического сопротивления (ЭС) среды в стволе скважины, где находится измерительная аппаратура, от ЭС окружающих пород.

2. Проникновение пресного фильтрата бурового раствора в пласт, приводящее к образованию между зондом и исследуемым сопротивлением зоны с иной электрической характеристикой.

3. Литологическая неоднородность разрезов скважин по вертикали и т.д.

Электрическое сопротивление горных пород определяется величиной их удельного электрического сопротивления (УЭС), характеризующего противодействие единицы объема вещества (породы, воды, нефти и др.) прохождению электрического тока. Величина УЭС зависит от вещественного состава проводника, температуры, давления и многих других факторов.

Величина УЭС природных вод ($\rho_в$) изменяется в широких пределах: от $1 \cdot 10^{-2}$ до $1 \cdot 10^3$ Омм. В еще более широких пределах (от тысячных долей Ом-метра до многих десятков и сотен тысяч Ом-метров) варьирует УЭС $\rho_п$ горных пород.

Для горных пород характерна смешанная электропроводность с преобладанием ионной в осадочных и электронной в магматических породах, находящихся на больших глубинах.

Если порода представлена породообразующими минералами высокого удельного сопротивления и заполнителем порового пространства с $\rho_в$, то величину $\rho_п$ можно выразить в виде:

$$\rho_п = P_п \cdot P_н \cdot P_t \cdot П_п \cdot \rho_в, \qquad (2.23)$$

где $P_п$ - параметр пористости; $P_н$ - параметр насыщения; P_t - параметр температуры; $П_п$ - параметр проводимости.

Параметры эти взаимосвязаны, но связи эти считаются несущественными и ими пренебрегают. Из перечисленных параметров наиболее существенными являются параметр пористости $P_п$ и параметр насыщения $P_н$.

Для неглинистых пород по В. Н. Дахнову:

$$P_п = \frac{a_п}{K_п^m}, \qquad (2.24)$$

где $a_п$ - коэффициент, обычно изменяющийся от 0.4 до 0.6; m - структурный показатель (или фактор цементирования), изменяется от 1.3 до 2,5.

Параметр пористости $P_п$ увеличивается по мере возрастания сцементированности породы, что объясняется увеличением длины токопроводящих путей, оцениваемой величиной электрической извилистости $T_э$, которая равна отношению средней статистической длины $\ell_э$ токопроводящих путей в образце породы к его длине ℓ. По теории электропроводности пород:

$$T_э = \sqrt{P_п \cdot K_п}. \qquad (2.25)$$

Параметр насыщения рассчитывается по формуле:

При $K_в$<0.4 - 0.5 $P_н = \frac{a_н}{K_в^n}$, по Дахнову или $P_н = \frac{1}{K_в^n}$ - по Арчи,

где $a_н$ - постоянная, близкая к 1; n -показатель смачиваемости.

Показатель n - это эмпирический параметр, который определяется экспериментально на образцах керна, и зависит от характеристики смачиваемости поверхности, т.к. УЭС образцов горных пород определяется площадью поперечного сечения и длиной токопроводящих каналов: величина УЭС увеличивается по мере уменьшения площади поперечного сечения и удлинения пути прохождения тока. Показатели m и n можно оценить только на образцах горной породы, поэтому необходимость определения УЭС пород в лабораторных условиях остается востребованной в настоящее время.

Определение параметра насыщения $P_н$ осуществляется на образцах пород, содержащих остаточную водонасыщенность, созданную методом центрифугирования или любым другим косвенным методом. По измеренным данным устанавливается связь $P_н = f(K_в)$.

Отечественные и зарубежные исследователи установили, что двухмерные связи параметра пористости и параметра на-

сыщения от пористости и водонасыщенности, соответственно, являются неустойчивыми, т.к. величины относительных сопротивлений $P_п$ и $P_н$ оказываются зависящими от многих факторов:

1. Количественного содержания глинистого материала $C_{гл}$ - величина $P_п$ увеличивается по мере увеличения $C_{гл}$.
2. Типа распределения глинистого материала.
3. Минерального состава и структуры порового пространства горных пород: для фиксированных $K_п$ параметр $P_п$ увеличивается с ростом доли порового цемента и уменьшается по мере увеличения доли пленочного цемента.
4. Минерализации $C_в$ насыщающего раствора: по мере увеличения минерализации раствора величина $P_п$ растет, что объясняется возрастанием доли свободного раствора в проводимости породы.
5. Геометрии порового пространства (длины токопроводящих каналов, а также их формы и сечения).
6. Электропроводности связанной воды.
7. Характеристики смачиваемости поверхности.
8. Содержания карбонатности и т.д.

Многочисленные экспериментальные работы позволили обобщить результаты исследований влияния различных факторов на УЭС пород.

Способы учета влияния типа распределения глинистости на УЭС

Современные и наиболее общепринятые методы интерпретации материалов ГИС основываются, как известно, на точном учете глинистости пород. При учете влияния глинистости на геофизические параметры исследователи обычно выделяют два основных типа пространственного распределения глинистых частиц в породе: дисперсный (или рассеянный) и слоистый. Предполагается, что дисперсная глинистость занимает только внутрипоровое пространство и распределена в нем равномерно. Слоистая же глинистость находится в виде прослоев различной толщины и обособленных включений и замещает как зерна породы, так и поровое пространство. Однако часто встречаются коллекторы со смешанным типом распределения глинистого материала.

От пространственного положения в породе глинистого материала в первую очередь зависят такие физические характе-

ристики, как УЭС и скорость распространения упругих колебаний: при слоистом предполагается параллельное включение глинистого материала в токопроводящую цепь, при дисперсном - последовательное.

Лучше всего характеризовать глинистость как объемное содержание глинистого материала в пласте, и определять его либо по гамма-методу, либо методом сопротивлений. Исходной величиной может служить удельное сопротивление зоны проникновения фильтрата и незатронутого проникновением нефтегазового пласта.

При большом УЭС фильтрата бурового раствора для зоны проникновения имеет место соотношение:

$$\frac{\rho_{гл}}{\rho} = C_т + C_р^2, \qquad (2.26)$$

где ρ - наибольшее из двух сопротивлений $\rho_п$ и $\rho_{зп}$; $C_т$ и $C_р$ - объемное содержание тонкослоистого и рассеянного глинистого материала, соответственно.

Таким образом, видно, что для определения содержания глинистого материала методом сопротивлений необходимо иметь сведения о количестве слоистой и рассеянной глинистости в единице объема пласта.

Первичные сведения о преобладающем типе пространственного распределения глинистости можно получить по результатам лабораторного исследования кернового материала: по макро- и микролитологическому описанию керна и данным гранулометрического анализа пород в комплексе с емкостью катионного обмена, емкостью пустотного пространства, а также данным по УЭС и диффузионно-адсорбционному потенциалу.

Сведения о количественном содержании рассеянной глинистости получают по результатам гранулометрического анализа, определяя весовую глинистость $C_{гл}$. Количественное содержание слоистой глинистости и глинистости в виде плотных включений можно определить по данным гранулометрического анализа и емкости катионного обмена (общей и для выделенной глинистой фракции).

Однако, несмотря на многочисленные теории и экспериментальные работы, в настоящее время отсутствуют практические

рекомендации распознавания при интерпретации материалов ГИС типа распределения глинистого материала и влияния последнего на характер распределения нефтенасыщения.

Зависимость УЭС от структуры литотипов и минерального состава пород

Общеизвестная эмпирическая формула Арчи-Дахнова, устанавливающая связь между пористостью и УЭС породы, охватывает весь теоретически возможный диапазон изменения пористости $K_п$ от 0 до 100 %, но действительна только для чистых неглинистых песчаников.

По мере увеличения содержания глинистого материала пористость породы уменьшается, структура порового пространства изменяется и, следовательно, усложняется геометрия путей прохождения электрического тока. Многообразие сложных взаимозависимостей между вещественным составом и петрофизическими свойствами пород оказывает влияние на физическую сущность зависимости $P_п=f(K_п)$ в каждом конкретном случае. В связи со сложностью вопроса теория электропроводности песчано-глинистых пород, которая могла бы быть использована в практических целях, до настоящего времени не разработана. Но этому вопросу уделяется большое внимание.

Зарубежными исследователями (Schwartz Lawrence M. and KImmInau Stephen, 1987 г.) проведен анализ изменения электропроводности системы консолидированных сферических зерен, моделирующих процесс диагенетического уплотнения и цементации. В основу анализа положено аксиоматическое представление о том, что любая пористая среда состоит из пор, которые соединяются между собой узкими перешейками («горлами»).

В результате сделан основной вывод: если в процессе диагенетического уплотнения цементация зерен происходила преимущественно на их контактах, то показатель m будет невысоким; если же цементация происходила в направлении узких каналов и, следовательно, площадь контактов зерен увеличивалась, усиливая степень цементации, то показатель *m* значительно возрастает.

Следовательно, при построении взаимосвязи относительного сопротивления и пористости пород следует учитывать, что построение графической зависимости $P_п=f(K_п)$ имеет практическое значение только для пород-коллекторов. Допускают

ошибку те исследователи, которые объединяют в одну статистическую выборку коллектор и неколлектор, получая в результате низкий коэффициент корреляции и высокие значения показателя *m*.

Понятие «показатель цементации» (или фактор цементации) не имеет статуса конкретной физической величины, которую можно было бы определить прямыми физическими измерениями. Он является косвенной характеристикой, как степени сцементированности породы, так и ее структурных особенностей, что и проявляется в тесноте приведенных выше связей. Однако тесные связи устанавливаются в пределах тех литотипов пород, у которых на геометрическую форму пор оказывают влияние одни и те же факторы, характеризующие литологические особенности терригенной породы (глинистость, размер зерен, упаковка).

При интерпретации данных промысловой геофизики используется наиболее распространенная физическая модель терригенной гранулярной породы - модель глинистого коллектора, согласно которой твердая фаза состоит из жесткой (скелетной) и пластичной (глинистой) частей. При этом скелетная часть относится к неактивной составляющей породы, а глинистая - к адсорбционно-активной. В то же время известно, что на емкостные и фильтрационные свойства терригенных коллекторов, кроме глинистой компоненты, оказывает существенное влияние и карбонатность, которая является, как правило, цементным материалом, но относится к неактивной части породы. Тем не менее, при изучении электропроводности терригенных коллекторов наличие карбонатности и влияние ее, скажем, на УЭС пород в упомянутых выше моделях не рассматриваются.

На рис. 2.13 приведен пример сложного влияния карбонатности на структурный показатель. Видно, что по мере увеличения карбонатности (до $C \approx 5$ %) в пределах одного и того же литотипа породы показатель m сначала уменьшается, подтверждая, что небольшое содержание карбонатов способствует упорядочению путей прохождения электрического тока. Затем появляется участок, на котором увеличение карбонатности практически не изменяет структуру порового пространства, после чего ($C \approx 13$ - 14 %) происходит довольно резкое увеличение показателя m. Отсутствие явного количественного влияния карбонатов на геометрическую форму пор в интервале

С≈5 - 14 % можно объяснить тем, что по мере увеличения содержания карбонатов (количественное изменение) происходит накопление нового качества породы, которая в определенный момент переходит в новый литотип, например, из слабокарбонатного в сильнокарбонатный песчаник или алевролит, а затем в мергель или известняк.

Таким образом, при С>5 % в образцах пород начинают постепенно ухудшаться коллекторские свойства, а при С ≈ 10 - 14 % терригенная часть породы, как правило, становится неколлектором. По мере увеличения содержания карбонатов величина УЭС также значительно возрастает.

В табл. 2.4 приведены данные о влиянии карбонатности пород на УЭС на примере пласта III юрских отложений Восточного Предкавказья. Представлены все литотипы пород, слагающие этот пласт: песчаники слабокарбонатные и карбонатные; мергели, доломиты и аргиллиты. Учтено содержание глинистой компоненты. Видно, что по мере увеличения у песчаников карбонатной составляющей величина УЭС значительно возрастает, пористость - уменьшается, в то время как глинистость имеет самые различные значения.

Если произвести графическое построение на основе при-

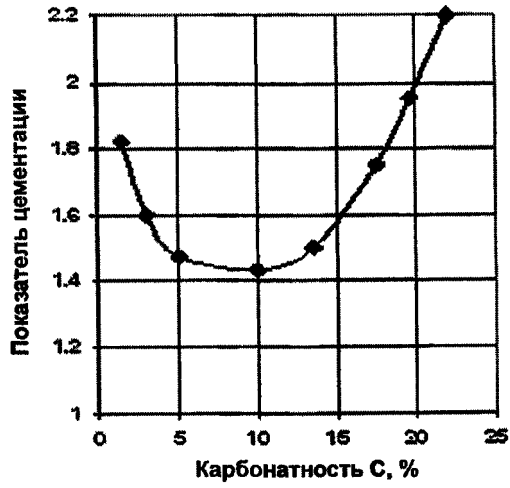


Рис. 2.13. **Зависимость показателя цементации от карбонатности пород (III пласт юрских отложений Восточного Предкавказья)**

веденных данных, то окажется, что для каждого литологического типа пород существует своя, только ей присущая связь $\rho_{вп}=f(C)$, подтверждающая влияние характера цементации на коллекторские свойства пород.

В качестве примера влияния карбонатности на электрические свойства пород на рис. 2.14 представлены зависимости $P_п=f(K_п)$ для образцов с разным содержанием $CaCO_3$.

Влияние минерализации насыщающего раствора на УЭС пород

Зарубежные исследователи предложили использовать модель электропроводности глинистых пород по формуле Арчи, пользуясь насыщающим раствором высокой минерализации ($\rho_в$=0.04 - 0.05 Омм) и введя поправку на поверхностную проводимость. При этом считалось, что влияние глинистости на соотношения $\rho_{вп}/\rho_в$ и $\rho_{нп}/\rho_в$ уменьшается. Эти предельные соотношения, где $\rho_в$ - УЭС высокоминерализованной воды, назвали параметром пористости $P_п$ и параметром насыщения $P_н$ соответственно.

Однако при практическом использовании указанных соотношений, как правило, при высокой концентрации пластовой воды глинистые породы показывают более высокие УЭС, чем даже продуктивные пласты. Для объяснения этого факта некоторые исследователи использовали теорию по-

Таблица 2.4

Влияние карбонатности пород на УЭС (на примере литотипов пород III пласта юрских отложений Восточного Предкавказья)

№ обр.	Литотип породы	Глинистость, Сгл, %	Карбонатность, С, %	Пористость, Кп, %	УЭС, $\rho_{вп}$, Омм
1	Песчаник	9.9	1.0	15.4	3.2
2	Песчаник	11.0	7.0	10.4	4.2
3	Песчаник	18.9	12.0	6.1	5.9
4	Песчаник	1.8	23.0	6.5	6.6
5	Песчаник	4.9	26.0	6.0	8.0
6	Песчаник	1.6	34.0	2.9	14.5
7	Мергель	36.6	41.0	11.4	3.9
8	Мергель	–	65.0	3.7	11.0
9	Доломит известковистый	10.3	53.0	9.9	4.8
10	Аргиллит	–	1.0	2.4	10.5
11	Аргиллит	–	3.0	2.6	12.0
12	Аргиллит	–	9.0	1.7	23.5

верхностной проводимости, согласно которой

$$\frac{1}{\rho_{см}} = \frac{1}{\rho_в} + \sigma_{пп}, \qquad (2.27)$$

где $\rho_{см}$ - сопротивление смеси электролитов в порах глинистой породы; $\sigma_{пп}$ - поверхностная проводимость.

Еще в работе Б.Ю. Вендельштейна (1972 г.) обсуждалась

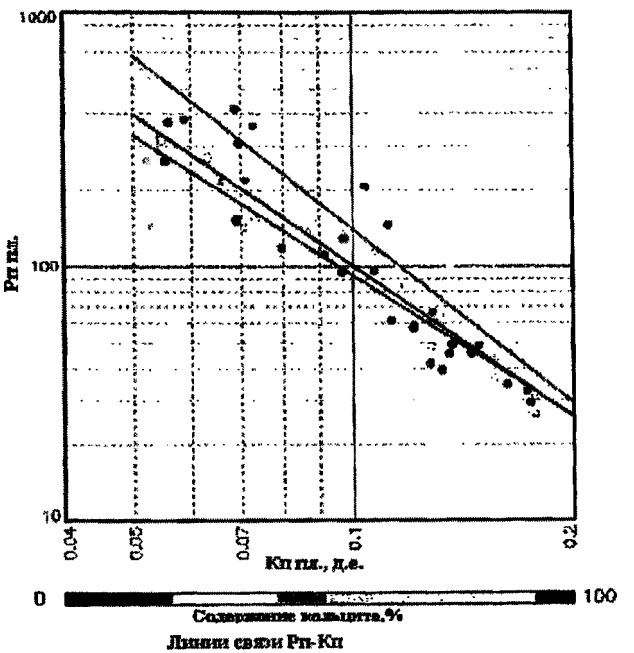


Рис. 2.14. **Зависимость $P_п=f(K_п)$ при различном минеральном составе (карбонатные отложения D3, Тимано-Печорская провинция) (по данным [31])**

природа непостоянства величины $P_п$ при изменении минерализации насыщающего раствора. Отмечалось, что степень изменения $P_п$ тем больше, чем выше глинистость исследуемого образца породы. Было замечено также, что УЭС глинистых пород по-разному ведет себя в зависимости от степени минерализации раствора: при повышении концентрации солей в глинистой породе величина УЭС увеличивается, а при снижении минерализации, наоборот, уменьшается. Объяснялось это явление тем, что при увеличении содержания глинистого материала доля пор, занимаемого ДЭС, увеличивается.

Применительно к полимиктовым коллекторам В. В. Поспелов (1975 г.) также изучал влияние степени минерализации воды $C_в$ на величину $P_п$: при низких значениях Св<0.1 н влияние глинистой компоненты твердой фазы проявлялось в понижении $P_{п гл}$ по сравнению с «неглинистыми» отложениями с таким же коэффициентом пористости $K_п$. Напротив, в области высоких минерализаций $C_в \geq 0.1$ - 1 н влияние глинистости было противоположным: $P_{п гл} > P_п$. Построив зависимость $P_п = f(K_п)$ для трех концентраций: $\rho_в$=0.6; 0.7 и 0.046 Омм, было отмечено закономерное повышение $P_п$ с ростом минерализации насыщающего раствора к предельному значению $\rho_в$=0.046 Омм. Подобная закономерность отмечалась и для слабоглинистых песчаников.

Б.Л. Александров (1980 г.) также занимался изучением УЭС связанного раствора электролита в глинистых породах майкопа (палеоген). Проведенные экспериментальные исследования позволили установить, что:

- минерализация прочносвязанной воды оказалась постоянной, а ее УЭС $\rho_{вп} \approx 0.35$ Омм;

- среднее значение УЭС рыхлосвязанной воды зависит от общей влажности породы и минерализации свободной воды: при $\rho_в \leq 0.20$ Омм величина $\rho_{вр}$=0.25 - 0.30 Омм.

По мнению Б.Л. Александрова, аномальная электропроводность связанного раствора электролита обусловлена изменением концентрации ионов в тонкой пленке, с одной стороны, и уменьшением их подвижности во внешней обкладке ДЭС, с другой.

На основании многочисленных экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы о зависимости $P_п = f(K_п)$ для глинистых пород:

1. Параметр $P_п$ не остается постоянным при изменении минерализации насыщающего раствора, закономерно уменьшаясь при снижении минерализации.

2. Степень уменьшения $P_п$ тем больше, чем выше относительное содержание глинистого материала.

3. Влияние глинистости на $P_п$ качественно различаются при насыщении породы водой низкой ($C_в$<0.5 н; $\rho_в$>0.4 - 0.6 Омм) и высокой ($C_в$>0.5 н; $\rho_в$<0.4 - 0.6 Омм) минерализаций.

4. Зависимость $P_п$ от минерализации насыщающего раствора контролируется степенью учета электропроводности двойного электрического слоя или, как принято считать, поверхностной проводимостью $П = \frac{P_{п.ф}}{P_{п пред}}$, где $P_{пф}$ - текущее значение $P_п$; $P_{п пред}$ - значение $P_п$ при максимальной минерализации.

Кроме того, результаты исследований различных авторов показали, что большое значение для расчета величины $P_п$ имеет абсолютно точное измерение УЭС $\rho_в$ минерализованной воды.

На рис. 2.15 приведены кривые $P_п=f(K_п)$, полученные по усредненным экспериментальным данным значений $P_п$ для одной и той же пористости, но при разной минерализации насыщающей воды. Видно, что по мере увеличения минерализации воды величина $P_п$ для одной и той же пористости значительно увеличивается, особенно в области низких $K_п$, в то время как при очень малой концентрации солей в воде величины $P_п$ практически не зависят от пористости пород и имеют очень низкие значения.

Влияние минерализации воды на величину $P_п$ обычно объясняется усилением роли проводимости двойного электрического слоя, возникающей, как правило, в приповерхностной зоне глинистых частиц. Из этого следует, что при низкой минерализации воды по мере уменьшения глинистости для всех изученных литологических разностей УЭС увеличивается, а при высокой минерализации, наоборот, уменьшается.

Таким образом, УЭС системы ведет себя прямо противоположно в условиях резкой смены минерализации этой системы. При этом, в пределах низкой минерализации отмечается различие в степени этого влияния: при низкой минерализации УЭС более высокое для грубозернистых, малоглинистых разностей, и значительно ниже для мелкозернистых, более глинистых.

Таким образом, электропроводность увеличивается как при низкой минерализации воды за счет дополнительной проводимости двойного электрического слоя, так и при высокой мине-

рализации, по-видимому, за счет упрощения структуры порового пространства (геометрический фактор) вследствие уменьшения количественного содержания глинистого цемента.

В качестве основного итога обсуждения результатов изучения влияния минерализации на УЭС глинистых пород, следует обратить внимание на определенную повторяемость как в методах экспериментальных исследований влияния минерализации раствора на УЭС пород и получении похожих результатов, так и в объяснении физической сущности этих результатов. Различие в объяснении полученных результатов состоит в том, что одни авторы существование инверсии зависимости $\rho_{вп}=f(K_п)$ при изменении минерализации раствора объясняют определенной ролью электропроводности связанной воды, другие - дополнительным влиянием поверхностной проводимости. Здесь уместно вспомнить, в чем суть связи между величинами П и ДЭС: электропроводность ДЭС - это основная составляющая поверхностной проводимости, которая является более общей электрокинетической и адсорбционной характеристикой поверхности тонкодисперсных систем.

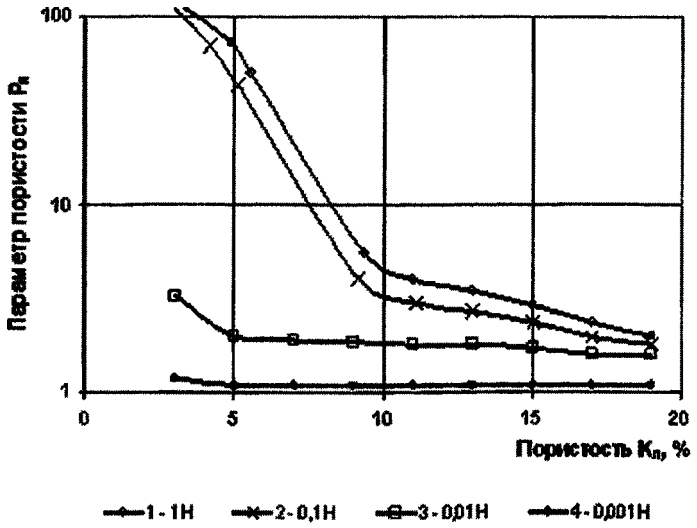


Рис. 2.15. **Зависимость параматра пористости от пористости пород при различной минерализации насыщающей воды**

Основным недостатком обсуждаемых исследований является изучение только водонасыщенных пород, то есть только преимущественно гидрофильных систем, без учета влияния на УЭС системы присутствия нефтяной компоненты, изменяющей смачиваемость поверхности.

Влияние смачиваемости поверхности на УЭС пород

Насыщенность пласта углеводородами часто оценивается по данным электрического сопротивления при каротаже скважин. Экспериментальные работы показали, что характеристика смачиваемости и очередность («история») насыщения жидкостями являются важными факторами, влияющими на УЭС, т.к. именно эти факторы контролируют положение и распределение жидкостей в пустотном пространстве пористой среды. В гидрофильной породе минерализованная вода занимает маленькие поры и покрывает в виде тонкой непрерывной пленки поверхность породы; в гидрофобной породе вода локализуется в центре больших пор.

Это различие в распределении токопроводящей среды, обусловленное характеристикой смачиваемости, становится очень важным по мере уменьшения водонасыщенности: в гидрофильной среде вода (рассол) остается непрерывной вплоть до значительного снижения ее насыщенности; в гидрофобной - часть рассола будет быстро терять непрерывность по мере снижения водонасыщенности, и, следовательно, величина УЭС будет увеличиваться быстрее и значительнее.

Условия смешанной смачиваемости возникают в том случае, когда нефть взаимодействует только с той частью поверхности, с которой непосредственно контактировала и оставила на ней слой гидрофобного органического вещества. В связи с тем, что малые поры остаются гидрофильными, поведение породы по отношению к электропроводности в этом случае будет отличаться от поведения в условиях однородной гидрофобной системы, а показания n не достигают больших значений, которые обычно характерны для однородно смачиваемых гидрофобных систем. Однако, несмотря на то, что поведение смешанно-смачиваемых и гидрофильных кернов будет похожим, это не означает, что измерения УЭС на чистых, гидрофильных кернах применимо для интерпретации пластовых систем.

Исследователи, занимающиеся изучением влияния смачиваемости на УЭС пород, пришли к заключению, что если точно неизвестно, является ли пласт сильно гидрофильным, показатель n необходимо обязательно определять на керновом материале, обладающем пластовой или близкой к ней смачиваемостью.

2.4.4. Диэлектрическая проницаемость горных пород

Диэлектрическая проницаемость (ДП) относится к электромагнитным свойствам горных пород и определяет характер распространения в них высокочастотных электромагнитных полей.

ДП является свойством среды, показывающим, во сколько раз уменьшилась напряженность электрического поля в диэлектрике по отношению к напряженности в вакууме.

Отношение диэлектрической проницаемости ε' к диэлектрической проницаемости в вакууме ε_0 (равной 1), $\varepsilon'/\varepsilon_0=\varepsilon$ называется относительной диэлектрической проницаемостью и численно равно диэлектрической проницаемости ε' в диэлектрике. Исследования показали, что с увеличением частоты электрического поля ($f\geq10^{14}$ Гц) диэлектрическая проницаемость снижается в большей степени у горных пород с большими значениями ε. Именно вследствие этого происходит сужение пределов изменения диэлектрической проницаемости пород в области высоких частот. При частотах выше 50 МГц большая часть пород имеет $5\leq\varepsilon\leq10$.

Диэлектрическая проницаемость минералов при небольших частотах обычно изменяется в пределах 3 - 25. Наименьшее значение ε=4 - 5 имеют минералы, обладающие лишь электронной поляризацией (кварц, сера и др.). У минералов, у которых к электронной поляризации добавляется еще и ионная, диэлектрическая проницаемость увеличивается. Замечено также, что у минералов с дипольной ориентационной поляризацией величина диэлектрической проницаемости еще больше. Этим объясняется высокая ДП воды (ε=81), льда (ε=73) и т.д.

Диэлектрическая проницаемость большинства силикатов изменяется в пределах 6 - 7. У силикатов, в составе которых преобладают катионы Ca^{2+} и $Fe^{2+,3+}$ она выше и составляет ~10.

На величину ε минералов кроме состава заметное влияние оказывает адсорбированная в них влага: отмечена силь-

ная дисперсия, особенно в области невысоких частот, электрического поля 10-10^5 Гц.

Горные породы в их естественном залегании обладают пористостью и могут быть нефте- газонасыщенными. Поэтому величина ДП является функцией не только минерального состава твердой фазы, но и в большей степени объема пустотного пространства, концентрации и состава порового раствора, а также структурного фактора. Увеличение концентрации электролита также способствует увеличению диэлектрической проницаемости породы. Присутствие углеводородов в жидкой фазе уменьшает величину ε.

В связи с тем, что минералы, составляющие твердую фазу с высокой диэлектрической проницаемостью, присутствуют в горной породе в очень малых количествах, величина ε в основном определяется их пористостью и находится в прямой зависимости от глинистости. Факт резкого различия по величине ДП для воды, газа и нефти используется при исследовании разрезов нефтяных скважин с целью разделения коллекторов по характеру их насыщенности.

В связи с тем, что ДП основных породообразующих минералов, как для терригенного, так и для карбонатного разреза меняется в узких пределах, то и влияние минерального состава скелета на величину $\varepsilon_{вп}$ незначительно. Однако глинистость оказывает существенное влияние на характер зависимости $\varepsilon_{вп}=f(K_п)$, т.к. обеспечивает дополнительную поляризацию: величина $\varepsilon_{ск}$ глин может иметь значение 25, что в 4 - 5 раз выше кварца и полевых шпатов. Увеличению $\varepsilon_{ск}$ глин и глинистых пород способствует также структурная поляризация двойного слоя, образующегося на поверхности глинистых частиц.

Практическая ценность определения ДП состоит в следующем. Если имеется корреляционная связь между остаточной водонасыщенностью $K_{ов}$ образцов пород и пористостью $K_п$, то, введя в расчеты соответствующих формул параметр относительного водонасыщения $K_в$, можно рассчитать семейство графиков $\varepsilon_{нп}=f(K_п)$ для различных значений $K_в$=const, задаваясь значениями констант $\varepsilon_{нг}$ и $\varepsilon_в$, которые должны быть известны для данного региона. Полученные семейства графиков $\varepsilon_{нп}=f(K_п)$ для различных $K_в$=const рекомендуется использовать для оценки характера насыщения коллекторов нефти и газа при интерпретации диаграмм диэлектрического метода, если

достаточно надежно установлено граничное значение $K_{в\,гр}$, по результатам исследования зависимости фазовой проницаемости от водонасыщенности.

Следует, к сожалению, отметить, что изучение диэлектрической проницаемости образцов горных пород не является пока что общепринятым и не нашло широкого применения в практике петрофизических лабораторий. Такое положение объясняется тем, что фактически разработана только теоретическая часть этого вопроса, а круг исследователей, разрабатывающих методическую сторону измерения ДП, оказался достаточно узким.

2.4.5. Диффузионно-адсорбционный потенциал

Механизм взаимодействия горных пород с водными растворами электролитов обусловлен специфическими свойствами твердой поверхности:

1) способностью избирательно адсорбировать не только молекулы воды, но и ионы электролита, что приводит на границе раздела фаз к образованию двойных электрических слоев;

2) способностью к ионному обмену.

Таким образом, на поверхности раздела скважина-порода, а также между пластами различной литологии возникают естественные стационарные электрические поля, образование которых связано, в частности, с процессом диффузии ионов из-за разницы в минерализации пластовой воды и пресного фильтрата бурового раствора. На границе водных растворов электролита различной минерализации происходит диффузия ионов из раствора большей минерализации в разбавленный раствор. Вследствие этого менее концентрированный раствор приобретает заряд, знак которого соответствует знаку заряда более концентрированного раствора.

На границе соприкосновения двух растворов возникает электродвижущая сила (ЭДС). Другими словами, обязательным условием возникновения диффузионной ЭДС $E_{д1,2,}$ является различие концентраций растворов и подвижность ионов.

Величина диффузионного ЭДС двух растворов различной минерализации определяется уравнением Нернста:

$$E_{Д_{1,2}} = \frac{R \cdot T \cdot (n_к \cdot u - n_а \cdot v)}{F \cdot (n_к \cdot z_к \cdot u + n_а \cdot z_а \cdot v)} \cdot \ln \frac{C_1}{C_2}, \qquad (2.28)$$

где $n_к$, $n_а$ - число катионов и анионов, на которые диссоциирует молекула электролита; u, v - скорость движения катионов и анионов или их подвижность; $z_к$, $z_а$ - валентности катионов и анионов; R=8.314 Дж/моль - универсальная газовая постоянная; T - абсолютная температура в градусах Кельвина; $F=N_A e=9.648456\cdot10^4$ Кл/моль - число Фарадея; $N_A=6.022\cdot10^{23}$ - постоянная Авогадро; $e=1.6021892\cdot10^{-19}$ Кл - заряд электрона; C_1 и C_2 - эквивалентные концентрации растворов 1 и 2.

Если же два электролита различной концентрации разделить тонкопористой перегородкой (например, образцом горной породы, насыщенной электролитом более высокой концентрации), то к диффузии ионов присоединятся еще и процессы обмена и адсорбции ионов на поверхности твердой фазы. Возникает еще одна ЭДС - диффузионно-адсорбционная $E_{да}$:

$$E_{ДА} = K_{ДА} \cdot \lg \frac{C_1}{C_2}, \qquad (2.29)$$

где $K_{ДА} = \frac{2.3R \cdot T \cdot (N_к - N_а)}{F}$ - коэффициент диффузионно-адсорбционной ЭДС, характеризующий величину $E_{ДА}$; $N_К$ и $N_А$ - числа переноса ионов при диффузии их через породу, разделяющую растворы.

Однако экспериментальные работы показали, что физико-химические процессы, порождающие диффузионно-адсорбционную разность потенциалов при разделении двух растворов образцом горной породы, являются более сложными. Поэтому неудивительно, что существует несколько гипотез, объясняющих природу $E_{ДА}$. Наибольший интерес представляют гипотезы Д. А. Шапиро и Б. Ю. Вендельштейна, подробно рассмотренные в [31].

Тем не менее, несмотря на некоторое различие во взглядах на механизм возникновения разности потенциалов в электрохимической цепи, включающей горную породу, общим является то, что основная роль отводится влиянию различия в подвижностях катионов и анионов применяемых контактирующих растворов.

Таким образом, диффузионно-адсорбционная активность

$A_{да}$ - свойство горных пород создавать диффузионно-адсорбционные потенциалы, возникающие в результате ионнообменной и ионносорбционной способности пород поглощать и адсорбировать ионы из раствора электролита. Величина $A_{да}$ оценивается разностью между $E_{да}$ и $E_д$ в случае, когда два электролита с различающимися минерализациями разделены образцом горной породы. Тогда:

$$A_{ДА} = E_{ДА} - E_Д \approx \frac{(K_{ДА} - K_Д)}{\lg \frac{\rho_2}{\rho_1}} \qquad (2.30)$$

или

$$A_{ДА} \approx K_{ДА} - K_Д \approx \frac{(E_{ДА} - E_Д)}{\lg \frac{\rho_2}{\rho_1}} . \qquad (2.31)$$

Здесь использовано известное обратно пропорциональное соотношение между УЭС электролитов и концентрациями последних, если рассматривать достаточно большой диапазон низких концентраций.

Величина $A_{да}$ - специфический параметр, характеризующий свойство пород изменять величину и знак диффузионных потенциалов, создавая тем самым в скважинах электрические поля. В связи с тем, что диффузионно-адсорбционная активность зависит от концентрации электролитов, соприкасающихся с породой, принято определять эту величину, применяя область средних концентраций, где $A_{да}$ сохраняет постоянное значение. Величина $A_{да}$ также зависит от глинистости пород, вид зависимости $A_{да}=f(\eta)$, где η - относительная глинистость, представлен на рис. 2.16.

Образцы пород насыщались моделью пластовой воды Приманычской площади, наиболее характерной для юрских отложений исследуемого региона. График зависимости $A_{да}=f(\eta)$ построен для соотношения концентраций растворов 1 н - 0.1 н. Концентрация раствора 1 н соответствовала минерализации пластовой воды с удельным сопротивлением $\rho_в$=0.084 Омм при t=20 °С; концентрация 0.1 н соответствовала этой же пластовой

воде, разбавленной в 10 раз с удельным сопротивлением $\rho_в$=0.60 Омм при той же температуре.

Опыты показали, что $А_{да}$ зависит от минерального состава и других свойств горных пород, определяющих ее адсорбционную способность. Так, для песчано-глинистых пород $А_{да}$ зависит от состава и типа глинистого цемента, возрастая при сорбции ионов калия. И наоборот, присутствие ионов кальция в слое противоионов и в свободном растворе приводит к резкому снижению $А_{да}$ и $Е_{да}$ вследствие уменьшения емкости катионного обмена пород.

Таким образом, $А_{да}$ возрастает по мере уменьшения эффективного диаметра частиц, т.е. по мере увеличения глинистости пород, и возрастает по мере увеличения емкости катионного обмена. Интервал изменения $А_{да}$ для чистых и слабоглинистых песчаников $А_{да}$= -5 - 15 мВ; для алевролитов от слабоглинистых до сильно глинистых $А_{да}$=+1.5 - 45 мВ; для глин чистых $А_{да} \geq$+70 мВ (В. Н. Кобранова, 1962 г.).

В скважинах против однородных высокодисперсных глинистых пород отмечается наибольшая положительная вели-

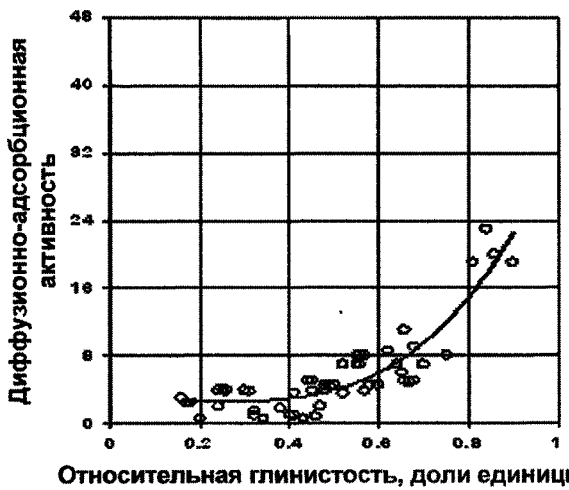


Рис. 2.16. **Зависимость диффузионно-адсорбционного потенциала от относительной глинистости песчано-глинистых пород юрских отложений Восточного Ставрополья**

чина потенциалов $E_{да}$. Наименьшими значениями $A_{да}$ характеризуются чистые песчаники с высокой пористостью и проницаемостью, в которых преобладает диффузионная разность потенциалов $E_д$.

Сумма $E_{да}+E_д=E_s$ называется статической амплитудой потенциалов собственной поляризации $U_{сп}$. Известно, что в скважине регистрируется не статическая, а наблюденная амплитуда ПС ($\Delta U_{пс}$), которая составляет часть E_s. При качественной и количественной интерпретации данных метода ПС часто используется относительная амплитуда $\alpha_{пс}$:

$$\alpha_{пс}=\frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{псоп}}, \qquad (2.32)$$

где $\Delta U_{пс}$ - амплитуда ПС против изучаемого пласта; $\Delta U_{пс\ оп}$ - амплитуда аномалии ПС против пласта большой мощности (принимаемого в качестве опорного пласта), соответствующая на данном участке разреза «чистому» неглинистому пласту.

При частом чередовании песчаных и глинистых пластов и пропластков отмечается резкое снижение амплитуды аномалии $\Delta U_{пс}$ и общей дифференциации кривой потенциалов собственной поляризации. Если кривая $U_{пс}$ в данном разрезе определяется в основном изменением диффузионно-адсорбционной активности пород, а изменением по разрезу минерализацией пластовых вод можно пренебречь, то величину $\alpha_{пс}$ можно выразить через значения $A_{да}$ интерпретируемого пласта и $A_{да}^{max}$ пластов с наиболее высокой относительной глинистостью (Б. Ю. Вендельштейн и др., 1969 г.):

$$\alpha_{пс}=1-\frac{A_{ДА}}{A_{ДА}^{max}} \qquad (2.33)$$

или

$$\alpha_{пс}=1-\frac{A_{ДАп}}{A_{ДАвм}}. \qquad (2.34)$$

Если $A_{да\ вм}$ вмещающих пород (глин, плотных глинистых алевролитов), а также химический состав и минерализация пла-

стовых вод в исследуемом интервале разреза постоянны, то величина $\alpha_{пс}$ определяется значением $А_{да\,п}$ и является мерой содержания в породе глинистого материала.

Сведения об $А_{да}$ горных пород нашли достаточно широкое применение не только в промысловой геофизике. Разработаны методики оценки глинистости пород и оценки степени обводненности пластов и удельного сопротивления насыщающих их жидкостей, используя существование тесной связи $А_{да}=f(С_{гл})$.

Опыт использования данных $А_{да}$, полученных на образцах горных пород, свидетельствует о необходимости включения этих исследований в обязательный комплекс методов петрофизического обеспечения ГИС. Это необходимо не только потому, что параметр $А_{да}$ оказался чрезвычайно информативным, особенно при изучении глинистости исследуемых отложений, но и потому, что природа возникновения $U_{да}$ в горной породе все еще считается неясной.

Отсюда следует, что метод измерения $А_{да}$ на образцах горных пород требует модификации как с позиций усовершенствования самого способа измерения, так и с точки зрения расширения перечня параметров, всесторонне характеризующих коллекторские и адсорбционные свойства пород, уточнения тесноты их взаимосвязи, а также поисков связей с другими геофизическими параметрами.

2.4.6. Окислительно-восстановительный потенциал

Окислительно-восстановительный потенциал (ОВП) возникает при взаимодействии минералов, обладающих электронной проводимостью, с водными растворами электролитов. При этом атомы металла переходят в раствор в виде катионов, вследствие чего свободные электроны, оставшиеся в металле, делают поверхность отрицательно заряженной, а катионы, перешедшие в раствор, положительно заряжают приповерхностную зону раствора. Между металлом и раствором возникает разность потенциалов - электродный потенциал, который можно рассчитать по формуле Нернста:

$$E_э = \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln \frac{p}{P} = \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln \frac{c}{C}, \qquad (2.35)$$

где р и с - осмотическое давление и концентрация ионов металла в растворе; Р - электролитическая упругость растворения металла; С - концентрация ионов металла, соответствующая нормальному электродному потенциалу E_0 данного металла.

Минералы горных пород (сульфиды металлов, закисные и окисные формы железа и др.) в условиях естественного залегания находятся в условиях окислительно-восстановительной обстановки.

Устойчивость элемента на определенной стадии окисления зависит от изменения энергии, сопровождающей присоединение или удаление электронов с внешнего энергетического слоя элемента, для перевода его в высшую или низшую степень окисления. В зависимости от количества электронов во внешнем энергетическом слое элементы могут быть и окислителями и восстановителями. Иначе говоря, окисляемые соединения приобретают положительный заряд, а восстанавливаемые - заряжаются отрицательно. Количественной мерой изменения энергии при различных реакциях окисления и восстановления является возникающий при этом потенциал Eh, характеризующий интенсивность этих реакций.

Величины потенциала Eh и водородного показателя pH отражают современную физико-химическую обстановку отложений, неся информацию об обстановке и составе первичных компонентов этих отложений. По величине Eh судят о способности горной породы к окислению или восстановлению, о состоянии ее минеральной и органической составляющей. Так, углеводороды нефтяного ряда обладают высокой восстановительной активностью, пониженным потенциалом Eh. Породы, не содержащие нефтяных УВ, характеризуются окислительной активностью и повышенным потенциалом Eh. Цель изучения окислительно-восстановительного потенциала Eh горных пород - выявление нефтегазонасыщенных горных пород, основанное на существовании различия физико-химических свойств пород, насыщенных углеводородами, от таких же пород, но находящихся за контуром нефтенасыщенности.

Пониженные потенциалы Eh являются признаком наличия в горных породах нефтяных УВ, обладающих высокой восстановительной способностью. Лабораторные исследования показали, что плотные, низкопористые горные породы имеют величины $\Delta Eh \approx 20$ - 40 мВ. Коллекторы с пониженными коллекторски-

ми свойствами имеют ΔEh от 50 - 60 мВ до 80 - 100 мВ. «Хорошим» коллекторам свойственны значения ΔEh=100 - 150 мВ. Установление в пределах изучаемых отложений устойчивой смены соотношения величин Eh потенциала от $Eh^{нач}>Eh^{кон}$ к $Eh^{нач}<Eh^{кон}$ указывает на изменение характера насыщения пород, а также на возможность определения начального положения ВНК.

Эффективность метода ОВП снижается при изучении водонасыщенных пластов с остатками связанной нефти и битумов, что характерно для приконтурных зон залежей и отложений, оказавшихся на пути миграции нефтяных УВ при формировании этих залежей.

В настоящее время измерение величин ОВП не входит в обязательный комплекс петрофизического обеспечения подсчета запасов и интерпретации ГИС. Но с точки зрения более углубленного изучения электрохимической способности горных пород этот метод может рассматриваться как надежный и достаточно информативный.

2.4.7. Фильтрационный потенциал

Процесс физико-химического взаимодействия электролита с поверхностью горной породы в условиях изменяющейся концентрации фильтрующейся жидкости очень сложен, т.к. объединяет различные по своей физической сущности явления: адсорбцию и диффузию ионов. При этом, если адсорбция ионов зависит в основном от энергетической неоднородности адсорбента и минерального состава раствора, то диффузия заряженных частиц зависит не только от их подвижности, но и от внешних сил (термодинамических условий, перепада давления, концентрации электролита, скорости обменных реакций и т.д.). В зависимости от превалирующей роли того или иного процесса в поляризации породы выделяются диффузионно-адсорбционный, окислительно-восстановительный и фильтрационный потенциалы.

Таким образом, фильтрационный потенциал является составной частью естественной электрохимической активности горных пород, обусловленной свойством последних поляризоваться под действием различных физико-химических процессов.

Фильтрационный потенциал (или потенциал течения) возникает в капиллярах при течении в них водных растворов элек-

тролитов, вовлекающих в общий гидродинамический поток ионы подвижной части диффузной обкладки двойного электрического слоя. Принудительное перемещение ионов по капиллярам под действием внешнего перепада давления приводит к возникновению электрического тока и появлению на концах капилляров разности потенциалов $\Delta U_ф$.

Для неглинистых горных пород установлена эмпирическая зависимость [113]:

$$\Delta U_ф = A_ф \cdot \rho \cdot \Delta P, \quad (2.36)$$

где $\Delta U_ф$ - разность потенциалов фильтрационной природы; ρ - удельное электрическое сопротивление фильтрующейся жидкости; ΔP - перепад давления на интервале фильтрации; $A_ф$ - фильтрационная активность горной породы, определяемая разностью потенциалов, которая возникает при фильтрации раствора NaCl с $\rho_в$=1.0 Ом·м при температуре T=18 °C под давлением $P=1 \cdot 10^5$ Па.

Однако, несмотря на то, что существование значительной величины потенциала $U_ф$ осложняет интерпретацию составляющей амплитуды $\Delta U_{сп}$ диффузионно-адсорбционного происхождения, лабораторные исследования и, следовательно, литература, посвященные экспериментальному изучению фильтрационного потенциала на образцах горных пород, очень незначительны.

Отмечено, однако, что при измерении величины потенциала течения, как и при исследовании других электрокинетических явлений, получение воспроизводимых результатов затруднено. Поэтому, в связи с определенными экспериментальными трудностями и в отечественной, и в зарубежной литературе отсутствует описание вариантов методик измерения $U_ф$ на образцах горных пород в лабораторных условиях.

2.4.8. Потенциал вызванной поляризации

Вызванная (или искусственная) поляризация возникает в горной породе после воздействия электрического тока (постоянного или низкочастотного 0 - 100 Гц): в горной породе возникают вторичные электрические заряды, происхождение которых связано с электрохимическими и электрокинетичес-

кими свойствами пористой среды, содержащей электролит.

Существует несколько мнений относительно природы возникновения потенциалов вызванной поляризации (ВП), обусловленной следующими физико-химическими процессами:

- электродной и объемной поляризацией горных пород;
- концентрационной поляризацией насыщающих электролитов;
- электроосмосом;
- диффузией, т.е. различием чисел переноса ионов в поровых каналах с разным сечением.

Основные породообразующие минералы являются диэлектриками, поэтому порода проводит электрический ток за счет ионов солей, растворенных в воде, содержащейся в порах. Для пород с электронной проводимостью (наличие в породе сульфидов, графита, магнетита и др.) твердая фаза уже не является диэлектриком, а электрохимические процессы идут гораздо более интенсивно, чем для пород с ионной проводимостью.

Электродная и концентрационная поляризации характерны для пород с электронной проводимостью. В породах с ионной проводимостью наблюдается объемная поляризация, которая заключается в деформации внешней обкладки двойного электрического слоя при пропускании тока через породу.

Электроосмотическая гипотеза образования вызванной поляризации в настоящее время не нашла достаточного обоснования, а диффузионная модель считается наиболее теоретически и экспериментально разработанной (В. Н. Кобранова, 1962 г.; А.Д. Зимон, 1974 г.).

При пропускании электрического тока через породу, содержащую электролит, начинают происходить следующие основные процессы:

- окислительно-восстановительные;
- зарядка емкости двойного электрического слоя;
- накопление заряда, эквивалентное действию, подобному адсорбции продуктов электрохимических реакций.

Если модель пористой среды представить в виде системы широких пор и узких соединяющих каналов, то очевидно, что двойной электрический слой по-разному влияет на перемещение зарядов разного знака в зависимости от проходного сечения пор и каналов: подвижность ионов в узких каналах значительно ниже по сравнению с более широкими. В результате различия подвижности ионов в поровых каналах раз-

ного сечения возникает неравномерное их распределение по объему пустотного пространства. После выключения электрического тока смещенные заряды возвращаются на «свои места» со скоростью, зависящей от размера каналов, вызывая возникновение разности потенциалов $\Delta U_{вп}$ или тока поляризации. Время существования этого вторичного электрического поля в терригенных породах изменяется в пределах 1,5-9 с.

Для количественной характеристики способности горных пород создавать поле вызванной поляризации введено понятие поляризуемости η, или вызванной электрохимической активности $A_в$, определяемое соотношением:

$$\eta = A_в = \frac{\Delta U_{вп}}{\Delta U} \cdot 100\%, \quad (2.37)$$

где ΔU - разность потенциалов между измерительными электродами во время пропускания тока; $\Delta U_{вп}$ - разность потенциалов между этими же электродами после выключения тока.

В процессе измерений дополнительно фиксируются условия проведения эксперимента: время пропускания тока, то есть время зарядки $t_з$; время, прошедшее с момента выключения тока до момента измерения $\Delta U_{вп}$, то есть время задержки t; плотность поляризующего тока j.

Знак потенциала $U_{вп}$ определяется знаком поляризующего внешнего поля. Величина $A_в$ всегда меньше единицы и для осадочных пород с ионной проводимостью изменяется в пределах $A_в$=0.01 - 0.03, а для пород с электронной проводимостью - до 0.5.

Изучение природы $U_{вп}$ позволило выявить достаточно тесную зависимость вызванной поляризации от различных факторов (М. Г. Латышова, 1981 г.). Величина вызванной электрохимической активности $A_в$ увеличивается:

- с возрастанием плотности поляризующего тока;
- с увеличением удельной поверхности пород;

Величина $A_в$ уменьшается:

- с уменьшением минерализации пластовых вод;
- с уменьшением проницаемости пород.

Следует отметить, что применение в нефтегазовых скважинах метода ВП оказалось достаточно успешным при выделении проницаемых интервалов в терригенных коллекторах,

трещинных зон в карбонатных коллекторах, а также при выявлении интервалов прорыва пресных законтурных вод в процессе разработки месторождений.

Петрофизическое обеспечение интерпретации материалов промыслово-геофизического метода ВП в настоящее время фактически отсутствует, поскольку лабораторные определения величины $U_{вп}$ на образцах горных пород продолжительное время не были востребованы. Однако в лабораторной практике электроразведки используются три методики измерений вызванной поляризации:

- импульсная;
- амплитудно-частотная;
- фазово-частотная.

Таким образом, если ранее из-за низкого удельного электросопротивления применявшихся промывочных жидкостей ($\rho_в$<1 Омм) нельзя было получить достаточно дифференцированных диаграмм ВП (и это ограничение воспрепятствовало введению метода в комплекс ГИС), то в настоящее время геофизический метод ВП успешно совершенствуется и требует петрофизического обеспечения.

2.4.9. Ядерный магнитный резонанс

Активное использование ядерно-магнитного каротажа в геофизических исследованиях скважин связано с развитием модификации данного метода не только в поле Земли, но и в сильных искусственных магнитных полях, которые превышают Земное поле более чем на два порядка.

Ядерный магнитный резонанс (ЯМР) - это поглощение веществом радиочастотной электромагнитной энергии импульсов, вызванных переходом атомных ядер из одного в другое энергетическое состояние с разными ориентациями спина ядра. При размещении вещества в поле радиочастотного излучения ориентация спина ядер изменяется, т.е. спины ядер начинают прецессировать вокруг направления магнитного поля с частотой магнитного резонанса. После окончания действия импульса ядра возвращаются в первоначальное состояние, испуская ЯМР-сигнал, который и регистрируется. Для большинства ядер ЯМР наблюдается в диапазоне частот магнитного поля f=1 - 10 МГц.

Спектры ЯМР используются для исследования структуры твер-

дого тела и сложных молекул. Амплитуда сигнала зависит от количества резонирующих ядер, а времена ЯМР - от окружающей структуры ядер образца. Поэтому по амплитуде сигнала и временам релаксации определяют физико-химические свойства исследуемых веществ в любом агрегатном состоянии.

Применение аппаратуры, работающей в сильном магнитном поле, позволяет определять коэффициент диффузии и вязкости поровых флюидов, оценивать состав флюида и характер насыщенности породы, общую пористость и распределение воды свободной, капиллярно-удержанной и связанной в пустотном пространстве, изучать компонентный состав углеводородов.

Наблюдается хорошая корреляция в сопоставлении открытой и эффективной пористостей, остаточной водонасыщенности, проницаемости, измеренных методом ЯМР и стандартными методами (жидкостенасыщением, капилляриметрией и фильтрацией газа, соответственно) (рис. 2.17) (В. А. Мурцовкин, В. Г. Топорков, 2000 г.).

Таким образом, в лабораторных условиях метод ЯМР позволяет получать обширную информацию о структуре пустотного пространства горных пород, о составе и физико-химическом состоянии насыщающих флюидов. Петрофизическое обеспечение ядерного магнитного каротажа, как метода с возможностями, гораздо большими, чем они реализованы в настоящее время, продолжает совершенствоваться теоретически и методически.

2.4.10. Рентгеновские методы исследования горных пород

При петрофизическом обеспечении новых геофизических методов (например, СО-каротажа), при изучении минерально-компонентного состава и структуры горных пород, при оценке профилей насыщения и относительных проницаемостей в лабораторных условиях используются специальные методы - рентгеновские, которые включают следующие виды исследований, подробно описанные в [31]:

- рентгенофазовый анализ (РФА);
- рентгеноспектральный (рентгенофлуоресцентный) анализ (РСФА);
- рентгеноструктурный анализ (РСА) или дифрактометрия;
- растровая электронная микроскопия (РЭМ);

- рентгеновская томография.

Каждый из этих методов решает свои задачи и имеет ряд специфических преимуществ перед другими, позволяет оценивать определенные петрофизические параметры. Кроме того, рентгеновский анализ является наиболее информативным, а для достоверной диагностики глинистых минералов - единственным из всех лабораторных методов определения минерального состава диспергированных пород.

В петрофизических подразделениях для исследования горной породы используются многие из известных науке лучей - тепловые (инфракрасные) и ультрафиолетовые, рентгеновские и гамма-лучи. По своей природе как видимые, так и невидимые лучи представляют электромагнитные волны, различающиеся между собой в основном по длине. Наиболее короткими являются рентгеновские и гамма-лучи, причем по своим свойствам и длине волны они аналогичны друг другу и отличаются не физической природой, а методом получения. Рентгеновские лучи образуются при бомбардировке образца электронами или рентгеновскими же лучами, а гамма-лучи возникают в процессе распада радиоактивных веществ.

Рентгеновские лучи возникают при торможении веществом быстрых электронов в результате преобразования кинетической энергии этих электронов в энергию электромагнитного излучения. Рентгеновские лучи представляют собой электромаг-

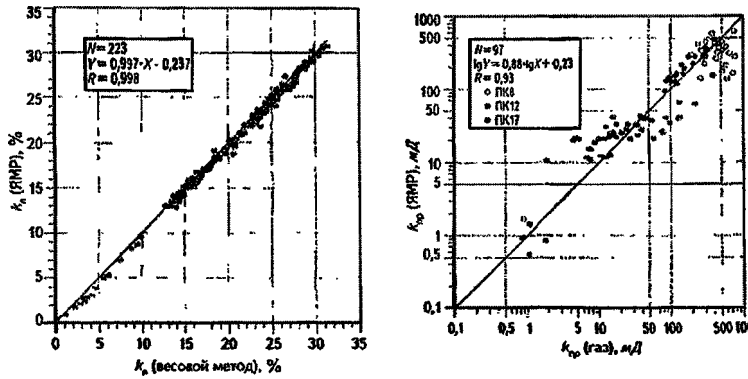


Рис. 2.17. **Сопоставление коэффициентов пористости и проницаемости, измеренных методами ЯМР и стандартными (по данным В.А.Мурцовкина, В.Г.Топоркова, 2000)**

нитные волны с длиной волны в диапазоне от 0.01 А до 800 А. Поскольку длины волн наиболее коротких из воспринимаемых глазом фиолетовых лучей лежат вблизи 4000 А, то рентгеновские лучи представляют собой весьма короткие невидимые электромагнитные волны.

Рентгеновские лучи с длиной волны 0.05 - 2 А (для сравнения: длина радиоволны изменяется от 0.1 мм до 2 тыс. м) получили наиболее широкое применение для просвечивания образцов горных пород при изучении их строения, структуры и химического состава. Проходя сквозь различные вещества, рентгеновский луч поглощается ими не в одинаковой степени. На этом свойстве и основано рентгеновское просвечивание или рентгеновская дефектоскопия, т.е. чем плотнее вещество, чем больше его атомный номер в периодической системе элементов, тем выше его поглощающая способность по отношению к рентгеновским лучам. С другой стороны, это поглощение зависит и от проникающей способности самих лучей, или их жесткости. Чем толще объект и чем выше его атомный номер, тем большее напряжение надо приложить к трубке.

Таким образом, интенсивность рентгеновских лучей при прохождении через объект падает из-за поглощения и рассеяния, т.е. интенсивность рентгеновского излучения зависит от плотности горных пород и энергии излучения. Рентгеновские лучи обнаруживаются теми же экспериментальными методами, что и радиоактивные лучи: используются сцинтилляционные счетчики, ионизационные камеры, счетчики Гейгера, камера Вильсона, пузырьковая камера, метод фотоэмульсий.

Рентгенофазовый анализ (РФА) является одним из самых совершенных методов диагностики минеральных тел, позволяющий изучать любые кристаллические тела: определять минеральный состав горных пород, изучать внутреннее строение минералов, определять минералогическую принадлежность горных пород.

Рентгеноспектральный (рентгенофлуоресцентный) анализ (РСФА) - это элементный анализ вещества по его рентгеновскому спектру, причем как качественный - выполняют по спектральному положению линий характеристического спектра испускания исследуемого образца, так и количественный - по интенсивностям этих линий.

Рентгеноструктурный анализ (РСА) (дифрактометрия) основан на явлении дифракции рентгеновских лучей от плоско-

стей кристаллической решетки. Поскольку кристаллическая решетка разных минералов различна, то по характеру дифрактограмм определяют ее структуру, сам минерал и, следовательно, структуры образца горной породы.

Растровая электронная микроскопия позволяет изучать и фотографировать в объеме структуру и минеральный состав образца горной породы. При облучении поверхности керна тонко сфокусированным пучком электронов генерируются различные сигналы. Основными из них являются потоки электронов (отраженных, вторичных, Оже-электронов, поглощенных, прошедших через образец) и излучений (катодолюминесцентного и рентгеновского). Собирая эти электроны и детектируя их по энергиям, получают изображение элементарной площадки в данной точке в виде пятна определенной яркости. Для получения изображения поверхности образца используются вторичные, отраженные и поглощенные электроны. Остальные излучения применяются в РЭМ как дополнительные источники информации.

Рентгеновская томография (РТ) позволяет получать точную информацию о структурной неоднородности по всему объему неразрушенного образца горной породы. С помощью томографов могут изучаться различные свойства горной породы: пористость, объемная плотность, плотность матрицы, нефте- и водонасыщенность, литология, распределение пор по размерам, флюидонасыщенность и его вязкость, коэффициент диффузии, зоны разрушения, открытые и закрытые пустоты и трещины, степень проникновения бурового раствора и др.

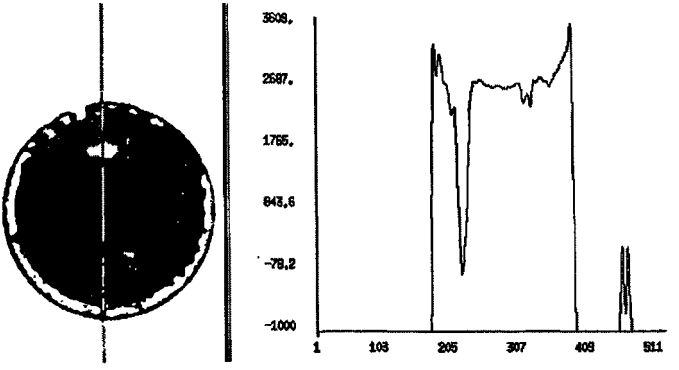


Рис. 2.18. **Томограмма образца с открытыми кавернами, поперечное сканирование (по данным [31])**

Таким образом, рентгеновская томография позволяет получать точную информацию о структурной неоднородности в объеме образца горной породы (рис. 2.18).

Кроме того, быстрое сканирование может обеспечить воссоздание изображений в очень короткий временной интервал, наблюдение динамики течения флюида через породу. Именно эта визуализация характеристик керна в динамических условиях и делает компьютерную томографию незаменимой в практике петрофизических исследований.

2.5. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БУРЕНИЯ, ВСКРЫТИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА

2.5.1. Классификация механических свойств горных пород

Для обеспечения сейсморазведочных работ, бурения скважин и вскрытия пласта петрофизическими данными необходимы сведения о механических свойствах горных пород.

Горные породы In situ находятся в напряженном состоянии, масштаб нарушений которого определяется региональными (уплотнение пород при погружении, тектонические подвижки и т.д.) или локальными (бурение ствола скважины, перфорация пласта, гидравлический разрыв пласта и т.д.) причинами.

В настоящее время общепринята следующая классификация механических свойств горных пород, приведенная в таблице 2.5: упругие, пластические, прочностные и реологические.

Пластические, прочностные и реологические свойства горных пород изучаются детально для решения задач бурения; упругие и прочностные - для решения задач сейсморазведки и вертикального сейсмического профилирования. В настоящее время в связи с активным распространением гидроразрыва пласта (ГРП), как метода увеличения нефтеотдачи горных пород, в петрофизических подразделениях увеличилось количество лабораторных определений упругих характеристик горных пород с целью обеспечения петрофизического сопровождения ГРП.

Для петрофизического обеспечения интерпретации материалов ГИС, для решения некоторых задач вскрытия и интенсификации нефтяного пласта, разработки месторождений име-

ют практическое значение только упругие и (в меньшей мере) прочностные свойства горных пород.

Упругие свойства связаны с внутренним строением вещества и характеризуют свойства тел восстанавливать свою форму. Согласно теории упругости способность пород сопротивляться приложенной нагрузке характеризуют модули упругости. Деформации, возникающие в породе под действием напряжения, имеют различный характер (деформации вследствие растяжения-сжатия, деформации сдвига) и, соответственно, вызывают разные по природе волны - продольные и поперечные.

Для большинства горных пород в общем случае справедлив закон Гука, лежащий в основе теории упругости. Согласно этой теории малые деформации пропорциональны приложенной нагрузке, то есть когда последняя не превышает предела упругости, то деформацию называют упругой или обратимой. При превышении предела упругости порода подвергается остаточной или необратимой деформации. Относительные объемные деформации характеризуют изменение объема образца горной породы, а изменение формы - деформации сдвига.

Поведение горных пород, т.е. характер их деформации, зависит от приложенной нагрузки и ее типа. Увеличение приложенной к образцу нагрузки приводит к возрастанию деформаций и горные породы при различных условиях нагружения могут вести себя и как хрупкие, и как пластичные тела. Поэтому деформации горных пород подразделяются на:

1. Деформации, ***не приводящие к разрушению образца:***

а) *упругие* - величина напряжения прямо пропорциональна упругой деформации. Потенциальная энергия, накопленная породой под воздействием нагрузки, после прекращения действия внешних сил возвращает деформированный объем в исходное состояние;

б) *пластические* - напряжения и пластические деформации находятся в гораздо более сложной зависимости. Характерной чертой пластических деформаций является их необратимость после снятия нагрузки - форма и размеры тела полностью не восстанавливаются.

2. Деформации, ***приводящие к разрушению образца:*** при увеличении нагрузки до некоторого предела возникает разрушение породы - образец теряет свою целостность, разделяется на части. При растяжении, изгибе и одноосном сжатии

Таблица 2.5

Классификация механических свойств горных пород (по данным [114, 121])

Механические свойства					
1	Упругие	Модуль Юнга (модуль продольной упругости)		E	Коэффициент пропорциональности между действующим нормальным напряжением σ (сжимающим или растягивающим) и соответствующей ему относительной продольной упругой деформацией ε = ΔL/L σ = E·ε
		Коэффициент Пуассона (коэффициент поперечного сжатия)		ν	Коэффициент пропорциональности только между деформациями – относительными продольными ΔL/L и относительными поперечными Δd/d Δd/d = ν·ΔL/L
		Модуль сдвига		G	Коэффициент пропорциональности между касательным напряжением τ и соответствующей деформацией сдвига γ; τ = G·γ G характеризует способность тел сопротивляться изменению формы.
		Модуль объемного (всестороннего) сжатия		K	Коэффициент пропорциональности между давлением и относительным изменением объема в случае равномерного трехосного сжатия.
		Коэффициент объемного сжатия		β	β = 1/K
		Модуль одностороннего сжатия		M	
		Скорость распространения упругих продольных волн	Объемные колебания	V_p	Упругие продольные волны возникают вследствие деформаций растяжение-сжатие в твердых телах, жидкостях и газах.
		Скорость распространения упругих поперечных волн		V_s	Упругие поперечные волны возникают вследствие деформацнй сдвига в твердых телах.
		Скорость распространения волны Стоунли	Плоские колебания		Волна Стоунли возникает на границе твердое тело-жидкость при колебании частиц тела вдоль и поперек движения волны.
		Предел упругости		σ_E	
2	Пластические	Коэффициент пластичности		$K_{пл}$	Пластичность – свойство пород необратимо деформироваться без микроскопических нарушений сплошности под действием механических нагрузок (с ростом T0C и P увеличивается).
		Модуль деформации		$E_{деф}$	

Окончание табл. 2.5

Прочностные	Предел прочности при сжатии	$\sigma_{сж}$	Способность породы сопротивляться разрушению при сжатии.
	Предел прочности при растяжении	$\sigma_{р}$	Способность породы сопротивляться разрушению при растяжении.
	Предел прочности при сдвиге	$\tau_{сдв}$	Способность породы сопротивляться разрушению при воздействии касательных напряжений.
	Сцепление	$K_{сц}$	Предел прочности породы при срезе в условиях отсутствия нормальных напряжений.
	Вязкость	η	Свойство твердых тел, жидкостей и газов оказывать сопротивление при перемещении одной их части относительно другой.
	Угол внутреннего трения	φ	
Реологические	Параметры ползучести	$\alpha_{п}$, δ	Ползучесть – медленная непрерывная пластическая деформация пород во времени под воздействием постоянной нагрузки.
	Период релаксации	t_0	
	Длительная прочность	$\sigma_{дл}$	
	Предел прочности	$\sigma_{дл}$	

пластические свойства пород почти не проявляются. Разрушение пород происходит без заметной пластической деформации. При всестороннем сжатии многие породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают пластические свойства. Горные породы, как правило, ограниченно пластичны (Ш. К. Гиматудинов, 1963 г.).

При проведении лабораторных исследований изменения упругости породы с увеличением напряжений можно постепенно наблюдать все три области деформаций породы - упругую, пластическую и разрушающую.

Пластичность пород характеризует свойство твердого тела необратимо деформироваться без микроскопических нарушений сплошности под действием механических нагрузок. По данным [113, 120] наиболее вероятным механизмом пластической деформации в горных породах является межзеренное скольжение, то есть сдвиг зерен по определенным плоскостям и направлениям под действием напряжений.

Пластичность горных пород зависит от их минерального состава, влажности, давления и температуры. Наличие жестких квар-

цевых зерен и полевого шпата в породе уменьшает ее пластичность. Увеличение степени влажности для глин и сильно глинистых пород приводит к повышению их пластичности; в зависимости от степени влажности глинистые породы могут быть хрупкими, пластичными или текучими. Пластичность осадочных пород увеличивается с повышением температуры и всестороннего давления. Породы, ведущие себя как хрупкие в обычных условиях, при повышенных давлениях и температурах приобретают явно выраженные пластические свойства. Так, например, способность к пластическим деформациям у известняков и алевролитов проявляется уже при всестороннем давлении $P=5\cdot10^7$ Па, а у ангидритов - при $P=1\cdot10^8$ Па, пластические деформации песчаника возможны при $P>4\cdot10^8$ Па. Пластические деформации при больших значениях всестороннего давления объясняются тем, что в этих условиях более легко могут проводиться межзеренные смещения, не приводящие к нарушению сплошности.

При увеличении времени воздействия нагрузки на породу ее упругие свойства уменьшаются, а пластические - проявляются значительнее.

Прочность пород характеризует свойство тела выдерживать, не разрушаясь, внешнюю нагрузку. Прочностные свойства горных пород исследуются при изучении процессов разрушения. Предел прочности твердого тела определяется величиной критических напряжений, при которых происходит его разрушение. Различают пределы прочности пород при сжатии, растяжении, сдвиге, изгибе и кручении, поскольку для разных видов приложенных нагрузок и для разных пород различаются величины критических напряжений, при которых происходит разрушение породы. Одной из прочностных характеристик является акустическая эмиссия, т.е. излучение в процессе разрушения образца керна.

Поскольку разрушение - это разрыв связей между молекулами и частицами в кристаллической решетке, то прочность зависит от состава, структуры и текстуры породы. На прочность терригенных сцементированных пород наибольшее влияние оказывают: пористость и трещиноватость (причем при растяжении, поскольку при сжатии поры и трещины смыкаются и не ослабляют породу); слоистость; прочность цемента. Пределы прочности пород при сжатии, наоборот, поперек слоистости в подавляющем большинстве случаев больше, чем вдоль слоистости: если сжимающие усилия направлены пер-

пендикулярно к слоям, то слабые тонкие прослойки удерживаются от раскалывания более прочными слоями. Теория хрупкого разрушения Гриффитса позволяет рассчитывать условия возникновения критических дефектов (трещин) в объеме твердого тела для начала разрушения.

Однако в реальных породах в процессе разрушения участвуют как хрупкие, так и пластические составляющие разрушения. Наиболее полно с лабораторными данными согласуется теория прочности Мора. Поэтому, измерив предел прочности породы при одноосном сжатии, строят круги напряжений Мора, а огибающую предельных кругов называют паспортом прочности горных пород и используют при петрофизическом обеспечении в бурении.

Реологические параметры характеризуют процессы, связанные с необратимыми остаточными деформациями тел (последействие, ползучесть), развивающиеся во времени. Причиной ползучести могут быть следующие процессы, которые происходят в породах при длительном воздействии нагрузки: межзеренное скольжение, диффузионно-вязкое течение, переползание (перемещение дислокаций напряжения перпендикулярно плоскости скольжения).

Для геофизических исследований скважин наибольший интерес представляет изучение упругих свойств пород, в частности, скоростей упругих волн. Поэтому в петрофизических лабораториях стандартный комплекс исследований включает измерение времени пробега упругой продольной ультразвуковой волны на образцах горных пород в атмосферных и пластовых условиях. Модули продольной и поперечной деформации определяются для решения специальных задач.

Параметры, измеряемые на образцах горных пород и необходимые как для сопровождения бурения скважин, так и для решения горно-технологических задач, определяются не в петрофизических лабораториях или в лабораториях физики нефтяного пласта, а в специальных лабораторных подразделениях.

При изучении механических свойств горных пород следует учитывать тот факт, что исследуемый в лабораторных условиях образец мал по размеру и не может характеризовать весь горный массив из-за различий в составе, текстуре, микро- и макроструктуре, температуры, давления и нефтеводонасыщенности. Например, макротрещиноватость отсутствует в образце керна, но очень сильно влияет на свойства массива горных пород.

2.5.2. Упругие свойства горных пород

Упругость - свойство веществ сопротивляться изменению размеров, объема и формы под воздействием внешних сил (механической нагрузки, нагрева и т.д.) и полностью (или частично) возвращаться в первоначальное состояние по мере устранения внешнего воздействия при условии, если последнее не превышало предела упругости. При превышении предела упругости порода подвергается остаточной или неупругой деформации.

Напряжения, направленные перпендикулярно к рассматриваемой площадке F, называются нормальными σ; напряжения, действующие касательно к площадке, называются касательными τ.

Под воздействием внешних сил горная порода испытывает деформации: изменения линейных размеров, объема или формы. Деформации, обусловленные нормальным напряжением, называются линейными и выражаются через относительное изменение ε линейных размеров:

$$\varepsilon = \frac{\Delta \ell}{\ell}, \quad (2.38)$$

где ℓ - длина ребра образца.

Деформации, вызванные касательным напряжением, выражаются через угол сдвига γ граней образца (деформации сдвига). Увеличение нагрузок приводит к возрастанию деформаций и в пределе происходит разрушение. Деформации, не приводящие к разрушению, бывают упругие и пластичные.

Для случая полностью изотропного тела связь между напряжениями и деформациями может быть выражена системой уравнений (обобщенный закон Гука), куда входят три параметра упругости (E, G, ν).

$$\sigma = E \cdot \varepsilon, \quad (2.39)$$

где E - коэффициент пропорциональности между действующим нормальным напряжением σ (сжимающим или растяги-

вающим) и соответствующей ему относительной продольной деформацией $\varepsilon = \Delta\ell / \ell$. Коэффициент E называют модулем продольной упругости породы или модулем Юнга.

$$\tau = G \cdot \gamma, \quad (2.40)$$

где G - модуль сдвига или коэффициент пропорциональности между касательным напряжением τ и соответствующей деформацией сдвига γ.

$$\frac{\Delta d}{d} = \nu \cdot \left(\frac{\Delta \ell}{\ell} \right), \quad (2.41)$$

где ν - коэффициент Пуассона или коэффициент пропорциональности между деформациями: относительными продольными $\frac{\Delta \ell}{\ell}$ и относительными поперечными $\frac{\Delta d}{d}$; величина ν - теоретически не выходит за пределы 0 - 0.5.

Модуль продольной упругости E и модуль сдвига G соответствуют основным видам напряжений и деформаций и поэтому считаются основными характеристиками упругой породы. С коэффициентом Пуассона они связаны соотношением:

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}. \quad (2.42)$$

Для случая равномерного трехосного сжатия породы пропорциональная связь между давлением P_σ и относительным изменением объема $\Delta V/V$ выражается через модуль объемного сжатия K, который связан с другими модулями соотношением:

$$K = \frac{E}{3 \cdot (1 - 2 \cdot \nu)}. \quad (2.43)$$

Таким образом, упругость горных пород характеризуется рядом параметров, из которых для разработки и интенсификации пласта наибольшее значение имеют константы упругости, а для геофизики - скорость распространения упругих волн.

В зависимости от решаемых задач параметры упругости определяют либо *статическими*, либо *динамическими* методами. Статические параметры характеризуют породу при довольно длительных процессах воздействия нагрузки на нее, динамические - при мгновенных воздействиях (взрывание, ударное бурение и т.д.)

Статические методы изучения упругости горных пород

Статическими методами измеряются упругие свойства сжимаемых образцов в лабораторных условиях на установках, имитирующих естественное залегание горных пород - тензометрами различных конструкций. Применяют механические, оптико-механические, акустические, электромеханические тензометры, позволяющие определять линейные перемещения или деформации при заданных напряжениях сжатия (реже растяжения), изгиба или кручения, по которым рассчитываются модули упругости.

Статическими методами определяются следующие упругие параметры:

1. Модуль Юнга при одноосном сжатии E (модуль продольной упругости):

$$E = \frac{\sigma}{\left(\Delta\ell/\ell\right)}, \qquad (2.44)$$

где σ -действующее нормальное напряжение; $\Delta\ell/\ell$ - относительное изменение длины или относительная продольная деформация.

2. Модуль сдвига G:

$$G = \frac{\tau}{\gamma}, \qquad (2.45)$$

где τ - касательное напряжение; γ - угол сдвига или деформация сдвига.

3. Коэффициент Пуассона ν (коэффициент поперечного сжатия):

$$\nu = \frac{\left(\Delta d / d\right)}{\left(\Delta \ell / \ell\right)}, \quad (2.46)$$

где Δd/d - относительное поперечное изменение или относительная поперечная деформация; $\Delta \ell / \ell$ - относительное изменение длины или относительная продольная деформация.

4. Модуль объемного (всестороннего) сжатия K (или обратная ему величина - коэффициент объемной сжимаемости β):

$$K = \frac{P}{\left(\Delta V / V\right)}, \quad (2.47)$$

где P - всестороннее давление; ΔV/V - относительное изменение объема или относительная объемная деформация.

Константы или модули упругости характеризуют способность пород сопротивляться деформированию, т.е. определяют жесткость пород. Величина, обратная модулям, оценивает податливость пород и носит название коэффициента соответствующей деформации [113].

В табл. 2.6, 2.7, 2.8 приведены значения упругих параметров для породообразующих минералов, насыщающих фаз и горных пород, свидетельствующие о достаточно широком диапазоне изменения упругих параметров.

В табл. 2.9 и 2.10 представлены упругие характеристики, определенные методами сжатия и вдавливания штампа. Видно, что модуль Юнга в зависимости от метода определения изменяется, например, для песчаника в среднем в 7 раз, для аргиллита - в 5 раз, для известняка - в 3 раза, то есть метод определения для упругих параметров имеет существенное значение.

В пределах упругих деформаций между упругими характеристиками однородных изотропных материалов существуют следующие зависимости:

Таблица 2.6

Средние значения упругих параметров для породообразующих минералов (по данным [120])

Минералы	$\delta \cdot 10^{-3}$, кг/м3	$E \cdot 10^{-10}$, Па	ν
Доломит	2.97	8.0	0.38
Кальцит	2.78	8.3	0.30
Кварц	2.66	9.6	0.08
Каолинит	2.60	0.5	0.45
Хлорит	2.87	6.5	0.22

Таблица 2.7

Параметры упругости фаз, слагающих горную породу (по данным [120])

Фаза	E, Па	ν	K, Па
Минер.скелет	$10^9 - 3 \cdot 10^{11}$	0.07 – 0.47	$4 \cdot 10^8 - 6 \cdot 10^{11}$
Вода	–	–	$2.2 \cdot 10^9$
Воздух	–	–	$1.6 \cdot 10^5$
Лед	10^5	0.3 – 0.4	$1.4 \cdot 10^{-10}$

Таблица 2.8

Упругие и прочностные параметры горных пород (по данным [120])

Порода	$\delta \cdot 10^{-3}$, кг/м^3	$E \cdot 10^{-10}$, Па	ν	$\sigma_{сж} \cdot 10^{-5}$, Па	$\sigma_р \cdot 10^{-5}$, Па	$\tau_{сдв} \cdot 10^{-5}$, Па	$K_{сц} \cdot 10^{-5}$, Па
Алевролит	2.54	3 – 7	0.2 – 0.28	700 – 770	80 – 120	230 – 260	230 – 260
Аргиллит	2.54	4.5 – 5	0.30	520 – 800	46 – 71	170 – 230	50 – 170
Песчаник	2.66	3 – 7	0.09 – 0.13	930 – 1200	94 – 120	280 – 420	–
Песчаник кварцев.	2.66	4.5	0.21	1660	150	300	500
Песчаник полимик.	2.57	9.1	0.22	2610	272	480	720
Известняк	2.73	9.0	0.30	1430	156	270	400
Известняк глинист.	2.70	6.5	0.22	1440	102	260	475

Таблица 2.9

Упругие свойства горных пород Донецкого бассейна, определенные при испытаниях на сжатие (по данным [26])

Порода	$E \cdot 10^{-4}$, МПа		ν	
	I	II	I	II
Сланцы глинист.	3.16	1.54	0.22	0.22
Сланцы песчан.	3.63	2.42	0.25	0.16
Песчаники	3.47	3.98	0.13	0.13
Известняки	6.36	7.25	0.28	0.30

Таблица 2.10

Модули Юнга пород Волго-Уральской провинции, определенные методом вдавливания штампа (по данным [26])

Порода	$E \cdot 10^{-4}$, МПа
Алевролиты кварцевые	0.56 – 0.83
Известняки пелитоморфные глинистые	2.0
Доломиты мелкозернистые	4.37
Аргиллиты	0.55
Песчаники кварцевые мелкозернистые	0.24 – 0.47
Песчаники кварцевые среднезернистые	1.76
Песчаники кварцевые крупнозернистые	1.08 – 1.3

Таблица 2.11

Коэффициенты анизотропии параметров упругости горных пород (по данным [120])

Порода	$E \cdot 10^{-10}$, Па		Кан	ν		Кан
	I	II		I	II	
Алевролит	2.67	1.72	1.55	0.25	0.29	0.86
Известняк	8.36	7.25	1.12	0.28	0.3	0.93

$$E = 2\cdot(1+\nu)\cdot G$$

$$\nu = \frac{E}{2G-1}$$

$$G = \frac{E}{2\cdot(1+\nu)}$$

$$K = \frac{E}{3\cdot(1-2\cdot\nu)} = \frac{2G\cdot(1+\nu)}{3\cdot(1-\nu)} . \quad (2.48)$$

Видно, что модули упругости являются коэффициентами пропорциональности в уравнениях, связывающих напряжения, созданные в породе определенными усилиями, с соответствующими им деформациями.

Необходимо отметить, что практическое изучение напряженного состояния пород в условиях их естественного залегания осложняется анизотропией их свойств по слоистости, проявлением трещиноватости, кавернозности, большим разнообразием механических и физических свойств пород, температуры и влажности. В табл. 2.11 приведены коэффициенты анизотропии упругих параметров горных пород.

Таким образом, упругие характеристики горных пород зависят от их состава, текстуры, структуры пустотного пространства, флюидонасыщенности, частоты упругих колебаний, температуры и давления. Поэтому практические задачи с применением теории упругости обычно решаются для конкретных геологических условий.

Динамические методы изучения упругости горных пород

Если в каком-то элементе породы, находящемся в напряженном состоянии, начнет действовать изменяющаяся по величине и направлению сила, то в непосредственной близости от этого элемента породы возникают изменяющиеся по величине и направлению смещения частиц, а также изменяющееся напряженное состояние породы. Частицы рассматриваемого элемента породы начинают колебаться. Эти колебания и синхронные им изменения напряженного состояния распространяются на соседние и последующие элементарные объемы породы: возникают продольные и поперечные колебания, опи-

сываемые законами распространения волн упругости.

Таким образом, упругие колебания - это процесс распространения в породе знакопеременных упругих деформаций ее частиц. Частота этих колебаний зависит от частоты генератора, возбуждающего колебания, и частоты собственных колебаний тела.

Процесс упругих колебаний описывается следующим волновым уравнением:

$$v^2 \cdot \nabla^2 \cdot u = \frac{\partial^2 u}{\partial t^2}, \quad (2.49)$$

где $\nabla = \frac{\partial}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial z}$ - оператор Лапласа; v - скорость распространения упругих колебаний; u - упругое смещение частиц породы; t - время.

По частоте колебаний упругие волны подразделяются на:

- инфразвуковые с частотой до 20 Гц;
- звуковые - 20 - 20000 Гц;
- ультразвуковые - более 20000 Гц;
- гиперзвуковые - более 1010 Гц.

Волны низкой частоты, вызванные ударом, взрывом, землетрясением и т.д., распространяющиеся в земной коре и быстро затухающие, называют сейсмическими.

В связи с тем, что упругие волны представляют собой распространение в теле деформаций, то в зависимости от вида последних выделяют волны различных типов. Деформации попеременного объемного сжатия и растяжения обусловливают распространение в веществе продольных упругих колебаний. Так как все тела обладают свойством сопротивляться объемному сжатию, то продольные волны P распространяются в любой среде (газах, жидкостях и твердых телах).

Распространение поперечных деформаций сдвига в среде вызывает поперечные упругие волны S. Они присущи только твердому телу, т.к. в жидкостях и газах сопротивление сдвигу отсутствует.

Эти два типа волн распространяются по всему объему породы и поэтому называются объемными.

Твердым телам присущи еще и плоские поверхностные волны, возникающие потому, что частицы горной породы, на-

ходящиеся на границе раздела с другими фазами, встречают меньшее сопротивление своим перемещениям в сторону менее плотной среды.

В связи с тем, что в процессе распространения всех этих волн происходит поглощение и рассеяние энергии упругости, амплитуды колебаний частиц уменьшаются: колебательный процесс затухает. Продольные волны связаны с деформацией объема среды. Распространение волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Поперечные волны обусловлены деформациями формы среды и могут существовать только в твердых телах. Распространение поперечной волны представляет собой перемещение зоны скольжения слоев среды друг относительно друга: частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волн. Поперечная волна - следствие деформации сдвига.

Важнейшим кинематическим параметром упругих волн является скорость их распространения, измеряемая в м/с или км/с. Скорости упругих колебаний рассчитываются по формулам:

$$V_p = \frac{S_p}{t_p} \text{ и } V_s = \frac{S_s}{t_s}, \quad (2.50)$$

где V_p и V_s - скорости продольных и поперечных волн, соответственно; S_p и S_s - длина пути соответствующей волны; t_p и t_s - времена пробега соответствующей волной этого пути.

При геофизических исследованиях скважин применяется динамический метод, с помощью которого в естественных горных породах измеряются скорости распространения волн V_p и V_s.

При определении упругих свойств пород *динамическими методами* в образцах керна возбуждают звуковые или ультразвуковые колебания и регистрируют скорости распространения упругих колебаний в породе. По этим скоростям и плотности сухой породы σ_c рассчитывают основные модули упругости. Соотношение скорости упругих продольных и поперечных

волн с константами упругости и плотностью пород $\sigma_п$ имеют вид [113]:

$$V_p = \sqrt{\frac{E\cdot(1-\nu)}{\sigma\cdot(1+\nu)\cdot(1-2\cdot\nu)}} = \sqrt{\frac{\lambda+2G}{\sigma}}. \quad (2.51)$$

В формуле (2.51) величину $\lambda = \frac{\nu\cdot E}{(1+\nu)\cdot(1-2\cdot\nu)}$ называют параметром Ляме.

$$V_s = \sqrt{\frac{E\cdot 1}{\sigma\cdot 2\cdot(1+\nu)}} = \sqrt{\frac{G}{\sigma}}, \quad (2.52)$$

Эти формулы выведены из тензорной теории связи каждой из компонент деформаций с каждой из компонент напряжений горной породы.

Отношение скоростей распространения продольных и поперечных волн:

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{2\cdot(1-\nu)}{(1-2\cdot\nu)}} = \sqrt{\frac{\lambda+2\cdot G}{G}}. \quad (2.53)$$

Кроме того, упругие константы рассчитываются через скорость продольных V_p и поперечных V_s упругих волн.

Для модуля Юнга:

$$E = \frac{\sigma\cdot V_s^2\cdot\left(3V_s^2-4V_p^2\right)}{2\cdot\left(V_p^2-V_s^2\right)}. \quad (2.54)$$

Для коэффициента Пуассона:

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2 \cdot \left(V_p^2 - V_s^2\right)}. \qquad (2.55)$$

Для модуля сдвига:

$$G = \sigma \cdot V_s^2 = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}. \qquad (2.56)$$

Для модуля объемного сжатия:

$$K = \sigma \cdot \left(V_p^2 - \frac{4}{3} \cdot V_s^2\right). \qquad (2.57)$$

В табл. 2.12 приведены данные по параметрам упругости, определенные статическим и динамическим способами. Видно, что для разных литотипов методы измерения упругих констант имеют существенное различие.

2.5.3. Влияние различных факторов на скорости упругих волн

Скорости упругих волн зависят от многих факторов: литолого-минералогического состава породы, объема и структуры порового пространства, типа цемента, степени цементации и характера распределения глинистого материала, насыщенности различными флюидами, термобарических условий.

Из перечисленных факторов наиболее изучены влияние пористости, глинистости и типа цементации.

Величины скоростей продольной и поперечной волн значительно отличаются между собой, что видно из формул (2.51) и (2.52): в формуле для скорости продольной волны под корнем находятся две составляющие (сумма модуля сжатия и жесткости, деленной на плотность), а в формуле для скорости поперечной волны содержится только одна компонента упругости - жесткость. Это значит, что для количественной характеристики изменения объема (а, следовательно, и формы) для продольной волны требуется учет, как глинистости, так и модуля всестороннего сжатия, а для поперечной волны - учет только жесткости.

Иными словами, поперечные волны передаются через контакты, поскольку деформация концентрируется только на контактах между зернами и изменяется форма твердого тела без изменения объема; а в передаче продольной волны, кроме твердого материала породы, принимает участие и флюид, поскольку при приложении напряжения зерна породы могут деформироваться только в направлении порового пространства.

Значительное влияние на величину V_p оказывает уплотнение породы: скорость V_p увеличивается, т.к. внедрение зерен породы в поровое пространство снижается из-за увеличения числа контактов и уменьшения вследствие этого объема пор. В связи с тем, что степень уплотнения породы зависит от угловатости зерен, их отсортированности, типа цемента и характера его распределения, а также от соотношения величин горного и пластового давлений, то все перечисленные факторы оказывают влияние на V_p.

При достижении цементом породы максимального уплотнения, дальнейшее увеличение V_p с глубиной происходит уже в соответствии с классическим законом уплотнения осадка. Спектр влияния глинистости на V_p фактически включает в себя все перечисленные выше аспекты.

Величина V_p уменьшается:

- при увеличении плотности насыщающей породу жидкости;
- если тип цемента контактный, т.к. поры остаются свободными от цементирующего материала.

Величина V_p увеличивается:

- при увеличении плотности насыщающего флюида;
- при заполнении межзернового пространства, т.к. при этом увеличивается число контактов.

Таблица 2.12

Статические и динамические параметры упругости (по данным [120])

Порода	$E \cdot 10^{-10}$, Па		ν		$G \cdot 10^{-10}$, Па		$K \cdot 10^{-10}$, Па	
	стат.	динам.	стат.	динам.	стат.	динам.	стат.	динам.
Доломит	5.05	5.3	–	–	–	1.88	–	5.21
Известняк	2.25	5.6	0.29	0.27	1.8	2.2	1.8	4.09
Известняк глинистый	6.5	6.6	0.22	0.02	0.68	3.3	3,8	2.3
Песчаник	2.6	2.7	0.28	0.13	0.98	1.1	–	–
Песчаник глинистый	4.5	8.6	0.21	0.42	1.85	1.28	2.6	13.6

Для определения скоростей упругих волн разработаны *резонансные звуковые* и *импульсные ультразвуковые* способы. К импульсным методам относятся способы прозвучивания, продольного профилирования, кратких отраженных и критических углов. Резонансные способы продольных и изгибных колебаний, несмотря на их относительно простую аппаратуру, применяются гораздо реже импульсных. Это объясняется большей точностью импульсных способов, наглядностью экспериментальных данных, значительными пределами, в которых может быть измерена скорость, и возможностью применения этих способов в широком диапазоне давлений и температур.

Существует несколько методов измерения скорости распространения волн различного типа:

1. Динамический, резонансный метод - используются стоячие волны в образце горной породы, возбуждаемые внешним источником, или на основной частоте или на ее последующих гармониях.

2. Метод критических углов - вырезанная тонкая пластинка из образца горной породы устанавливается и вращается в жидкости на пути распространения непрерывной упругой волны.

3. Метод фиксации ультразвуковых импульсов (наиболее распространен).

При изучении упругих свойств образцов пород в лабораторных условиях можно добиться высокой точности измерений, но моделировать пластовые условия достаточно трудно. Для измерения времени пробега упругих волн в образцах горных пород используется специальная импульсная аппаратура с рабочими частотами от 25 до 150 кГц, которая обеспечивает высокую точность отсчетов времени. Пьезокерамические приемники могут регистрировать продольные или поперечные волны частотой до 20 МГц.

Ультразвуковой метод, неточно называемый акустическим, в комплексе с другими геофизическими методами оказался достаточно информативным при изучении горных пород. Скорость распространения ультразвуковой продольной волны тесно связана с пористостью $K_п$, как основной структурной и емкостной характеристикой горной породы. В лабораторных условиях обычно определяют интервальное время ΔT - величину, обратную скорости распространения упругих колебаний. Измеренное время прохождения продольной волны V_p в об-

разце, отнесенное к длине образца ℓ, принимается за время прохождения упругой волны в массиве:

$$\Delta T = \frac{\Delta t}{\ell}, \text{ [мкс/м]}. \quad (2.58)$$

По результатам измерений ΔT на достаточно представительной выборке образцов пород строится зависимость $\Delta T = f(K_п)$, где $K_п$ - пористость, определенная по керну. Обычно измерения ΔT производят на образцах определенной геометрической формы, насыщенных моделью пластовой воды, для которых уже определена пористость. Точность измерения ΔT зависит от технических характеристик прибора, обеспечивающего соблюдение основного принципа подобия распространения продольной волны в образце и массиве. Согласно этому принципу, при лабораторных определениях должно соблюдаться неравенство $a/\lambda > 1$, где a - радиус цилиндрического образца, λ - длина волны.

Линейная зависимость между интервальным временем пробега упругой волны и пористостью имеет следующий вид:

$$\Delta T_п = (1 - K_п) \cdot \Delta T_{ск} + K_п \cdot \Delta T_ж, \quad (2.59)$$

где $\Delta T_п$ - интервальное время пробега продольной волны для горной породы; $\Delta T_{ск}$ - интервальное время пробега продольной волны для твердой фазы (скелета) горной породы; $\Delta T_ж$ - интервальное время пробега продольной волны для насыщающей горную породу жидкости.

В формуле (2.59) не учитывается влияние горного и пластового давлений, однако их роль возрастает с уменьшением пористости.

В табл. 2.13 приведены значения времени пробега продольной упругой волны $\Delta T_{ск}$ для твердой фазы различных литотипов.

Интервальное время пробега продольных волн в жидкости зависит от вида жидкости (нефть, вода): для нефти - от газонасыщенности последней, давления и температуры; для воды - от минерализации, давления и температуры. В табл. 2.14 приведены значения $\Delta T_ж$ флюидов, насыщающих породу.

В скважинных условиях при проведении акустического каротажа геофизики определяют скорости пробега продольной, поперечной волн и волны Стоунли, т.е поверхностной волны, которая образуется на границе жидкость-порода. Однако достаточным петрофизическим сопровождением обеспечено измерение скоростей упругих поперечной и продольной волн в атмосферных и пластовых условиях.

Влияние давления на механические свойства пород

Изучением сжимаемости различных нефтесодержащих пород под действием давления в связи с вопросами, касающимися уточнения оценки запасов нефти, а также проектирования разработки нефтяных месторождений, занимались в середине XX века ряд зарубежных и отечественных исследователей. Так, Карпентер и Спенсер (1940 г.) подвергли всестороннему сжатию нефтеносные песчаники, измеряя объемы сжимаемых образцов и объемы их поровых пространств при различном давлении в интервале от 7 до 569 кГ/см^2. Оказалось, что общее уменьшение в объеме порового пространства для всех испытанных песчаников колебалось в среднем от 2.8 до 3.6 %. Величина коэффициента сжимаемости девонских песчаников по данным Д.А. Антонова (1957 г.), изменяется в пределах 0.86 - 1.26·10^{-5} 1/(кГ/см2), а для известняков по данным М.С. Багова (1965 г.) β=1.0 -1.5·10^{-5} 1/(кГ/см^2).

Из всех работ, посвященных определению сжимаемости горных пород при различающемся давлении, можно сделать вывод, что при высоком (выше 1000 кГ/см^2) давлении сжатия сжимаемость пород значительно меньше по сравнению со сжимаемостью пород при пластовом давлении. Это объясняется тем, что более тесная упаковка зерен породы, а также уплотнение цементирующего материала происходит при относительно низком давлении, что следует учитывать при характеристике упругих свойств продуктивного пласта. При более высоком давлении происходит дальнейшее, уже незначительное уплотнение зерен в местах их контактов, а также незначительная сжимаемость самих минералов.

Зависимость модулей упругости от давления также свидетельствует о том, что при сжатии горных пород, по-видимому, происходит переупаковка и уплотнение зерен, а, следовательно, и изменение порового пространства.

Из всех отечественных и зарубежных работ, посвященных

Таблица 2.13

Значения времени пробега продольной упругой волны для твердой фазы различных литотипов

Твердая фаза	ΔT, мкс/м
Кварц	164
Полевой шпат	170
Кальцит	155
Доломит	142
Глина	172
Ангидрит	164
Каменная соль	164
Слюда	208 – 230

Изучению влияния давления на упругость, пластичность и сжимаемость горных пород, можно сделать вывод, что под действием нагрузки на скелет породы последний претерпевает упругие или пластические изменения в зависимости от величины приложенного напряжения. Изменения, происходящие в пористой среде, выражаются в том, что объем свободного от твердого скелета пространства под влиянием давления изменяется.

Нефтяной пласт - единая гидродинамическая система, обладающая определенным запасом потенциальной энергии за счет гравитационных сил, энергии упругого сжатия пород, пластовых жидкостей и газов. Коэффициент сжимаемости нефти и воды зависят от давления и температуры. Так, по данным М.В. Дерягин и др., 1989 г.) в диапазоне давлений от 70 до 175 кГ/см^2 и температуре от 15 до 70 °С коэффициент сжимаемости нефти $\beta_н$ изменяется в широких пределах: от $7 \cdot 10^{-5}$ до $20 \cdot 10^{-5}$ 1/атм; для воды $\beta_в = 4.5 \cdot 10^{-5}$ 1/атм, а по данным (Д. А. Антонов, 1957 г.) $\beta_в = 2.7 \cdot 10^{-5}$ 1/атм.

Существование необратимого характера деформации песчано-алеавролитовых пород в процессе эксплуатации нефтяных и газовых залежей подтверждено многими авторами как

Таблица 2.14

Значения времени пробега продольной упругой волны для фаз горной породы (по двнным [120])

Флюид	V_p, м/с
Вода	1485
Воздух	331
Лед	3200 – 3300

по данным лабораторных, так и промысловых исследований. Показано, что необратимая деформация коллекторов повинна в снижении темпов отбора нефти и нефтеотдачи пластов (В. П. Сонич и др., 1997 г.). Это явление необходимо предотвращать на вновь вводимых в разработку залежах, для чего требуется постановка специальных исследований.

Таким образом, изменения физических свойств пород при упругой или неупругой деформации в процессе разработки месторождения обусловлены объемными деформациями порового пространства и породообразующих минералов. Величины объемных деформаций зависят от среднего значения нормального напряжения σ, пластового давления P и температуры t в пласте.

Значение нормального напряжения зависит от веса вышележащих пород, геометрии, упругости деформируемого пласта и конкретной тектонической обстановки, влияющей на напряженное состояние породы в естественных условиях залегания.

Из механики твердого тела известно, что напряженное состояние в любой точке деформируемого тела определяется шестью компонентами: тремя нормальными и тремя касательными или тангенциальными. Касательные напряжения могут возникать только в скелете грунта. Нормальные же напряжения, как действующие на площадку, могут передаваться частично скелетом грунта, частично жидкостью, заполняющей поры. При этом изменение давления в жидкости вызывает перераспределение части напряжения, передаваемого скелетом, и части напряжения, передаваемого жидкостью. Если давление жидкости уменьшается, то часть напряжения, которая передается скелетом, увеличивается. При изменении давления жидкости изменяется тензор напряжений, действующих в пористой среде, и, следовательно, изменяется и пористость, т.к. пористость двояким образом зависит от давления жидкости: с одной стороны, на величину пористости влияет изменение объема зерен вследствие их сжатия, а с другой - пористость зависит от давления через напряжение, вызывающее более плотную упаковку твердых частиц.

Жидкость, заполняющая поры, подчиняется законам гидромеханики, передавая напряжение в форме гидростатического давления. Вследствие малой сжимаемости жидкости можно считать, что деформация пористой среды обусловливается

только деформацией скелета. Деформируемость скелета может характеризоваться также зависимостью проницаемости от напряжения.

Методы и аппаратура изучения коллекторских свойств пород с учетом напряженного состояния пласта изложены в работах Л. М. Марморштейна (1984 г.), Г. М. Авчяна (1972 г.) и В.М. Добрынина (1975 г.).

При подсчете запасов нефти методом упругого материального баланса, а при подсчете запасов газа - по методу падения давления, необходимы сведения о величине сжимаемости коллектора.

Для определения величины объемных деформаций коллекторов служат три коэффициента сжимаемости (В. М. Добрынин, 1970 г.).

Коэффициент сжимаемости скелета породы:

$$\beta_{ск} = -\frac{1}{V}\cdot\left(\frac{\partial V}{\partial \sigma}\right)_{P,t} = -\frac{1}{V}\cdot\left(\frac{\partial V}{\partial(\sigma - P)}\right)_{P,t}. \qquad (2.60)$$

Коэффициент сжимаемости пор:

$$\beta_{п} = -\frac{1}{V_{п}}\cdot\left(\frac{\partial V_{п}}{\partial \sigma}\right)_{P,t} = -\frac{1}{V_{п}}\cdot\left(\frac{\partial V_{п}}{\partial(\sigma - P)}\right)_{P,t}. \qquad (2.61)$$

Коэффициент сжимаемости твердой фазы:

$$\beta_{тв} = -\frac{1}{V}\cdot\left(\frac{\partial V}{\partial \sigma}\right)_{(\sigma-P),t} = -\frac{1}{V}\cdot\left(\frac{\partial V}{\partial(P)}\right)_{(\sigma-P),t}, \qquad (2.62)$$

где индексы у скобок показывают, что частные производные взяты при постоянном пластовом давлении P, постоянной температуре t и при постоянной разности (σ - P).

Коэффициенты сжимаемости связаны между собой соотношением:

$$\beta_{ск} = K_п \cdot \beta_п + \beta_{тв}, \quad (2.63)$$

где $K_п$ - пористость.

В лабораторных условиях значение величины $\beta_{ск}$ определяется тензометрированием, величина $\beta_п$ - по объему вытесненной жидкости из порового пространства и величина $\beta_{тв}$ - измерением деформаций образца, не защищенного оболочкой. Значения коэффициентов сжимаемости твердой фазы некоторых пород изменяются по мере увеличения давления. Так, в пределах P=0 - 600 бар значения $\beta_{тв}$ изменяются:

- для мрамора $0.136 - 0.124 \cdot 10^{-5}$ 1/(кГ/см²);
- для известняка $0.242 - 0.236 \cdot 10^{-5}$ 1/(кГ/см²);
- для песчаника кварцевого $0.262 - 0.255 \cdot 10^{-5}$ 1/(кГ/см²).

Видно, что породообразующие минералы характеризуются относительно низкой сжимаемостью. Следовательно, изменение физических свойств пород-коллекторов происходит в основном за счет деформации порового пространства. Установлено (В. М. Добрынин, 1970 г.), что коэффициент сжимаемости пор уменьшается по мере увеличения всестороннего сжатия.

Большое влияние на величину коэффициента сжимаемости пор песчано-глинистых коллекторов оказывает содержание глинистых минералов: с увеличением глинистости $\beta_п$ возрастает.

Наименьшие значения $\beta_п^{max}$ характерны для хорошо отсортированных кварцевых песчаников, сильно уплотненных песчано-глинистых пород с повышенным содержанием карбонатного цемента. Наиболее высокие значения $\beta_п^{max}$ отмечены для неотсортированных песчаников, слабо уплотненных песчаных пород, полимиктовых песчаников.

Увеличение температуры от комнатной до 120 - 150 °С приводит к небольшому (на 5 - 10 %) увеличению величины $\beta_п$ песчаных коллекторов. Коэффициент сжимаемости пор известняков и доломитов увеличивается с температурой на 10 - 17 % (Г. М. Авчян, 1972 г.). Кроме того, наличие воды в порах коллектора увеличивает их сжимаемость на 10 - 13 % по сравнению с сухими породами.

Выше упоминалось, что деформируемость горных пород оказывает влияние в основном на пористость и проницаемость пород, причем проницаемость изменяется под влиянием термодинамических условий значительно больше, чем порис-

тость. Экспериментальные исследования показали, что проницаемость коллекторов возрастает в результате упругой деформации скелета породы при снижении эффективного напряжения и деформации глинистых включений в порах водонасыщенного коллектора при одновременном изменении пластового давления и температуры.

2.5.4. Петрофизическое обеспечение интенсификации пласта

Методы технологического воздействия на продуктивный пласт с целью интенсификации притока нефти делятся на три основные группы:

1. *Химическое*: кислотные обработки (соляной, плавиковой, сульфаминовой); воздействие растворителями; обработка растворами ПАВ.

2. *Гидромеханическое*: гидроразрыв пласта (ГРП); гидропескоструйная перфорация (ГПП); волновое или вибрационное воздействие.

3. *Комбинированное*: гидрокислотный разрыв; направленное кислотное воздействие в сочетании с ГПП; последовательное воздействие пульсатором и управляемыми циклическими депрессиями; одновременная обработка и очистка с применением установки пульсатора.

В некоторых регионах разработаны и внедрены следующие технологии интенсификации притока: солянокислотные ванны в статическом и динамическом режимах (СКВ и ДСКВ); сульфаминокислотные обработки (СуКО); многообъемные солянокислотные обработки (МСКО); направленные кислотные обработки (НКО); поинтервально-направленные кислотные обработки (ПНКО); глинокислотные обработки (ГКО) и др.

Каждый из перечисленных методов применяется в зависимости от необходимости решения конкретной задачи. Так, при подготовке скважины к эксплуатации применяются методы СКВ, ДСКВ и СКО для очистки скважинного фильтра, засорившегося в процессе бурения, а также для очистки околоскважинной зоны. Для увеличения глубины воздействия на пласт применяется СуКО, а для увеличения охвата воздействием по мощности пласта - методы МСКО и НКО: в пласт поочередно закачиваются нефтекислотные эмульсии и кислотные растворы. Механизм такого воздействия состоит в следующем. Нефте-

кислотные эмульсии проникают в более проницаемые прослои, временно блокируя их от влияния кислотных растворов, закачиваемых для воздействия на малопроницаемые прослои. С этой же целью достаточно эффективно применяется метод гидроударного кислотного воздействия (ГКВ), в основе которого лежит способность увеличивать размеры уже имеющихся в породе трещин и образовывать новые; кислотный раствор действует в этом же направлении. Дополнительное применение таких технических устройств как гидроимпульсное кислотное воздействие (ГИКВ) и циклическое воздействие с помощью пескоструйных насосов (ЦВ ПСН) усиливает положительный эффект перечисленных выше методов.

Однако, как правило, выбор конкретного метода воздействия осуществляется в какой-то мере «вслепую», без учета состояния горного массива в этот момент. Изначально горный массив находится в напряженном состоянии, обусловленном горно-геологическими факторами, и которое является исходным напряжением. При бурении скважины и вскрытии продуктивного горизонта горная порода подвергается дополнительному механическому воздействию, что приводит к образованию вокруг скважины зоны нарушений с иным полем напряженностей. В околоскважинной зоне на расстоянии до 10 м формируется так называемая предельная область, в которой происходит квазипластическая деформация вплоть до разрушения горной породы.

Вследствие перераспределения напряжений и в зависимости от литологического состава пород могут произойти два процесса: необратимая пластическая деформация глинистого материала и хрупкое разрушение скелета породы с образованием микро- и макротрещиноватости, которая в начальный период может улучшить фильтрационно-емкостные свойства породы, а затем, из-за разрыхления последней, вызовет их ухудшение.

Таким образом, становится очевидным вывод, что при выборе метода освоения скважины необходимо учитывать напряженное состояние горного массива, особенно при расчетах рабочих депрессий при интенсификации притока.

При проведении кислотного воздействия следует учитывать, что кислотная обработка, разрушая первичную капиллярную и трещинную системы и образуя новые, свежие поверхности, изменяет, таким образом, первоначальную характеристику

смачиваемости: из гидрофобной она может превратиться в гидрофильную, и наоборот, что в свою очередь повлияет на относительную проницаемость для нефти. Кроме того, было замечено, что смачиваемость породы зависит от характера напряжений, возникающих в горном массиве при механическом воздействии на него. Например, при эксплуатации скважины струйными насосами возникают растягивающие напряжения, увеличивающие межмолекулярные расстояния, и, следовательно, должна уменьшаться поверхностная энергия минералов, величина $\cos\theta$ также уменьшается. При виброволновом воздействии появляются сжимающие напряжения, возникает обратный эффект: $\cos\theta$ увеличивается, поверхность приобретает фобные свойства.

Изменение напряженности в горном массиве оказывает влияние и на величину естественной поляризации пород, которая в свою очередь зависит от минерального состава пород, влияния землетрясений, бурения скважин и т.д. Это влияние выражается в следующем. В процессе бурения скважины породообразующие и глинистые минералы под действием деформирующих напряжений получают дополнительный заряд поляризации. Более высокий заряд получают металлосодержащие минералы (хлорит, сидерит и др.), и в околоскважинной зоне образуется область с иной степенью поляризации, позади которой находится область с первоначальной поляризацией.

При изучении процесса поляризации кварца под действием деформирующих напряжений установлено, что под влиянием сжимающих напряжений на поверхности кристалла возникают положительные заряды, а при растягивающих - знаки зарядов изменяются на противоположные.

При определении технологической эффективности электромагнитного воздействия на породу необходимо учитывать также и тот факт, что степень воздействия зависит еще и от диэлектрической проницаемости адсорбированной воды: чем тоньше пленка последней, тем меньше диэлектрическая проницаемость воды. Именно поэтому максимальную эффективность от воздействия на прискважинную зону пласта электромагнитными полями можно ожидать в хороших коллекторах или после кислотных обработок пород с худшими коллекторскими свойствами.

На призабойную зону скважины можно воздействовать методом электрического разряда, относящимся к импульсным методам воздействия. Сущность метода состоит в том, что в малом объеме канала разряда создается электрический взрыв, сопровождающийся выделением большого количества энергии в этом малом объеме канала разряда. Эффективность метода зависит от свойств жидкости «глушения». Так, если скважина заглушена минерализованной водой, то электрический разряд может быть осуществлен только при электропроводности не ниже $\sigma \geq 0.28$ $Ом^{-1}м^{-1}$. Экспериментальные исследования зависимости проницаемости породы от воздействия электрического разряда в водонефтяной эмульсии при моделировании пластовых условий показали, что проницаемость песчаника после электроразрядной обработки увеличилась почти в 2 раза при условии, если гидростатическое давление не превышало 16 МПа. Увеличение гидростатического давления до 30 МПа снижала этот эффект, подтверждая, что основным механизмом воздействия являются волны сжатия, «создающие и развивающие радиальные и цилиндрические трещины» (О. Н. Сизоненко и др., 2002 г.). Эффективность этого метода зависит от рационального подбора жидкостей глушения, зависящих в свою очередь от физических свойств пород-коллекторов и пластовых жидкостей, то есть в любой ситуации при выборе метода интенсификации притока необходимо учитывать физико-химические процессы, возникающие в породах в процессе бурения скважины.

Таким образом, для повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, с целью принятия правильных технологических решений осуществляют петрофизическое обеспечение интенсификации продуктивного пласта, которое заключается:

- в определении упругих, прочностных, пластических свойств пород;
- в изучении физико-химического состояния пластовой системы «порода-вода-нефть» (оценка смачиваемости, поляризационных свойств и т.д.);
- в проведении экспериментов по фильтрации через породу, в которой смоделирована нефтеводонасыщенность, кислотных композиций, поверхностно-активных веществ, жидкостей, применяемых при вскрытии, глушении или ГРП.

2.5.5. Исследования нефтеизвлечения при воздействии на прискважинную зону

В отечественной литературе последних десятилетий стало привычным связывать с процессом нефтеотдачи и процессы воздействия на прискважинную зону с целью интенсификации притока нефти. По смыслу же, которое несет в себе понятие «нефтеизвлечение», это интенсификация извлечения нефти вследствие ухудшения проницаемости породы в прискважинной зоне. Необходимость воздействия на прискважинную зону обусловлена различными причинами, начиная от процесса бурения и заканчивая изменениями физико-химического состояния и объема порового пространства в процессе разработки залежи нефти. Поэтому к комплексу способов воздействия на проницаемость пород в прискважинной зоне относятся: качество бурового раствора, вскрывающего продуктивный горизонт; кислотные обработки; гидроразрыв пласта и ряд других способов.

Известно, что породы прискважинной зоны в процессе бурения, цементирования, перфорации и освоения скважины подвергаются необратимому механическому и физико-химическому воздействию, сущность которого в общих чертах, заключается в следующем:

- в процессе бурения увеличиваются напряжения на минеральную часть горной породы, что вызывает ее деформируемость и, следовательно, необратимое уменьшение абсолютной проницаемости пористой среды;
- вскрытие нефтесодержащих горизонтов с применением бурового раствора на водной основе также неблагоприятно влияет на продуктивность скважин вследствие проникновения в пласт пресного фильтрата, вызывающего изменение объема глинистого материала породы и оттесняющего нефть на значительное расстояние от ствола скважины и снижающего тем самым проницаемость породы для нефти;
- при цементировании обсадной колонны из цементного раствора в пласт также отфильтровывается значительное количество воды затворения;
- для осуществления гидродинамической связи с пластом обсадные колонны перфорируют, что вызывает дополнительное местное уплотнение горной породы вдоль перфораци-

онных каналов, что также снижает приток пластовых жидкостей в эти отверстия.

В исследовательских подразделениях при проведении экспериментальных работ по нефтеизвлечению на керновом материале исследуют и физико-химические свойства пластовых флюидов, которые можно разделить на два направления:

1. Лабораторные исследования глубинных проб пластовых флюидов (исследования в PVT-условиях), включающие определение коэффициента объемной упругости; плотности и вязкости пластовой нефти; давление насыщения нефти газом; плотности и вязкости сепарированной нефти; газосодержания нефти; плотности отсепарированного газа; объемного коэффициента нефти; усадки нефти.

2. Лабораторные исследования разгазированных нефтей в атмосферных условиях, включающие определение плотности разгазированной нефти и ее кинематической вязкости; хроматографический анализ компонентного состава разгазированной нефти и отсепарированного газа; температуры застывания нефти; молярной массы нефти; температуры начала кипения; объемное содержание светлых фракций; массовое содержание смол, асфальтенов, парафинов, серы, воды; весовое содержание хлористых солей; температуры плавления парафина; кислотное число.

В петрофизических подразделениях в настоящее время стало возможно проведение исследований нефтеотдачи и нефтеизвлечения на образцах горных пород с применением высокотехнологичного оборудования, но проблема стандартизации такого рода опытно-методических работ до сих пор остается достаточно серьезной.

2.5.6. Петрофизическое обеспечение вскрытия пласта методом гидравлического разрыва

Гидроразрыв пласта (ГРП), как метод восстановления продуктивности скважин, в нефтепромысловой практике был впервые применен в 1947 г. в США, а с 1952 г. стал внедряться в СССР на промыслах Татарии, Башкирии, Куйбышевской области, Азербайджана и Краснодарского края. Однако с середины 1960-х годов интерес к данному методу заметно снизился и активно стал применяться только с 1990-х годов, когда в России появились импортная техника и новые технологии.

Процесс гидроразрыва относится к активным формам управления деформированием горных пород с целью изменения свойств последних в нужном направлении: упрочнении или ослаблении породы на выбранном участке путем закачки в пласт жидкости под давлением. Основной формой воздействия на породу является искусственно создаваемая анизотропия, выражаемая в виде трещин (щелей) различной формы и размера. Разработана теоретическая основа активного управления процессом такого вида деформирования породы (Ю. И. Мартынов, 1985 г.), но практически отсутствует достаточно надежное петрофизическое обеспечение этого процесса.

В настоящее время ГРП является одним из наиболее часто применяемых и экономически эффективных методов повышения нефтеотдачи так называемых квазиколлекторов, т.е. пород с проницаемостью до $K_{пр}$=30-50·10^{-3} мкм^2.

Технологически разрыв нефтяного пласта происходит при нагнетании в него жидкости под давлением, достаточно высоким для того, чтобы вызвать разрыв сплошности пород этого пласта. Флюид, закачиваемый через перфорационные отверстия обсадной колонны под давлением, которое намного превышает минимальные главные напряжения в пласте, создает трещину в породе вдоль плоскости максимального напряжения. Другими словами, растрескивание породы начинается в точке, где гидравлическое давление превосходит сумму двух сил: прочность породы на разрыв и напряжение, обусловленное весом вышележащих пород. Поэтому в породах неглубокого залегания обычно возникают горизонтальные трещины, а в пластах, залегающих глубоко, - вертикальные, поскольку трещина распространяется перпендикулярно оси минимального стресса.

Однако после снятия давления нагнетания, используемого для создания трещины, стенки созданного разрыва сплошности в породе стремятся сомкнуться. Смыкание стенок создаваемых трещин предотвращает проппант (кварцевые шарики определенного диаметра), который закачивают в пласт под давлением вместе с технологической жидкостью. Размер диаметра применяемого «расклинивающего агента» (проппанта) подбирается таким образом, чтобы после снятия давления нагнетания вновь созданная трещина удерживалась в раскрытом состоянии.

Трещина, заполненная проппантом, создает узкий, но об-

ладающий высокой проводимостью (зачастую на 6 порядков выше, чем проницаемость пласта) канал для фильтрации флюида по направлению к скважине. Типичная проектная расклиненная ширина трещины в низкопроницаемых коллекторах может быть порядка 0.25 см, а в высокопроницаемых коллекторах трещина может иметь ширину до 5 см.

Технология ГРП характеризуется созданием в пласте системы трещин определенной длины. Оптимальная длина трещин для интенсификации работы коллектора находится в обратной зависимости от проницаемости пород (если $K_{пр}$<10 - 30·10^{-3} мкм^2, то необходимо создание трещины длиной 15 - 50 м (иногда до 100 м), если $K_{пр}$>30 - 50·10^{-3} мкм^2, то трещина длиной до 10 м (иногда до 30 м) позволяет соединить забой скважины с незагрязненной частью пласта и повысить его продуктивность.

Данные о фильтрационно-емкостных, упругих и прочностных свойствах горных пород являются основной исходной информацией при моделировании геометрии создаваемой трещины при проведении ГРП. На практике, при расчете дизайна трещины ГРП для большинства скважин из-за отсутствия экспериментальных параметров упруго-прочностных параметров пород, слагающих разрез, как правило, используются либо литературные данные для определенных литотипов, либо усредненные экспериментальные данные для литотипов данного региона или данные, рассчитанные по аппроксимирующим зависимостям.

Однако, оказалось, что параметр коэффициент Пуассона обладает более высокой чувствительностью как к способам и условиям измерений, так и к методам интерпретации данных по сравнению с модулем упругости Е. Поэтому при моделировании ГРП с помощью программы SImFrac модуль Юнга используется как фиксированный параметр, а коэффициент Пуассона - как один из настроечных параметров, варьированием которого достигается совпадение расчетной и фактической кривых давления (В. И. Некрасов и др., 2001 г.).

В практике применения ГРП количество отрицательных примеров применения гидроразрыва пласта значительно, и в большинстве случаев это связано с недостатком информации об особенностях строения геологического разреза и свойствах слагающих его пород. Наличие сведений о трещиноватости пород и распределении в них напряжений позволило бы установить предполагаемое направление гидроразрыва.

Одним из геофизических методов, способном повлиять на расчет параметров дизайна ГРП, является многоволновая поляризационная акустика. Известно, что скорости распространения поляризованных упругих поперечных волн зависят от механических напряжений в направлении распространения этих волн. Это дает возможность по азимутальной анизотропии механических напряжений прогнозировать наиболее вероятное направление развития трещин при ГРП. Получаемые данные позволяют до проведения работ ГРП определить механические свойства горных пород, оценить общую пористость, изучить направление вектора горизонтального напряженного состояния и т.д. Это позволяет оптимальным образом рассчитать дизайн ГРП и прогнозировать направление трещины до проведения работ (С. В. Добрынин, В. П. Стенин, 2005 г.).

Результаты геофизических исследований с применением акустического комплекса до и после ГРП показали возможность диагностики зоны развития трещины ГРП методом широкополосной акустики с фиксацией азимута ее распространения. Однако геофизическую методику прогноза азимута трещиноватости ГРП целесообразно подкреплять исследованиями на керне (например, данными по анизотропии скоростей пробега упругих волн для ненагруженных и нагруженных образцов).

Таким образом, активное использование петрофизических данных и материалов ГИС при дизайне трещины ГРП должно привести к уменьшению рисков получения отрицательных технологических результатов из-за проблемы прогнозирования азимутального направления образующейся при ГРП системы трещин.

В настоящее время не существует общепринятой методики исследования образцов горной породы, которую можно было бы рекомендовать для петрофизического обеспечения ГРП. Методики, которыми располагают лаборатории, можно объединить в следующие направления [31]:

- изучение анизотропии скоростей пробега упругих волн для ненагруженных и нагруженных образцов;
- изучение режима акустической эмиссии породы при нагружении образцов керна с различными скоростями деформирования;
- имитация гидроразрыва на лабораторной модели.

Воспроизводимость условий проведения эксперимента, возможность непосредственного измерения ряда параметров

процесса и управления некоторыми из них имеют очень большое значение для принятия решения о применяемом оборудовании и последовательности операций, управляющих режимом процесса ГРП.

Таким образом, для петрофизического обеспечения бурения, вскрытия и интенсификации нефтяного пласта, разработки месторождения, интерпретации материалов акустических исследований скважин в лабораторных условиях определяют упругие, прочностные, пластичные и реологические свойства горных пород.

ГЛАВА III
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

3.1. КОМПЛЕКСЫ ГИС

Комплекс ГИС формируется из стандартных (ДС, БЭЗ, КС, МКЗ, ГМ, НГМ, АК и др.) и специальных методов ГИС (ВИКИЗ, ГМ-С, ВАК, ИНГМ-С и др).

Состав комплекса геофизических исследований зависит от:

- конструкции скважины;
- типа промывочной жидкости в стволе скважины;
- типа разреза;
- решаемой геологической задачи;
- петрофизических и геохимических особенностей геологических разрезов.

Конструкция скважины и тип промывочной жидкости являются определяющими факторами для формирования набора исследуемых физических полей. Например, присутствие стальной колонны в скважине не позволяет использовать методы электрометрии. Ограничивает круг возможных электрических методов и минерализованная промывочная жидкость. Комплекс методов электрометрии в этом случае включает только модификации бокового каротажа (табл. 3.1). При использовании непроводящих электрический ток растворов (раствор на нефтяной основе - РНО, известково-битумный - ИБР, инвертный водоэмульсионный - ВИЭР) применимы только индукционный и волновой диэлектрический метод.

Для акустических методов и методов радиометрии обсадная колонна и цементное кольцо не являются препятствием, но, в силу малых радиусов исследования, для части методов

изменяются решаемые задачи. Например, гамма-гамма метод используется не для определения плотности пород, а для оценки качества цементирования. Ультразвуковой акустический метод в обсаженной скважине используется для оценки качества сцепления обсадной колонны с цементом. Методы радиометрии и акустики менее чувствительны к типу промывочной жидкости в стволе скважины, чем методы электрометрии.

Основными типами геологического разреза, с которыми связаны промышленные скопления углеводородов, являются следующие:

- терригенный;
- карбонатный;
- смешанный терригенно-карбонатный;
- вулканогенный и вулканогенно-осадочный;
- представленный нетрадиционными коллекторами: аргиллитами (баженит, акжарит), породами кристаллического фундамента.

Стандартный комплекс ГИС в терригенных и терригенно-карбонатных отложениях при бурении на глинистом пресном растворе включает методы: кавернометрия (ДС), резистивиметрия, электрометрия (БЭЗ, СП, БК, ИК), радиометрия (ГМ, НГМ, в последнее время часто включают ННМт). Возможно использование акустического и гамма-гамма плотностного метода.

Для изучения карбонатных отложений сложного литологического состава необходим максимально возможный комплекс методов радиометрии и акустических. Желательно включение в комплекс гамма-гамма - селективного метода (ГГМ-С) и гамма-спектрометрии естественной радиоактивности горных пород (ГМ-С). Методы электрометрии с большим радиусом исследования и метод потенциалов собственной

Таблица 3.1

Комплекс методов электрометрии для различных типов промывочных жидкостей

Тип промывочной жидкости	Методы кажущегося сопротивления	Фокусированные зонды
Пресный раствор на глинистой основе или техническая вода	КС, БЭЗ, МКЗ	БК, МБК, ИК, ВИКИЗ
Минерализованный раствор	–	БК, МБК
Раствор на нефтяной основе (РНО)	–	ИК, ВИКИЗ, ИКЗ

поляризации слабодифференцированы в высокоомном карбонатном разрезе.

По данным комплекса ГИС разведочных скважин решают следующие геологические задачи:

- литологическое расчленение разреза;
- определение фациальной принадлежности отложений;
- определение реперных пластов, отбивка стратиграфических границ, корреляция разрезов скважин;
- выделение коллекторов и определение их характера насыщения;
- установление положения газожидкостных и флюидальных контактов и определение эффективной толщины коллекторов ($h_{эф}$);
- определение типа емкостного пространства коллекторов;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (ФЕС): межзерновой, трещинной и кавернозной пористостей ($K_{п.мз}$, $K_{п.т}$, $K_{п.к}$), эффективной пористости ($K_{п.эф}$), проницаемости ($K_{пр}$);
- оценка нефтегазонасыщенности коллекторов ($K_{н}$);
- оценка степени неоднородности отложений;
- определение вещественного состава отложений;
- определение пластовых давлений и температур;
- выделение зон аномальных пластовых давлений.

Для оценки сопротивлений зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, незатронутой проникновением части пласта и полностью промытой зоны необходимо включать в комплекс ГИС разноглубинные фокусированные зонды (БК, МБК, ИК, ВИКИЗ).

В полимиктовых коллекторах неоднозначна интерпретация данных гамма-метода и для изучения глинистости отложений целесообразно включение в комплекс гамма-спектрометрии естественной радиоактивности горных пород.

В тонкослоистых разрезах, представленных переслаиванием песчаных и глинистых прослоев, и/или плотных пропластков, целесообразно применение микрометодов ГИС - микрозондирования (МКЗ), микробокового метода (МБК).

Для определения типа порового пространства и вторичной емкости коллекторов целесообразно включение в комплекс акустических методов. Также тип порового пространства коллекторов определяется по данным методов удельного электрического сопротивления с использованием специальных технологий исследований.

Определение вещественного состава отложений производится по данным методов радиометрии в комплексе ГИС. Для решения этой задачи используют специальные методы ГИС (гамма-гамма-селективный метод - ГГМ-С, гамма-спектрометрия - ГМ-С, нейтронная гамма-спектрометрия - НГМ-С) и/или специальные методики интерпретации данных стандартного комплекса ГИС.

Для определения фациальной принадлежности отложений используют, как правило, данные методов ГМ и ПС.

Геохимические особенности отложений заключаются в присутствии элементов, оказывающих значительно влияние на показания различных методов ГИС. Например, наличие элементов с аномальными сечениями захвата и поглощения тепловых нейтронов (раздел 1.4) вызывает трудности при интерпретации данных нейтронных методов, с аномальной радиоактивностью - гамма-методов. Присутствие в разрезе углей оказывает влияние на показания различных методов ГИС (электрометрии, ГГМ-п, АК и др.).

Согласно технической инструкции по проведению ГИС (Минтопэнерго РФ. 2001. [130]), геофизические исследования разрезов нефтяных и газовых скважин всех категорий подразделяют на общие и детальные (табл. 3.2).

Общие исследования выполняют во всех скважинах по всему разрезу, вскрытому бурением. Они обеспечивают:

- разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный, хемогенный, вулканогенный, кристаллический), внутри- и межплощадную корреляцию разрезов;
- расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, привязку по глубине интервалов отбора керна, интервалов опробований, испытаний, перфорации.
- определение пространственного положения и технического состояния стволов скважин.

В зависимости от решаемых задач исследования подразделяют на промежуточные и заключительные, которые выполняют полным комплексом в заданных интервалах, и привязочные, назначаемые по мере необходимости.

Промежуточные исследования проводят по завершению разбуривания интервалов, намеченных для перекрытия кондуктором, техническими (технической) колоннами, а также

Таблица 3.2

Обязвтельные комплексы геофизических исследоввний необсаженных скввжин для решения геологических и технических звдвч [130]

Структура комплекса	Категория скважин		
	Опорная, параметрическая	Структурная, поисковая, оценочная, разведочная	Оценочная
Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, СП, КС (1 – 2 зонда из состава БЭЗ), БМ, ГМ, АМ, СНМ, ГГМ-П, профилеметрия, ВСП, инклинометрия, термометрия, резистивиметрия	ГТИ, ПС, КС (1 – 2 зонда из состава БЭЗ), БМ, ГМ, АМ, СНМ, ГГМ-П, профилеметрия, инклинометрия, резистивиметрия, ВСП[2], термометрия[1]	ГТИ, ПС, КС (1 – 2 зонда из состава БЭЗ), БМ[3], ГМ, СНМ, АМ[3], ГГМ-П[3], профилеметрия, инклинометрия, резистивиметрия
Постоянная часть детальных исследований	ПС, БЭЗ, БМ, ИМ (ЭМК), МК, МБК, ГМ (ГМ-С), НМ, ИНМ, АМ, ГГМ-П (ГГМ-С), наклонометрия, ЯММ, каротаж магнитной восприимчивости, профилеметрия	ПС, БЭЗ, БМ, ИМ (ЭМК), МК, МБК, ГМ(ГМ-С), НМ, АМ, ГГМ-П (ГГМ-ЛП)[4], наклоиометрия[5]	ПС, БЭЗ, БМ, ИМ, МКЗ[3], МБК, профилеметрия, ГМ (ГМ-С)[3], СНМ, АМ, ГГМ-П (ГГМ-С)[3-4]
Изменяемая часть детальных исследований (дополнительные исследования)			
В сложных (трещинных, глинистых, битуминозных) коллекторах	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯММ	ДК, ГДК, ОПК,ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯММ	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК- сканирование, АК-сканирование, ЯММ
Для определения флюидальных контактов	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНМ	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНМ, ЯММ	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНМ, ЯММ
При низком выносе керна	Отбор образцов пород сверлящим керноотборником (СКО)	Отбор образцов пород сверлящим керноотборником(СКО)	
При неоднозначной интерпретации	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине

Примечание: *1 - в нескольких скважинах месторождения, 2 - во всех поисково-оценочных скважинах, в разведочных скважинах - при близком расположении сейсмопрофилей, 3 - в вертикальных скважинах кустов при кустовом бурении, 4 - в карбонатном разрезе, 5 - в поисковых, оценочных и разведочных скважинах при наклоне границ пластов более 5° от вертикали.*

эксплуатационной колонной выше первого продуктивного или перспективного интервала.

Заключительные исследования проводят по окончании бурения скважины. В глубоких скважинах исследования выполняют в интервалах, не превышающих 1000 м.

Привязочные исследования проводят с целью оценки положения текущего забоя относительно стратиграфических реперов, а также привязки к разрезу интервалов отбора керна, опробований и испытаний. Для этого используют один - два метода из следующего перечня: СП, ГМ, стационарные НМ, БК (или ИК), профилеметрия.

Детальные исследования выполняют в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах для:

- расчленения изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;
- детального литологического описания каждого пласта, выделения коллекторов всех типов (межзерновых, трещинных, каверновых и смешанных), определения их характера насыщения и фильтрационно-емкостных свойств;
- обоснования коэффициентов извлечения и прогнозирования потенциальных дебитов;
- составления технологических схем и проектов пробной и опытно-промышленной эксплуатации, проектов разработки;
- получения исходной информации для мониторинга залежей и месторождений.

Полный комплекс детальных исследований включает постоянную (для всех категорий скважин кроме опорных и параметрических) и изменяемую части. Детальные исследования выполняют в минимальный (не более 5 суток) срок после разбуривания продуктивного или перспективного на нефть и газ интервала. При большой толщине продуктивных (перспективных) пород интервал исследований не должен превышать 400 м.

Специальные исследования выполняют для изучения коллекторов сложного строения, которые не удается полностью охарактеризовать материалами обязательного комплекса. Они включают повторные измерения при смене скважинных условий:

- методами БК и ИМ в процессе формирования зоны проникновения на высокоминерализованной и пресной промывочных жидкостях, соответственно, а также при создании

избыточного давления на устье скважины;

- на двух промывочных жидкостях, удельные сопротивления которых отличаются на порядок и более, или когда одна из них содержит нейтронно-поглощающие вещества;

- при продавливании в породы жидкостей, содержащих искусственные короткоживущие радионуклиды (изотопы);

- в газоносных объектах - повторные измерения НМ в течение нескольких месяцев в обсаженной скважине по мере расформирования зоны проникновения.

Геофизические исследования необсаженных скважин обеспечивают информационное сопровождение подсчета запасов нефти и газа ($h_{эф}$, $K_п$, $K_{нг}$), геологического и, частично, гидродинамического моделирования.

Данные ГИС необсаженных скважин также используют для решения ряда технологических задач [130]. В каждом конкретном случае время, интервалы и комплекс специальных исследований определяются геолого-технической ситуацией в скважине.

Интервалы флюидопроявлений и поглощений промывочной жидкости определяют по данным:

- геолого-технологических исследований (ГТИ) по изменениям давления в гидравлической системе и выхода промывочной жидкости;

- ПС или резистивиметрии - если жидкость в застойной зоне ниже интервала притока или поглощения обладает другой минерализацией, по сравнению с жидкостью выше этого интервала;

- акустического каротажа, если интервал притока или поглощения приурочен к трещинно-кавернозным и закарстованным породам;

- ГМ - при продавливании в скважину жидкости, обогащенной короткоживущими изотопами;

- высокочувствительной термометрии (глава V);

- механической или термокондуктивной расходометрии (глава V).

Для обнаружения пород, быстро и интенсивно размывающихся во время бурения на облегченных и недостаточно структурированных промывочных жидкостях (пластичные переувлажненные глины, глины с АВПД, толщи солей), используют данные повторной кавернометрии-профилеметрии (раздел 1.6), фиксирующих проявление каверн, быстро увеличивающихся во времени. Боль-

шую пользу оказывает метод АМ. На малых глубинах интервалы пород с высокими реологическими свойствами отмечаются минимальными значениями скоростей продольных волн и максимальным их затуханием. На больших глубинах скорости продольной и поперечной волн, значения коэффициента Пуассона и модуля Юнга возрастают по сравнению с нормальными значениями для данной глубины. В скважинах «старого фонда» измерения скоростей продольной и поперечной волн выполняют через обсадную колонну, применяя приборы с рабочей частотой излучателей в пределах 8 - 10 кГц.

Для определения места и интервала прихвата бурильных труб в желобах, интервалах резкого перегиба оси скважины, вблизи забоя и на участках резких изменений диаметра скважины применяют электромагнитные и акустические прихватоопределители (гл. «Методы промыслово-геофизического контроля месторождений нефти и газа»). Измерения дополняют записью локатора муфт (ЛМ) для контроля положений различных элементов компоновки бурильного инструмента.

Определение положения оставленных в скважине металлических предметов осуществляют с помощью методов, реагирующих на аномально-низкое удельное электрическое сопротивление. При возможности непосредственного контакта с предметом только через слой промывочной жидкости применяют стандартный электрический каротаж, БК. Если предмет находится на расстоянии единиц метров от ствола скважины (например, в параллельном стволе), а также в скважинах, заполненных непроводящей жидкостью, применяют электромагнитные методы ГИС.

Наведение стволов специальных скважин, бурящихся для глушения фонтанов, ведется с помощью высокоточных инклинометрических измерений (раздел 1.6). При этом для уменьшения случайной и систематической составляющих погрешностей измерения выполняют 2 - 3 приборами, спускаемыми порознь или в единой связке. Приборы заново калибруют перед каждым спуском и после подъема из скважины.

3.2. ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Расчленение разрезов скважин по методам ГИС основано на знании физических свойств пород и определяющих их геофизических параметров. Литологическую характеристику по-

род устанавливают по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных геофизических методов. Следует, однако, иметь в виду, что существующие методы ГИС часто дают одинаковые признаки пород разного литологического состава. Поэтому при решении данной задачи необходимо использовать весь комплекс геолого-геофизических исследований.

При составлении литологического разреза скважины можно использовать информацию об основных физических признаках пород, приведенных в табл. 3.3. Данная таблица составлена для наиболее ярко выраженных типов пород и коллекторов с межзерновой пористостью при условии вскрытия разреза на пресной промывочной жидкости ($\rho_ф > \rho_в$).

Положение границ пластов и их толщин в разрезе скважины устанавливают по правилам, сформулированным для каждого геофизического метода. Предпочтение отдается методу, который наиболее четко фиксирует изучаемый объект.

Если угол встречи пласта со скважиной отличается от 90°, истинную толщину пласта рассчитывают по формуле:

$$h = h_ф \cdot [\cos\delta \cdot \cos\alpha - \sin\delta \cdot \sin\alpha \cdot \cos(\theta - \varphi)], \quad (3.1)$$

где $h_ф$ - толщина наклонно залегающего пласта, измеренная в направлении искривления скважины; δ - угол искривления скважины; α - угол падения пласта; θ - азимут падения пласта; φ - азимут искривления скважины.

В случае, если разрез представлен породами сложного минерального состава, с различными типами коллекторов и насыщающих их флюидов, построение литологической колонки возможно лишь на основании количественной интерпретации геофизических данных с привлечением геологической информации об изучаемом разрезе.

При сложном минеральном составе пород и сложной структуре порового пространства для определения литологии пород и их общей пористости целесообразно решение системы петрофизических уравнений вида Y=AX, где Y - вектор геофизических параметров, X - вектор искомых параметров (компонент породы), A - матрица петрофизических характеристик выбранных компонент. В случае, если комплекс методов включает НМ, ГГМ-П и АМ, пористость пород и содержание в них отдельных минералов (кварца, доломита, ангидрита, кальцита

Таблица 3.3

Характеристика основных типов осадочных пород по данным стандартного комплекса геофизических методов (пресный глинистый раствор)

Породы	Методы сопротивления $\rho_к$	Метод СП $U_{сп}$	Микрозонды $\rho_к$	Гамма-метод I_γ	Нейтронные методы $I_{нт}$, $I_{нп}$	Плотностной гамма-гамма метод $I_{\gamma\gamma}$	Акустический метод $\Delta T_п$	Метод продолжительн. проходки $\tau_{пр}$	Кавернограмма d_c
Глины	Низкое. Повышается в известковистых глинах и очень глубоком их залегании	Положительные (максимальные). Увеличиваются с ростом дисперсности глины	Низкие, совпадающие для микрозондов разной длины. В кавернах (d_c>0,2 м) $\rho_к \approx \rho_р$	Максимальные	Максимальные	Высокие, реже сред. Наблюдается существенное влияние диаметра скважины	Высокие. Заметно убывают с увеличением глубины залегания глин	Низкая	$d_c > d_д$
Глинистые сланцы	Низкое и среднее	Положительные	Средние, совпадающие для микрозондов разной длины	Повышенные, высокие. Тем выше чем более дисперсны, глубоководны и битуминозны глинистые сланцы	Низкие и средние	Средние	Высокие. Убывают с увеличением плотности сланцев	Низкая и средняя	$d_c \approx d_д$

Продолжение табл. 3.3

Породы	**Методы сопротивления** $\rho_к$	Метод СП $U_{сп}$	**Микрозонды** $\rho_к$	**Гамма-метод** I_γ	**Нейтронные методы** $I_{нγ}$, $I_{нп}$	**Плотностной гамма-гамма метод** $I_{γγ}$	Акустический метод $\Delta T_п$	**Метод продольн. проходки** $\tau_{пр}$	Кавернограмма d_c
Мергели	Среднее и высокое. Увеличивается с возрастанием плотности и известковистости	Положительные (максимальные). Возможно уменьшение при большом содержании карбонатного материала	Высокие и средние, совпадающие для микрозондов разной длины	Повышенные. Понижаются в доломитизированных мергелях	Средние	Пониженные. Тем больше, чем больше карбонатного материала	Средние и повышенные в рыхлых глинистых мергелях	Средняя в рыхлых мергелях. Высокая в плотных	$d_c \approx d_д$
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы, насыщенные высокоминерализованной водой	Низкое	Отрицательные (минимальные). Тем более отрицательны, чем менее глинисты и сцементированы	Средние, не совпадающие для микрозондов разной длины $\rho^{мгз}_к > \rho^{мгз}_к$	Низкие и средние. Увеличиваются по мере возрастания степени глинистости	Средние	Средние н повышенные. Увеличиваются с увеличением пористости	Средние	Низкая в песках, средняя в песчаниках и карбонатах	$d_c < d_д$

Продолжение табл. 3.3

Породы	Методы сопротивления $\rho_к$	Метод СП $U_{сп}$	Микрозонды $\rho_к$	Гамма-метод I_γ	Нейтронные методы $I_{n\gamma}$, I_{nn}	Плотностной гамма-гамма метод $I_{\gamma\gamma}$	Акустический метод $\Delta T_п$	Метод продолжительн. проходки $\tau_{пр}$	Кавернограмма d_c
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы, насыщенные нефтью с небольшим содержанием остаточной воды	Среднее и высокое	То же	То же	То же	То же	То же	То же	То же	То же
Пески, песчаники, высокопористые карбонатные коллекторы, насыщенные газом с небольшим содержанием остаточной воды	То же	То же	То же	То же	Максимальные	То же	То же	То же	То же

Продолжение табл. 3.3

Породы	**Методы сопротивления** $\rho_к$	Метод СП $U_{сп}$	Микрозонды $\rho_к$	Гамма-метод I_γ	Нейтронные методы $I_{n\gamma}$, I_{nn}	Плотностной гамма-гамма метод $I_{\gamma\gamma}$	Акустический метод $\Delta T_п$	Метод продольн. проходки $\tau_{пр}$	Кавернограмма d_c
Карбонатные, низкопористые, чистые	Высокое	Отрицательные (минимальные)	Максимальные, совпадающие для микрозондов разной длины, резко меняющиеся	Минимальные	Максимальные	Низкие	Низкие	Высокая	$d_c = d_д$
Карбонатные, низкопористые. Глинистые	То же	Положительные (максимальные)	То же	Средние	Средние	То же	То же	То же	То же
Ангидриты	Максимальное	Отрицательные (минимальные)	Максимальные, резко меняющиеся	Минимальные	Максимальные	Минимальные	То же	То же	То же
Гипсы, сильно загипсованные породы	То же	То же	То же	То же	Минимальные	Повышенные	То же	Средняя	То же

Окончание табл. 3.3

Породы	Методы сопротивления $\rho_к$	Метод СП $U_{сп}$	Микрозонды $\rho_к$	Гамма-метод I_γ	Нейтронные методы $I_{n\gamma}$, I_{nn}	Плотностной гамма-гамма метод $I_{\gamma\gamma}$	Акустический метод $\Delta T_п$	Метод продольн. проходки $\tau_{пр}$	Кавернограмма d_c
Галит (каменная соль)	То же	То же	Минимальные при $d_c >> d_д$	Очень низкие	Показания меняются от средних до высоких с изменением d_c	То же	Повышенные	Низкая и средняя	$d_c = d_д$ при предельном насыщении раствора солью. Во всех остальных случаях $d_c > d_д$
Сильвин (калийная соль)	То же	То же	То же	Аномально высокие	То же	То же	То же	То же	То же

и т.п.) находят решением системы линейных уравнений, связывающих показания отдельных методов ГИС с вышеперечисленными характеристиками. Например, для породы, в минеральном скелете которой присутствуют известняк, доломит и ангидрит, что типично для многих карбонатных разрезов, система уравнений будет иметь следующий вид:

$$\begin{cases} \Delta T_п = \Delta T_{дол} \cdot V_{дол} + \Delta T_{изв} \cdot V_{изв} + \Delta T_{анг} \cdot V_{анг} + \Delta T_ж \cdot K_п \\ K_{п.п} = \Delta K_{п.п.дол} \cdot V_{дол} + \Delta K_{п.п.изв} \cdot V_{изв} + \Delta K_{п.п.анг} \cdot V_{анг} + \Delta K_{п.п.ж} \cdot K_п \\ \delta_п = \delta_{дол} \cdot V_{дол} + \delta_{изв} \cdot V_{изв} + \delta_{анг} \cdot V_{анг} + \delta_ж \cdot K_п \\ 1 = V_{дол} + V_{изв} + V_{анг} + K_п \end{cases}, \quad (3.2)$$

где $V_{дол}$, $V_{изв}$, $V_{анг}$ - относительные объемы доломита, кальцита и ангидрита в породе; $\Delta T_{дол}$, $\Delta T_{изв}$, $\Delta T_{анг}$, $\delta_{дол}$, $\delta_{изв}$, $\delta_{анг}$ - величины интервального времени и плотности в соответствующих минералах; $\Delta K_{п.п}$ - значения поправок в нейтронную пористость по отношению к известняку для соответствующего минерала; $\Delta T_ж$, $\delta_ж$ и $\Delta K_{п.п\ ж}$ - то же во флюиде, заполняющем поровое пространство.

Для терригенного разреза, породы которого содержат пять компонентов - песчано-алевритовую и глинистую в минеральном скелете, воду, нефть, газ в объеме пор (терригенный коллектор с рассеянной глинистостью), оптимальная петрофизическая модель описывается системой линейных уравнений:

$$\begin{cases} w_\Sigma = w_{ск} \cdot K_{ск} + w_{гл} \cdot K_{гл} + (w_г \cdot K_г + w_{вн} \cdot K_{вн}) \cdot K_п \\ \delta_п = \delta_{ск} \cdot K_{ск} + \delta_{гл} \cdot K_{гл} + (\delta_г \cdot K_г + \delta_в \cdot K_в + \delta_н \cdot K_и) \cdot K_п \\ \Delta T_п = \Delta T_{ск} \cdot K_{ск} + \Delta T_{гл} \cdot K_{гл} + (\Delta T_г \cdot K_г + \Delta T_{вн} \cdot K_{вн}) \cdot K_п \\ K_{ск} + K_{гл} + K_п = 1 \\ K_г + K_в + K_и = 1 \end{cases}, \quad (3.3)$$

где $K_{ск}$ - объемное содержание в породе зерен скелетной фракции (песчаных и алевритовых); $K_в$, $K_н$, $K_г$, $K_{вн}$ - коэффициенты водо-, нефте-, газо- и водонефтенасыщения; w_Σ - объемное водородосодержание породы по данным нейтрон-

ного метода; $\delta_п$ - плотность породы по ГГМ-П; $\Delta T_п$ - интервальное время в пласте по данным АМ; $w_{ск}$, $w_{гл}$, $w_г$, $w_{вн}$ - объемное водородосодержание скелетных зерен, глинистых частиц, газа, жидкой фазы (вода+нефть); $\delta_{ск}$, $\delta_{гл}$, $\delta_г$, $\delta_н$, $\delta_в$ - плотность и $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{гл}$, $\Delta T_г$, $\Delta T_н$, $\Delta T_в$ - интервальное время скелетных зерен, глинистой компоненты, газа, нефти, воды.

Искомыми неизвестными являются $K_{ск}$, $K_п$, $K_в$, $K_н$, $K_г$. Система (3.3) может быть решена при наличии данных трех методов ГИС - нейтронного, гамма-гамма плотностного и акустического.

Система уравнений (3.3) может содержать любые компоненты при условии, что их общее количество не должно превышать число уравнений. Вектор Y может включать геофизические параметры методов ГИС, обладающих линейной петрофизической моделью. Значения плотности, интервального времени, сечения фотоэлектрического поглощения, времени жизни тепловых нейтронов для некоторых минералов приведены в табл. 3.4.

Выбор минералов, объемы которых определяются согласно (3.3), производят на основе имеющейся геологической информации об исследуемом разрезе или с использованием графиков, типа «М - N», «М - $\Delta T_п$», «ΔT - $\delta_п$» и других, на которых положение точек определяется только литологией пород или каким-либо другим их свойством, подчеркнуто выраженным с помощью данного графика.

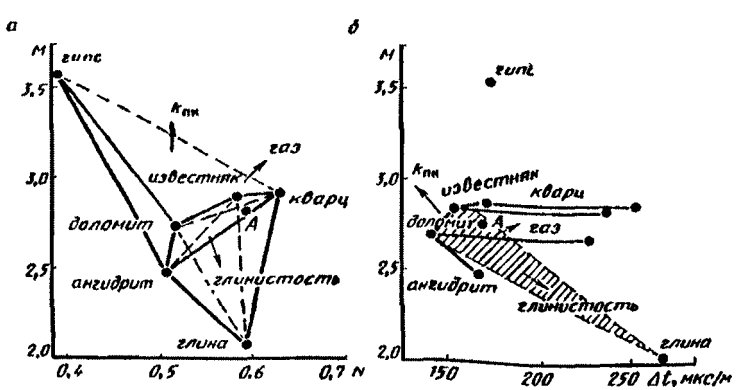


Рис.3.1. **Определение минеральных компонент полиминеральных пород по графикам «М – N» (а), «М – ΔТ» (б)**

Величины M и N для водонасыщенных пород рассчитывают с использованием следующих выражений:

$$M = \frac{\Delta T_ж - \Delta T_п}{\delta_п - \delta_ж} \cdot 0.01$$

$$N = \frac{100\text{-}K_{п.п}}{\delta_п - \delta_ж} \cdot 0.01 \quad , \qquad (3.4)$$

в которых множитель 0.01 введен для облегчения выбора масштаба.

Точки на графике «M - N» (рис.3.1) соответствуют определенным минералам (или мономинеральным породам).

Вторичная (каверновая) пористость, газонасыщенность и глинистость сдвигают точки, полученные по результатам измерений, от расчетных в направлениях, указанных стрелками на рис. 3.1.

При использовании двух методов ГИС в системе уравнений, интерпретация может быть проведена с помощью палеток, называемых кроссплотами (рис. 3.2).

Таблица 3.4

Значения плотности, интервального времени, сечения фотоэлектрического поглощения, времени жизни тепловых нейтронов для некоторых минералов

Минерал	Состав	δ, г/см^3	Pe	$Z_{эфф}$	τ, мкс	ΔT, мкс/м
Кварц	SiO_2	2.65	1.81	11.58	1100	
Кальцит	$CaCO_3$	2.71	5.08	15.14	630	155
Доломит	$CaMg(CO_3)_2$	2.84	3.14	13.12	960	143
Ангидрит	$CaSO_4$	2.95	5.05	15.6	360	164
Гипс	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	2.32	3.42	14.55	250	172
Галит	NaCl	2.2	4.65		6	208
Нефть	C_nH_{2n}	$(1.22 \cdot \delta_н - 0.118)$	0.119		210	
Газ*	CH_4	$(1.33 \cdot \delta_г - 0.188)$	0.095		330 – 3300*	
Вода						
100KppmNaCl		1.05	0.734		40	
200KppmNaCl		1.11	1.12		> 40 до 200	

Примечание: * - *зависит от пластового давления.*

Таблица 3.5

Интервальное время $T_{гл}$ для различных глинистых минералов, залегающих на глубинах от 300 м до 5000 м

Глубина, м	$K_п$, %	Интервальное время, мкс/м		
		Каолинит	Гидрослюда	Монтмориллонит
300	50	450	500	550
1000	30	360	400	430
2000	15	290	330	360
3000	10	260	290	330
4000	7	250	270	310
5000	5	230	260	290

Входными параметрами служат величины объемной плотности пород $\delta_п$ и нейтронной пористости $K_{п.н}$, либо значения интервального времени $\Delta T_п$. Палетки построены для различных типов пород (карбонатные породы, песчаник кварцевый и полимиктовый), диаметров скважин (190 - 295 мм), типов ПЖ и ее минерализации (менее 60 г/дм³, от 60 до 130 г/дм³ и более 130 г/дм³). Этим значениям минерализации ПЖ соответствуют удельные сопротивления жидкости при температуре +18 °С: более 0.2 Омм, от 0.1 до 0.2 Омм и менее 0.1 Омм.

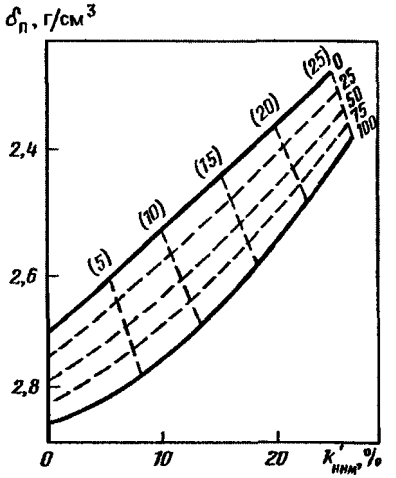


Рис.3.2. **Палетка для определения коэффициента общей пористости $K_п$ и литологического состава в карбонатных породах по данным ГГМ и ННМ**

шифр кривых – $C_{дол}$ %; $K_{п.общ}$ %

3.3. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Коллекторы отличаются литологической принадлежностью, структурой порового пространства, характером насыщения, степенью глинистости. Межзерновые терригенные коллекторы принято считать простыми. Характерные признаки сложного коллектора приведены на рис. 3.3.

Наиболее типичными среди сложных коллекторов нефти и газа являются следующие:

1. Терригенные с высоким содержанием рассеянного глинистого материала, а также в виде прослоев и включений.

2. Карбонатные трещинные, кавернозные, трещинно-кавернозные, со смешанным типом пористости (межзерново-трещинно-кавернозные), а также метаморфизованные терригенные - трещинные и трещинно-межзерновые.

3. Вулканогенные и вулканогенно-осадочные, для которых характерно повышенное содержание высокодисперсных минералов и сложная морфология пор.

4. Коллекторы, связанные с галогенными отложениями, представленными гипсом, ангидритом и смесью галита с карбонатными породами.

5. Изверженные породы кристаллического фундамента.

Из-за сложностей количественной оценки параметров тонких пластов по данным ГИС к сложным коллекторам относят также все коллекторы толщиной менее 1.5 м.

Способы выделения коллектора зависят от его типа, используемых методов и технологий ГИС, свойств применяемой промывочной жидкости.

Для выделения коллекторов используют качественные признаки и способы выделения коллекторов по количественным критериям. Количественными критериями являются граничные значения петрофизических и геофизических параметров ($K_{п.гр}$, $K_{гл.гр}$, $\eta_{гл.гр}$, $\alpha_{сп.гр}$ и др.). На рис. 3.4 приведены способы выделения различных типов коллекторов.

Качественные признаки межзернового коллектора связаны с проникновением фильтрата промывочной жидкости в породу. Последнее приводит к формированию зоны проникновения фильтрата и образованию глинистой корки на границе скважина-пласт. Зона проникновения обладает ограниченной толщиной по сравнению с пластом и отличается от незат-



Рис.3.3. **Характерные признаки сложного коллектора**

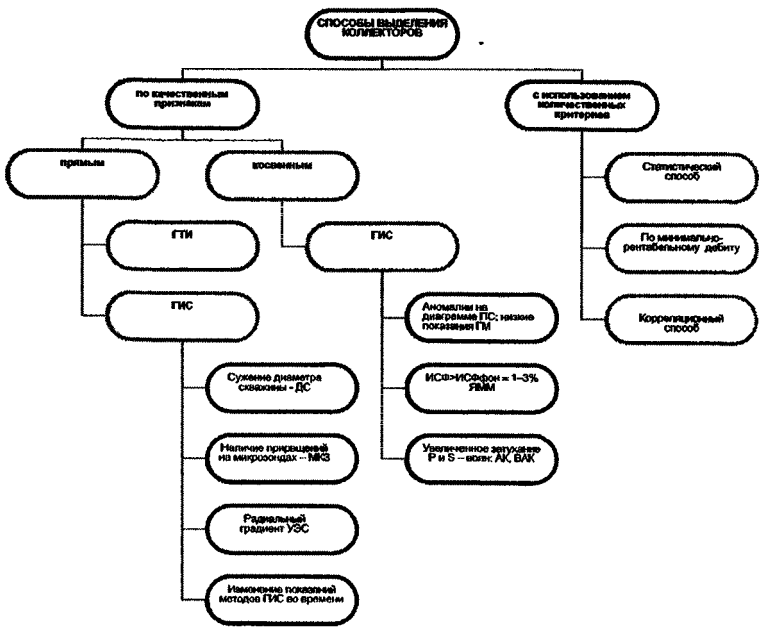


Рис.3.4. **Способы выделения коллекторов по данным ГИС**

ронутой проникновением части пласта характером насыщения. Характеристики зоны проникновения изменяются во времени вследствие ее постепенного расформирования.

Прямыми качественными признаками коллектора являются:

- сужение ствола скважины против пласта-коллектора, отмечаемое на кавернограмме, профилеграмме или коркограмме;
- превышение показаний микропотенциал-зонда $\rho_к^{мпз}$ над показаниями микроградиент-зонда $\rho_к^{мгз}$;
- наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемого путем сравнения показаний разноглубинных зондов метода сопротивлений;
- изменение показаний электрических и других методов ГИС против пластов-коллекторов при проведении повторных замеров (временные исследования).

К *косвенным качественным* признакам относятся:

- аномалии на кривой метода ПС: отрицательные при $\rho_ф > \rho_в$ и положительные при $\rho_ф < \rho_в$;
- низкие показания на диаграмме гамма-метода;
- показания ядерно-магнитного метода (ЯМК) выше фоновых (ИСФ>1 - 3 %);
- увеличенное затухание упругих продольных и поперечных волн на диаграммах акустического метода.

Выделение коллекторов по ***количественным критериям*** основано на следующих представлениях:

1. В конкретном разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов величинами пористости, проницаемости, глинистости и связанными с ними значениями геофизических параметров.

2. Для изучаемого разреза существуют граничные значения (или узкий диапазон граничных значений) указанных параметров, которые делят породы на коллекторы и неколлекторы.

Сравнивая показания каждого геофизического метода пористости (НМ, ГГМ-П, АМ) или глинистости (ПС, ГМ) с его граничным значением, либо коэффициент пористости $K_п$ или глинистости $K_{гл}$, определенный по данным ГИС, с соответствующим граничным значением $K_{п.гр}$ или $K_{гл.гр}(\eta_{гл.гр})$ можно установить наличие коллектора или неколлектора.

Граничное значение каждого параметра определяют статистически на основе совместного анализа данных ГИС, керна и результатов испытаний интервалов с однозначной геофизической характеристикой, представленных разными породами

(статистический способ) и по петрофизическим исследованиям на представительной коллекции образцов изучаемого геологического объекта (петрофизический способ). Для петрофизического обоснования граничных значений параметра коллектора применяют способы, основанные на использовании корреляционной связи параметра, граничное значение которого требуется установить, с коэффициентом проницаемости $K_{пр}$ или коэффициентом остаточной водонасыщенности $K_{во}$.

Если для изучаемого объекта известны граничные $K_{пр.гр}$ или $K_{во.гр}$, то используя корреляционную связь с $K_{пр}$ (или $K_{во}$) соответствующего геофизического параметра, коэффициента пористости или глинистости, находят граничное значение данного параметра.

В дальнейшем для выделения коллекторов могут использоваться либо методы пористости, либо методы глинистости. Зная граничное значение геофизического параметра ($\Delta J_{пγ}^{гр}$, $\Delta T_{п}^{гр}$, $\alpha_{сп}^{гр}$, $\Delta J_{γ}^{гр}$ и т.д.), проводят на диаграмме соответствующего метода ГИС линию, которая делит породы в исследуемом разрезе на коллекторы и неколлекторы.

Выделение межзерновых коллекторов по качественным и количественным признакам дает практически одинаковые результаты при наличии оптимальных условий реализации качественных признаков и обоснованных количественных критериев коллектора.

Дополнительную информацию о наличии коллекторов в разрезе скважин можно получить по данным методов геолого-технологического контроля (ГТИ) и гидродинамических исследований. По результатам ГДИ (гл. «Методы промыслово-геофизического контроля месторождений нефти и газа») пласты-коллекторы выделяются по величине эффективной проницаемости.

Среди методов ГТИ наибольшее значение для выделения коллекторов как межзерновых, так и сложных, имеют два: фильтрационный (ФМ) и детальный механический метод (ДММ). По диаграмме ФМ выделяют все пласты, поглощающие промывочную жидкость в процессе бурения. Количество жидкости, поглощаемое при бурении 1 м разреза, позволяет судить о фильтрационных свойствах коллектора. На диаграмме ДММ коллекторы выделяются аномалиями повышенной скорости или пониженной продолжительности бурения.

Количественным критерием для выделения коллекторов

также может являться нижний предел рентабельного или экономически целесообразного дебита нефти и газа, который принят для данного района. Например, граничное значение коэффициента проницаемости устанавливают из следующих соотношений:

$$K_{пр.гр} = \frac{\eta_{прод.гр} \cdot \mu}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_к}{r_с} \text{ и } \eta_{прод.гр} = \frac{Q_{н.гр}}{\Delta P \cdot h_{эф}}, \quad (3.5)$$

где $\eta_{прод.гр}$ - граничное значение коэффициента продуктивности, соответствующее нижнему пределу рентабельного дебита нефти $Q_{н.гр}$; μ - вязкость нефти; $R_к$ - радиус воронки депрессии (контура питания); $r_с$ - радиус скважины, ΔP - создаваемая депрессия; $h_{эф}$ - эффективная нефтенасыщенная толщина.

Для выделения коллекторов со сложной структурой порового пространства используют исследования по схеме ГИС - воздействие - ГИС: ГИС - давление - ГИС; ГИС - испытание - ГИС; ГИС - активация ПЖ - ГИС. В первых двух методах вызывают изменение показаний геофизических методов, в первую очередь электрических, за счет искусственного формирования или расформирования зоны проникновения.

В способе ГИС - давление - ГИС в качестве геофизического метода используют экранированные зонды (БК), в способе ГИС - испытание - ГИС также экранированные зонды, реже индукционный метод. В первом способе создается дополнительная репрессия на породы в интервале исследования, усиливающая формирование зоны проникновения, во втором - с помощью испытателя пластов на трубах в интервале испытания создается депрессия, вызывающая расформирование зоны и приток пластового флюида в скважины. Характер изменения показаний экранированного зонда при $\rho_ф > \rho_в$ в зависимости от характера насыщения пласта и технологии воздействия на пласт показан в табл. 3.6.

В способе ГИС - активация ПЖ - ГИС повторное геофизическое исследование выполняется после проработки и промывки ствола скважины в интервале исследования промывочной жидкостью со свойствами, отличными от свойств ПЖ, на которой бурилась скважина перед первым исследованием.

Наиболее распространены следующие модификации схемы ГИС - активация ПЖ - ГИС:

Таблица 3.6

Изменение показаний метода БК при воздействии на пласт

ГИС – воздействие – ГИС	Нефтенасыщенный пласт	Водонасыщенный пласт
$БК_1$ – давление – $БК_2$	$\rho(БК_1)>\rho(БК_2)$	$\rho(БК_1)<\rho(БК_2)$
$БК_1$ – испытание – $БК_2$	$\rho(БК_1)<\rho(БК_2)$	$\rho(БК_1)>\rho(БК_2)$

- изменение минерализации промывочной жидкости и фиксирование зон, поглотивших минерализованную воду путем повторных измерений методом сопротивлений (способ двух растворов) или импульсным нейтронным;

- смена первоначальной ПЖ на жидкость, содержащую нейтронно-активные элементы (хлор, бор, кадмий) или радиоактивные (например, радон) элементы, и выделение трещинных и трещинно-кавернозных участков по изменениям показаний нейтронного или гамма-метода.

Единственным методом ГИС, позволяющим получить прямую информацию о коллекторе, является метод ядерного магнитного резонанса (ЯММ). Получаемая в результате интерпретации кривых сигнала свободной прецессии (ССП) величина индекса свободного флюида (ИСФ) тождественна коэффициенту эффективной пористости $K_{п.эф}$. Поэтому все аномалии на диаграмме ИСФ, превышающие уровень помех, соответствуют коллекторам с любой геометрией пор (ИСФ>1 %). Причем этот способ применим как для выделения «простых», так и сложных коллекторов.

3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС

Определение характера насыщения коллекторов предусматривает разделение их на продуктивные и водоносные, а продуктивных - на газо- и нефтенасыщенные. В сложившейся практике геолого-разведочных работ наибольшее применение при оценке характера насыщения пород получили прямые методы - газометрия, испытания пластов в процессе бурения в открытом стволе и в колонне с помощью испытателей пластов на бурильных трубах (ИПТ) и опробователей пластов на каротажном кабеле (ОИПК), а также другие методы ГИС, рассматриваемые как весьма эффективные, но используемые редко из-за малых объемов их выполнения. К последним относятся:

- оценка характера насыщения пород по данным ГТИ и керна;
- по данным анализа градиентов давлений, получаемых с помощью приборов на каротажном кабеле.

Среди методов ГИС, решающих задачу оценки характера насыщенности пород-коллекторов, в первую очередь, следует назвать методы электрометрии скважин и радиоактивные методы. Кроме них разработаны способы установления типа флюида в поровом пространстве по данным волнового диэлектрического каротажа (ВДК), волнового акустического метода (ВАК), термометрии скважин, гамма-методу (методу изотопов).

3.4.1. Метод электрического сопротивления

Слабоглинистые высокопористые коллекторы. Классический способ выделения нефтегазосодержащих пород основан на сопоставлении измеренных величин $\rho_п$ или рассчитанных значений $P_н$ с критическими значениями этих параметров $\rho_{п.кр}$ и $P_{н.кр}$.

Критические значения параметров $\rho_{п.кр}$ и $P_{н.кр}$ для коллекторов данного типа устанавливают:

- на основе анализа статистических распределений $\rho_п$ и $P_н$

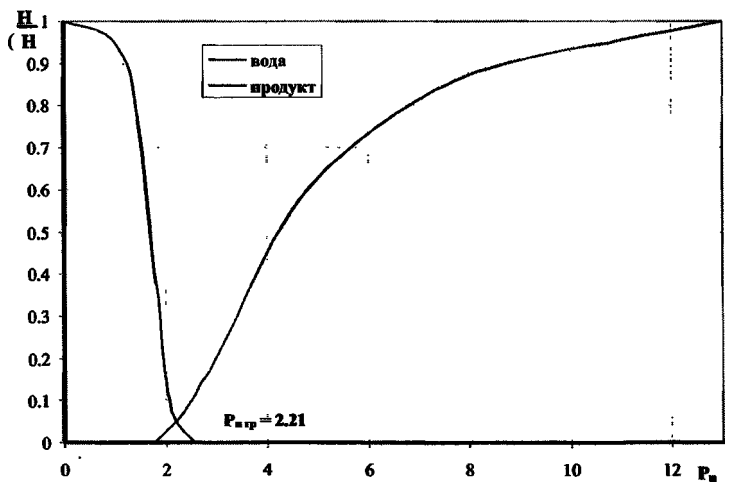


Рис.3.5. **Определение граничного значения параметра $P_{н.гр}$ (статистический способ)**

по данным большого числа испытанных нефтегазоносных и водоносных пластов (рис. 3.5);

- на основе петрофизических связей, полученных в лаборатории для изучаемых коллекторов, между параметрами $P_н$, $\rho_п$, фазовой проницаемостью для нефти $K_{пр.н}$ и воды $K_{пр.в}$, коэффициентами водонефтегазонасыщенности $K_в$ и $K_{нг}$.

В первом случае строят статистические распределения значений $\rho_п$ и $P_н$ для двух классов коллекторов, давших при испытании промышленный приток нефти или газа (продуктивные пласты) и воду или воду с признаками нефти и газа (водоносные пласты). Критические значения параметров $\rho_п$ и $P_н$ устанавливают в точке пересечения полученных кривых рас-

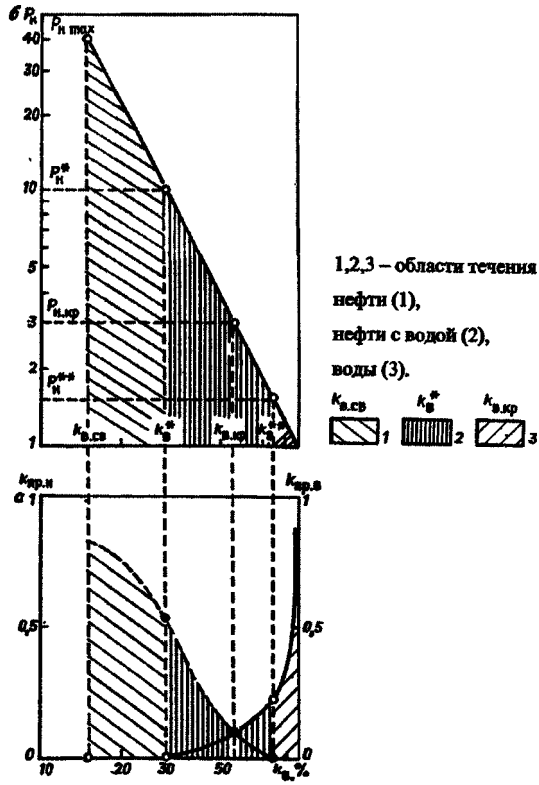


Рис. 3.6. **Определение граничных значений $P_{н.гр}$ и $K_{в.гр}$**

пределений. Чем меньше диапазон перекрытия распределений, тем выше эффективность разделения коллекторов на продуктивные и водоносные. Недостатком данного способа является необходимость наличия результатов испытаний по нескольким десяткам пластов, что бывает возможным только на завершающей стадии разведки месторождений.

Второй способ основан на применении критического значения $K_{в.кр}$, которое устанавливают для изучаемых коллекторов по данным кривых относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти (рис. 3.6.). Эти кривые позволяют установить величины $K_в$, равные $K_{во}$, $K_в^*$ и $K_в^{**}$, где $K_{во}$ характеризует минимально возможную для данного коллектора водонасыщенность, $K_в^*$ характеризует водонасыщенность, ниже которой фильтруется только нефть, а фазовая проницаемость по воде равна нулю, $K_в^{**}$ отражает водонасыщенность, выше которой фильтруется только вода, а фазовая проницаемость по нефти равна нулю. В диапазоне $K_в^* < K_в < K_в^{**}$ будет область двухфазного течения воды и нефти (или газа). Соответственно этим значениям $K_в^*$ и $K_в^{**}$ находят величины параметров $P_н^*$ и $P_н^{**}$ (или $\rho_п^*$ и $\rho_п^{**}$). В практике подсчета запасов обыч-

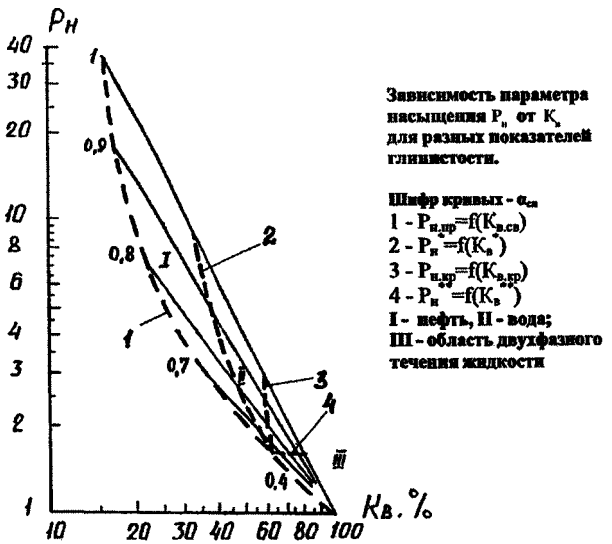


Рис.3.7. **Зависимость $P_н$ от $K_в$ для разных показателей глинистости**

но используют менее жесткие критерии $P_{н.кр}$ и $\rho_{п.кр}$, чем $P_н^*$ и $\rho_п^*$, соответствующие коллектору, дающему при испытании нефть или газ с небольшим содержанием воды (до 5 - 10 %). В этом случае $P_{н.кр}<P_н^*$, $\rho_п<\rho_п^*$ и $K_{в.кр}>K_в^*$. Величину $K_{в.кр}$ устанавливают в точке пересечения кривых относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти, или воды и газа.

Для коллекторов, у которых в широких пределах изменяются глинистость (терригенные коллекторы) или пористость (карбонатные коллекторы) при оценке характера насыщения привлекают методы глинистости (ПС, ГМ) или пористости (НГМ, ННМ, ГГМ-П, АК). В этом случае изучаемый объект представлен совокупностью нескольких классов коллекторов с характерными для них значениями $K_п$, $K_{пр}$, $K_{гл}$. Для оценки характера насыщения коллекторов определенного класса необходимо располагать семейством зависимостей $P_н=f(K_в)$, дифференцированных по какому-либо параметру ($\alpha_{сп}$, $K_{пр}$, $\eta_{гл}$ и т.п.). Пример такой палетки приведен на рис. 3.7 [21]. Классы коллекторов характеризуются средним значением относительной амплитуды СП - $\alpha_{сп}$. Каждая зависимость $P_н=f(K_в)$ является результатом осреднения ряда экспериментальных графиков $P_н=f(K_в)$, относящихся к одному и тому же классу коллекторов. Семейство зависимостей $P_н=f(K_в)$ дополнено графиком $P_{н.пред}=f(K_{в.св})$, который описывает коллекторы в зоне предельного насыщения нефтью или газом, и кривыми $P_н^*=f(K_в)$ и $P_н^{**}=f(K_в^{**})$, разделяющими координатное поле на зоны, соответствующие однофазному течению жидкостей (I - нефть, III - вода) и двухфазному (II - нефть с водой). Прогноз результатов испытания коллектора по данным ГИС зависит от области, в которую попадает точка с координатами $P_н$, $K_в$ или $P_н$, $\alpha_{сп}$, характеризующими исследуемый пласт.

Б. Ю. Вендельштейном предложен способ для оценки характера насыщения коллекторов, основанный на построении палетки $\rho_п=f(K_п)$ для различных значений коэффициента относительной водонасыщенности $K_{в.отн}$, вычисляемой по формуле:

$$K_{в.отн}=\frac{K_в-K_{во}}{1-K_{во}}. \quad (3.6)$$

На палетку наносят кривые для критических значений $K_{в.отн}^*$ и $K_{в.отн}^{**}$. Палетка строится для конкретного объекта с использова-

нием данных о $\rho_в$, петрофизических зависимостей $P_п=f(K_п)$ и $P_н=f(K_в)$, кривых относительной проницаемости, полученных для пород с разной пористостью. Кривые относительной проницаемости необходимы для установления связи $K_{в.отн}$* и $K_{в.отн}$** с пористостью. Линии с шифрами $K_{в.отн}$* и $K_{в.отн}$** разделяют области, в которых значения координат $\rho_п$ и $K_п$ соответствуют пластам, дающим при испытании чистый продукт (I - безводные углеводороды), воду с углеводородами (II) и чистую воду (III) (рис. 3.8).

Для оценки характера насыщения ***межзерновых слабоглинистых карбонатных коллекторов*** применяют связи удельного электрического сопротивления пород $\rho_п$ с пористостью или геофизическим параметром, зависящим от $K_п$ ($\Delta J_{\gamma\gamma}$, $\Delta J_{\gamma\gamma}$, ΔT и т.д.).

При выделении нефтегазонасыщенных коллекторов по данным электрометрии скважины эффективными являются следующие способы:

1. Радиального градиента сопротивлений.

2. Повторные (временные) исследования методами кажущегося сопротивления. В продуктивных коллекторах наблю-

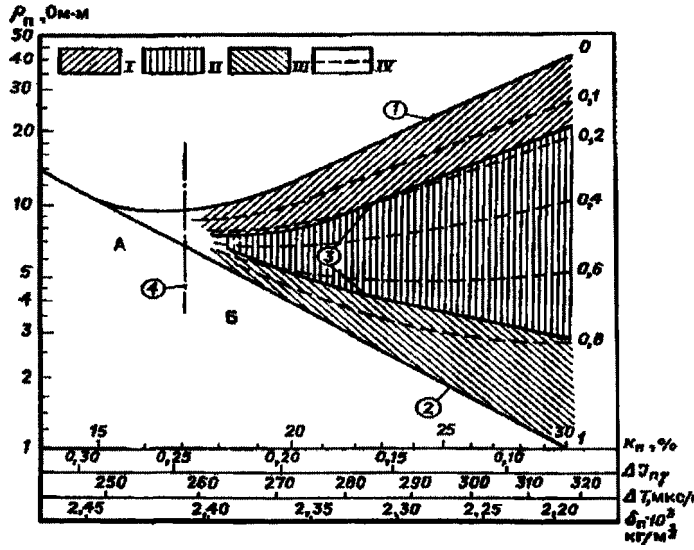


Рис.3.8. **Палетка для прогноза характера насыщения коллектора:** I - нефть, II - нефть+вода, III - вода, IV - графики $P_п=f(K_п)$ для различных $K_в$=const. Линии: 1 - $\rho_п^{пред}=f(K_п)$; 2 - $\rho_{вп}=f(K_п)$; 3 - границы зоны нефть+вода, 4 - граница коллектор-неколлектор

дается снижение $\rho_к$ во времени (идет процесс формирования зоны проникновения). Величина $K_{н}$ в зоне проникновения снижается. В процессе расформирования зоны проникновения, наоборот, наблюдается увеличение $\rho_к$ ($\rho_п$) во времени.

3. Способ отношений.

В данном способе сравнивают величины параметра насыщения, рассчитанные для неизменной зоны пласта $P_н$ и его промытой части $P_{н.пп}$:

$$\frac{P_н}{P_{н.пп}} = \frac{\rho_п \cdot \rho_ф \cdot P_п \cdot П_{пп}}{\rho_{пп} \cdot \rho_в \cdot P_п \cdot П} = \left(\frac{K_{в.пп}}{K_в}\right)^n. \quad (3.7)$$

Для продуктивных коллекторов величина отношения $P_н/P_{н.пп}$ выше 1.5 - 2.0.

1. Способ кажущегося удельного сопротивления пластовой воды.

Кажущееся удельное сопротивление пластовой воды:

$$\rho_{в.k} = \frac{\rho_п}{P_п} = P_н \cdot \rho_в \cdot П, \quad (3.8)$$

$$\frac{\rho_{в.k}}{\rho_в} = P_н \cdot П. \quad (3.9)$$

Для нефтенасыщенных коллекторов $\frac{\rho_{в.k}}{\rho_в}$>3-5, для газонасыщенных $\frac{\rho_{в.k}}{\rho_в}$>2-4.

3.4.2. Нейтронные методы

Наиболее сильно по нейтронным свойствам различаются воды и природный газ. Они различаются как по нейтроннопоглощающим, так и по замедляющим свойствам и могут быть

Таблица 3.7

Изменение показаний нейтронных методов при изменении характера насыщения пласта

Метод	НГМ		ННМ-т	
Характер насыщения	нефть	вода	нефть	вода
$C_в$>120г/л	$I_{nγ}<I_{nγ}$		$I_{nn,т}>I_{nn,т}$	

легко разделены как по стационарным, так и по импульсным нейтронным методам: $I_{nγ.г}>I_{nγ.пр.в}\approx I_{nγ.н}$, $I_{nn.г}>>I_{nn.пл.в.}$

Надежное разделение нефтеносных и водоносных пластов возможно при достаточно высокой минерализации пластовых вод (выше 100 - 150 г/л для стационарных и 30 - 50 г/л для импульсных методов) - табл. 3.7.

По времени расформирования зоны проникновения можно судить и о коэффициенте проницаемости коллекторов. Чем меньше время расформирования, тем выше проницаемость породы.

На диаграммах импульсных нейтронных методов (ИННМ, ИНГМ) продуктивные пласты - нефте- и газонасыщенные выделяются повышенными показаниями I_{nn} ($I_{nγ}$) по сравнению с водонасыщенными, так как выполняется соотношение $\tau_г>\tau_н>\tau_в$, где τ - среднее время жизни тепловых нейтронов. С увеличением времени задержки увеличивается дифференциация кривых импульсных нейтронных методов.

Для оценки характера насыщения коллекторов применяют также повторные исследования ИНМ.

Результаты повторных исследований анализируют с помощью графиков сопоставлений декремента затухания λ (или макроскопического сечения поглощения нейтронов - Σ_s) для каждой пары замеров (первого и одного из последующих). На графике проводят среднюю линию для группы непроницаемых пластов и дополнительные две прямые, учитывающие среднеквадратическое отклонение точек непроницаемых пластов от этой линии ($y=ax+b\pm2\sigma$). После этого на график наносят точки для всех остальных пластов разреза. При расположении точек за пределами ограничивающих линий считают, что нейтронные свойства в прискважинной части пласта между двумя замерами изменились. Характер насыщения устанавливают по знаку изменения показаний. Замещение пресного фильтрата соленой пластовой водой приводит к уменьшению показаний ИНМ и увеличению λ. Вытеснение соленого фильтрата более пресной пластовой водой способствует увеличе-

нию показаний и уменьшению λ. Замещение фильтрата ПЖ газом приводит к росту показаний и уменьшению λ.

3.4.3. Диэлектрический метод

Диаграммы волнового диэлектрического метода для оценки характера насыщения коллекторов можно использовать при неглубокой зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости. Продуктивные и водоносные пласты различаются по величине диэлектрической проницаемости горных пород ε. В нефте- и газонасыщенных коллекторах ε=5 - 12 , в водоносных изменяется от 16 до 25.

3.4.4. Акустические методы

Стандартный АМ может явиться эффективным средством выделения продуктивных коллекторов при неглубоких зонах проникновения в сочетании с электрическими или радиоактивными методами.

Пористость, определяемая по стандартному АМ в коллекторах разных типов, отражает межзерновую, межзерново-трещинную или общую пористость. Величины $K_п$ по удельному сопротивлению породы в продуктивных пластах в значительной степени занижены. Следовательно, в нефтегазонасыщенных коллекторах выдерживается соотношение $K_{п.р} < K_п^{АК}$ в водонасыщенных $K_{п.р} \approx K_п^{АК}$. Некоторое превышение $K_{п.р}$ над $K_п^{АК}$ возможно в трещинных коллекторах, насыщенных минерализованными водами.

Незначительное влияние газонасыщенности пород на величину интервального времени продольной волны $\Delta T_р$ по данным стандартного АМ позволяет в залежах с газовой шапкой по комплексу АМ и НГМ (ННМ) не только оценить характер насыщенности коллекторов, но и установить положение ГНК. В газонасыщенных интервалах $K_п^{АК} > K_п^{НМ}$. Дополнительный признак газонасыщенности коллекторов - увеличение $\alpha_р$. Перспективы использования акустического метода для решения данной задачи связаны с применением низкочастотного варианта АК - волнового акустического каротажа (ВАК).

Определение характера насыщенности коллекторов по дан-

ным ВАК основано на следующих предпосылках:

- высокая чувствительность динамических параметров упругих волн (амплитуд А и коэффициентов поглощения α) к насыщению пород водой, нефтью или газом, особенно в случае сложного состава заполнителя порового пространства;
- зависимость радиуса исследования АК от частоты излучения, что позволяет использовать низкочастотный ВАК для изучения свойств пласта в радиальном направлении как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах.

Влияние характера насыщенности на динамические параметры P и S волн особенно сильно проявляется при высокой пористости коллекторов. С увеличением $K_п$ возрастают потери упругих волн за счет термического и вязко-инерционного поглощения. Это приводит к тому, что в высокопористых породах наблюдается следующее распределение амплитуд и коэффициентов поглощений упругих продольных и поперечных волн в зависимости от характера насыщения:

$$A_{р.в} > A_{р.н} > A_{р.г}; A_{s.в} < A_{s.н} < A_{s.г};$$

$$\alpha_{р.в} < \alpha_{р.н} < \alpha_{р.г}; \alpha_{s.в} > \alpha_{s.н} > \alpha_{s.г}.$$

Данные ВАК в условиях обводнения минерализованными водами по информативности близки к данным ИНМ. Обводнение продуктивных пластов пресными водами приводит к увеличению $A_р$.

3.4.5. Метод изотопов (ГМ)

Реализуется с помощью гамма-метода. Известны два способа:

1. Применение активированных растворов, содержащих реагенты, образующие в пластовых флюидах продукты, закупоривающие поры коллектора. Это калиевые и натриевые соли нафтеновых кислот (мылонафт).
2. Использование различия в фазовых проницаемостях нефтеносных и водоносных коллекторов.

В первом способе в водоносном коллекторе в результате обменных реакций образуются Ca- и Mg-соли нафтеновых кислот. Они выпадают в осадок и препятствуют проникновению активированного раствора в водоносный пласт. В нефтеносных пластах содержание ионов Ca и Mg невелико, поэтому

активированный раствор проникает глубоко, и нефтеносный коллектор отличается повышенными показаниями $I_{\gamma.и}$.

Во втором способе закачивают либо активированную воду, либо активированную нефть. В результате наблюдают увеличение показаний $I_{\gamma.и.}$ либо в водоносных коллекторах, либо в нефтенасыщенной части пласта.

3.4.6. Термические методы

На геотермограммах мощные газоносные коллекторы выделяются повышенными значениями геотермического градиента:

$$\Gamma = \frac{t_2 - t_1}{H_2 - H_1}. \qquad (3.10)$$

Изучение локальных тепловых полей позволяет выделять в разрезах скважин газо- и нефтенасыщенные породы. Локальные тепловые поля могут возникать в скважинах при вскрытии и разработке продуктивных пластов. При этом изменение температуры обусловлено дроссельным и калориметрическим эффектами. Дроссельный эффект (Джоуля-Томсона) вызывает резкое понижение температуры при поступлении газа в скважину. Движение нефти за счет дроссельного эффекта сопровождается увеличением температуры на фоне изменения геотермического градиента. Подробно этот вопрос изложен в главе «Методы промыслово-геофизического контроля месторождений нефти и газа».

3.4.7. Прямые методы

К прямым методам определения характера насыщенности коллекторов относятся: газометрия, испытание пластов на бурильных трубах и каротажном кабеле (см. гл. «Методы промыслово-геофизического контроля месторождений нефти и газа»).

Нефтеносные коллекторы на диаграммах газометрии (см. гл. «Геолого-технологические исследования») отмечаются аномалией повышенного содержания в промывочной жидкости тяжелых компонентов углеводородов (пропан, бутан, гексан). Для них характерна также люминесценция промывочной жид-

кости и шлама, если отсутствовали добавки нефти в промывочную жидкость при бурении скважины.

Газоносные коллекторы выделяются аномалиями повышенного содержания легких углеводородов (метана, этана).

Интервалы испытаний и опробований намечают по данным ГИС, а результаты испытаний анализируют совместно с материалами полного комплекса геофизических исследований.

3.4.8. Разделение нефтеносных и газоносных коллекторов

Разделение продуктивных коллекторов на газоносные и нефтеносные по данным ГИС, полученным в открытом стволе с РВО, не производят. Задачу решают по данным испытателей пластов (ИПТ) или опробователей пластов на кабеле (ОПК), по данным ГИС при бурении скважины на РНО или по материалам специальных исследований ГИС после спуска колонны. Здесь основная роль принадлежит нейтронным методам исследования скважин. Газоносные коллекторы выделяют в интервалах, где на диаграммах нейтронных методов, зарегистрированных в колонне, через различное время после обсадки происходит заметный рост показаний НМ в отличии от нефтеносных коллекторов, в которых такое изменение не наблюдается.

Для определения газонефтяного контакта при разведке газовой залежи с нефтяной оторочкой или нефтяной залежи с газовой шапкой применяют один из следующих способов.

1. На основе комплексной интерпретации данных методов сопротивлений и результатов специальных исследований стационарными нейтронными методами (НМ), выполненных в скважине после спуска колонны.

В данном случае реализуется методика повторных замеров стационарными нейтронными методами. Повторные замеры в обсаженной скважине выполняют по специальной программе до стабилизации повышенных показаний НМ во времени, что свидетельствует о завершении процесса расформирования зоны проникновения. Время, необходимое для полного расформирования зоны проникновения, тем больше, чем ниже проницаемость коллектора и больше радиус зоны проникновения, сформировавшейся к моменту спуска колонны.

Предпосылкой для выделения газонасыщенной части коллектора по диаграммам повторных замеров НМ является су-

щественное различие водородосодержания углеводородного газа $w_г$ и нефти $w_н$ при пластовых условиях, соответствующих глубинам менее 3 - 4 км. Это создает значительное превышение показаний НМ в газоносном коллекторе по сравнению с показаниями этого метода в нефтяном коллекторе в условиях полного расформирования зоны проникновения. ГНК определяется как нижняя граница пласта с высокими показаниями НМ, представленного газонасыщенной частью коллектора.

2. По данным однократных исследований стационарными или импульсными НМ в необсаженной скважине, пробуренной на нефильтрующемся растворе (РНО).

3. Выделение газоносных коллекторов и определение ГНК по данным газометрии в процессе бурения скважины.

4. Определение состава углеводородов при анализе пробы пластового флюида, отобранной при исследовании опробователем пластов на кабеле (ОПК).

Характерные признаки газоносных коллекторов:

1. По данным газометрии в процессе бурения характеризуются резким увеличением содержания газа в промывочной жидкости при незначительном содержании тяжелых фракций углеводородов и отсутствии заметной люминесценции промывочной жидкости и шлама.

2. Большие амплитуды отрицательных аномалий температур на термограммах при измерении локальных тепловых полей.

3. Значительные положительные приращения на диаграммах нейтронных методов при повторных замерах после обсадки и при измерении зондами двух размеров (с разным радиусом исследования). В условиях полного расформирования зоны проникновения (пока показания в газоносной части не стабилизируются) $J_{пγ.г} >> J_{пγ.н}$.

4. Очень высокое удельное сопротивление рыхлых неглинистых пород; значительная разница в величинах $\rho_п$ для газо- и нефтенасыщенных пород при близких ФЕС.

Газоносные интервалы уверенно выделяются по данным опробователей пластов на кабеле на основе анализа состава углеводородных газов в отобранных пробах пластового флюида.

Газонасыщенные коллекторы можно выделить в разрезах скважин, строя графики изменения $d_{ув}$ с учетом термобарических условий. Расчет объемной плотности углеводородов $d_{ув}$ в промытой зоне коллектора проводят по данным комплекса методов ГГМ-П и МБК. По МБК определяют пористость пласта.

3.4.9. Оценка характера насыщения сложных коллекторов

Для глинистых терригенных межзерновых и трещинно-кавернозно-межзерновых карбонатных коллекторов с преобладанием межзерновой эффективной пористости используют способы оценки характера насыщенности, разработанные для межзерновых коллекторов.

Возможными способами оценки характера насыщения трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов, определения ВНК (ГВК) в массивной залежи нефти (газа) могут быть:

- исследования сверхбольшими симметричными градиент-зондами с АО=8, 16, 25 м или сверхбольшими потенциал-зондами с АМ>4 м для установления среднего уровня значений $\rho_п$ в продуктивной части залежи и ниже ВНК (ГВК);
- исследования по схеме «ГИС - давление - ГИС», «ГИС - испытание - ГИС» при регистрации зондов с большой глубинностью;
- повторные исследования стационарными и импульсными нейтронными методами в обсаженных скважинах;
- в скважинах с минерализованной промывочной жидкостью по комплексу методов БК и МБК (способ радиального градиента сопротивлений) продуктивные пласты выделяют по превышению показаний $\rho_п^{БК}$ над $\rho_п^{МБК}$.

Основным средством установления продуктивности трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов, определения флюидальных контактов (ВНК, ГВК, ГНК) в массивной залежи являются результаты испытания испытателем пластов на трубах (ИПТ) в открытом стволе и перфорация в колонне.

В сложных карбонатных коллекторах с преобладанием эффективной межзерновой пористости положение флюидальных контактов по данным ГИС устанавливается способами, рассмотренными выше для межзерновых коллекторов.

В трещинно-кавернозных карбонатных коллекторах при величинах $K_{п.тк}$ выше 5 % контакты определяют по данным нейтронных методов, записанных в скважинах с РНО после обсадки (запись в колонне), а также по диаграммам НМ и диэлектрического метода в скважинах с РНО.

В трещинных коллекторах задача определения контактов по данным ГИС без использования прямых методов (газо-

метрия, ОПК, испытание пластов испытателями на трубах) не решается.

Положение контактов в массивной нефтегазовой залежи, в которой встречаются различные типы карбонатных коллекторов, входящие в единый резервуар, можно определять способами, рассмотренными для межзерновых коллекторов.

3.5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ

По данным ГИС определяется открытая, общая и эффективная пористости. При сложной структуре порового пространства возможно раздельное определение межзерновой, трещинной и кавернозной составляющих емкостного пространства коллектора.

Пористость определяется по данным отдельного метода ГИС (индивидуальная интерпретация) или по совокупности методов ГИС (комплексная интерпретация). Например, один из способов комплексной интерпретации для оценки пористости приведен в разделе «Выделение коллекторов». Способ количественного определения литологического состава с использованием системы уравнений или кроссплотов одновременно является способом оценки пористости отложений сложного литологического состава.

Способ оценки пористости определяется:

- типом емкостного пространства коллектора;
- литологическими и геохимическими особенностями пород;
- комплексом петрофизических исследований керна.

3.5.1. Определение пористости межзерновых коллекторов

Методы или комплексы методов ГИС, используемые для определения открытой и общей пористостей в чистых и глинистых коллекторах с межзерновым типом порового пространства приведены на рис. 3.9. В результате индивидуальной интерпретации данных ГИС определяется общая или открытая пористость (см. гл. «Петрофизическое обеспечение нефтепромыслового дела»).

Петрофизической основой определения коэффициентов пористости по данным ГИС служат парные или многомерные

корреляционные зависимости типа «керн - ГИС» и «керн - керн» между $K_п$ и различными геофизическими характеристиками $P_п$, ΔT, W, $\Delta J_{n\gamma}$, ΔJ_{nn}, $\Delta J_{\gamma\gamma}$, α_{nc} и др. Их устанавливают для отдельных литотипов, выделенных в изучаемом разрезе, с целью максимального учета минерального состава скелета пород, типа и распределения глинистых частиц, типа и объема цемента, влияния межзерновой, трещинной и каверновой емкости и насыщающих флюидов (воды, нефти, газа). При выделении литотипов пород используют данные литологического описания керна и шлама, которое обычно проводится при ГТИ.

Величины $K_п$, используемые для получения связей «керн – ГИС» следует определять в условиях, аналогичных пластовым, или приводить к ним, если измерения выполнялись при атмосферных условиях.

Общая схема оценки пористости при индивидуальной интерпретации предполагает: определение интерпретационного параметра метода ГИС (УЭС, $\delta_п$, α_{nc}, $\Delta T_п$, $W_п$, $\Delta J_п$) и использование петрофизической модели метода или петрофизических связей

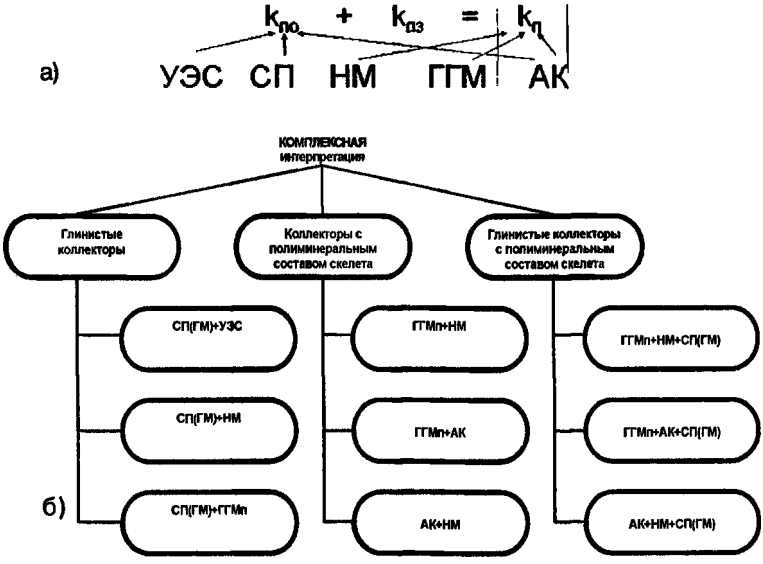


Рис.3.9. **Методы ГИС для определения пористости коллекторов в результате индивидуальной (а) и комплексной (б) интерпретации данных ГИС**

для расчета пористости с учетом влияния литологических и геохимических особенностей отложений на показания метода.

Метод электрического сопротивления. Физической основой данного способа является петрофизическая зависимость параметра пористости $P_п$ от $K_п$ и структуры порового пространства, описываемая эмпирическим уравнением:

$$P_п = \frac{a}{K_п^{\,m}}, \quad (3.11)$$

где a – коэффициент, изменяющийся в пределах от 0.4 до 1.4; m – структурный показатель, зависящий от степени сцементированности породы и структуры ее порового пространства. Для реальных пород значение показателя m изменяется от 1.4 до

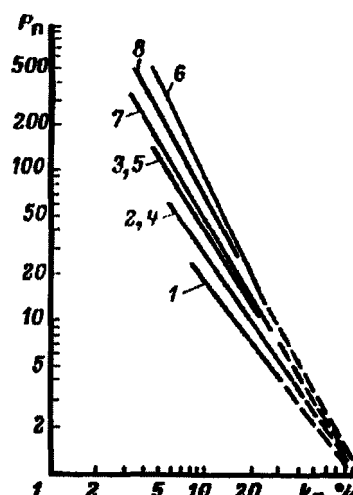


Рис. 3.10. **Зависимость параметра пористости $P_п$ от коэффициента пористости $K_п$:**
1 – 6: для терригенных и карбонатных пород (атмосферные условия): 1 – пески, 2 – слабосцементированные песчаники, 3 – среднесцементированные песчаники, 4 – ракушняки и глинистые известняки, 5 – известняки и доломиты средней уплотненности, 6 – известняки и доломиты плотные тонкокристаллические, 7, 8 – при различном эффективном давлении $p_{эф}$ на породу в условиях естественного залегания (терригенные породы) (по В.М. Добрынину), 7 – $p_{эф}$=0, 8 – $p_{эф}$=120 МПа

2.4. Зависимость $P_п=f(K_п)$ типа «керн – керн» устанавливают на основе статистического анализа результатов лабораторных измерений на представительной коллекции образцов керна с соблюдением условий, изложенных выше. На рис. 3.10 представлены зависимости для определения коэффициента пористости $K_п$ по параметру $P_п$ для пород различной литологии.

Параметр пористости чистой (неглинистой) породы не зависит от минерализации воды, насыщающей поровое пространство. В глинистых коллекторах с рассеянной глинистостью величина $P_п$ не остается постоянной при изменении минерализации $C_в$ насыщающей жидкости. Изменение величины $P_п$ глинистой породы с уменьшением $C_в$ и ростом удельного сопротивления $\rho_в=\rho_ф$ характеризуется коэффициентом поверхностной проводимости:

$$П=\frac{P_{п.ф}}{P_{п.пр}}, \qquad (3.12)$$

где $P_{п.ф}$ – текущее значение параметра пористости при насыщении водой с удельным сопротивлением $\rho_ф$; $P_{п.пр}$ – максимальное для данной породы значение, наблюдаемое при насыщении породы водой предельной минерализации ($C_в$=4 – 5 н). Коэффициент поверхностной проводимости всегда меньше или равен 1. Для чистых пород П=1, для глинистых П<1. В глинистых породах отличие П от единицы тем больше, чем выше глинистость и удельное сопротивление $\rho_ф$.

Величину параметра пористости устанавливают следующими способами. В водонасыщенных коллекторах:

- по удельному сопротивлению породы в неизмененной проникновением части пласта $\rho_{вп}$ и $\rho_в$:

$$P_п=\frac{\rho_{вп}}{\rho_в}, \qquad (3.13)$$

- по удельному сопротивлению промытой зоны $\rho_{пп}$ и $\rho_ф$:

$$P_п=\frac{\rho_{пп}}{\rho_ф}, \text{ (чистые породы)} \qquad (3.14)$$

$$P_п = \frac{\rho_{пп}}{П_{пп} \cdot \rho_ф} \text{ (глинистые породы),} \quad (3.15)$$

- по удельному сопротивлению зоны проникновения $\rho_{зп}$ и $\rho_{вф}$:

$$P_п = \frac{\rho_{зп}}{\rho_{вф}} \text{ (чистые породы),} \quad (3.16)$$

$$P_п = \frac{\rho_{зп}}{П_{зп} \cdot \rho_{вф}} \text{ (глинистые породы).} \quad (3.17)$$

В вышеприведенных формулах $П_{пп}$ и $П_{зп}$ – параметры поверхностной проводимости соответственно для промытой части пласта и зоны проникновения, которые определяют для известных значений $\rho_ф$, $\rho_{вф}$, $C_{гл}$ (или $\alpha_{сп}$); $\rho_ф$ и $\rho_{вф}$ – удельные сопротивления фильтрата промывочной жидкости и смеси фильтрата и пластовой воды с удельным сопротивлением $\rho_в$.

Формула для расчета $\rho_{вф}$ имеет вид:

$$\frac{1}{\rho_{вф}} = \frac{Z}{\rho_в} + \frac{1-Z}{\rho_ф}, \quad (3.18)$$

где Z – фактор смешения, характеризующий долю токопроводящего объема пор в зоне проникновения, занимаемого пластовой водой с удельным сопротивлением $\rho_в$.

В нефтегазонасыщенных коллекторах параметр пористости находят по $\rho_{пп}$ и $\rho_ф$ или $\rho_{зп}$ и $\rho_{вф}$ с учетом остаточного нефтегазонасыщения в промытой зоне $P_{но.пп}$ или в зоне проникновения $P_{но.зп}$:

а) *чистые продуктивные коллекторы*

$$P_п = \frac{\rho_{пп}}{P_{но.пп} \cdot \rho_ф}, \quad (3.19)$$

$$P_п = \frac{\rho_{зп}}{P_{но.зп} \cdot \rho_{вф}}. \quad (3.20)$$

б) *глинистые продуктивные коллекторы*

$$P_п = \frac{\rho_{пп}}{П_{пп} \cdot P_{но.пп} \cdot \rho_ф}, \quad (3.21)$$

$$P_п = \frac{\rho_{зп}}{П_{зп} \cdot P_{но.зп} \cdot \rho_{вф}}. \quad (3.22)$$

Если при определении коэффициентов пористости была использована зависимость $P_п = f(K_п)$, полученная при атмосферных условиях, то в величину $K'_п$, определенную для заданного значения $P_п$, вводят поправку f за влияние термобарических условий $K_п = K'_п \cdot f$. Величину поправки f устанавливают на основе обобщения экспериментальных данных.

Способы определения $K_п$ по удельному сопротивлению пород, широко применяемые в практике подсчета запасов в 50-х – 60-х годах, в настоящее время используются довольно редко, в основном, при пересчете запасов по старым разрабатываемым месторождениям, где был ограниченный комплекс ГИС.

Метод потенциалов собственной поляризации. Метод ПС для определения коэффициента пористости коллекторов применяется, главным образом, в терригенных разрезах. Необходимым условием здесь является наличие тесной корреляционной зависимости между амплитудой ПС ($E_{сп}$ или $\alpha_{пс}$) и $K_п$. В таких коллекторах изменение пористости в довольно широком диапазоне происходит за счет изменения содержания рассеянного глинистого материала. Дополнительными условиями для получения надежных результатов по методу ПС являются:

- постоянство минерализации и химического состава пластовых вод в изучаемом разрезе, а также $\rho_ф$ в исследуемом интервале скважины;
- однородный минеральный состав цемента при преобладании глинистого цемента заполнения пор;

- хорошая отсортированность зерен скелетной фракции коллектора;

- отношение $\frac{\rho_ф}{\rho_в} \geq 3-5$.

Возможность определения $K_п$ по ПС основана на близкой к прямолинейной зависимости между диффузионно-адсорбционной активностью пород $A_{да.п}$ и их относительной глинистостью $\eta_{гл}$:

$$A_{да.п} = \eta_{гл} \cdot A_{да.гл} = \frac{K_{гл}}{K_{гл} + K_п} \cdot A_{да.гл}. \qquad (3.23)$$

При однотипном минеральном составе вмещающих глин и рассеянных в породе:

$$\alpha_{пс} = 1 - \frac{A_{да} \cdot П}{A_{да.гл.вм}} = 1 - \eta_{гл} = \frac{K_л}{K_{гл} + K_п}, \qquad (3.24)$$

поскольку $A_{да.гл.вм} = \eta_{гл.вм} \cdot A_{да.гл}$ и $\eta_{гл.вм} \approx 1$.

При определении пористости по методу ПС предпочтение отдается относительной амплитуде $\alpha_{пс}$, рассчитываемой по формуле:

$$\alpha_{пс} = \frac{E_{сп.пл}}{E_{сп.макс}}, \qquad (3.25)$$

где $E_{сп.пл}$ и $E_{сп.макс}$ – соответственно приведенные (статические амплитуды) в изучаемом пласте и в чистых (неглинистых) коллекторах. Величину $K_п$ для каждого пласта находят по корреляционной зависимости $\alpha_{пс} = f(K_п)$ типа «керн – ГИС», соответственно полученному значению $\alpha_{пс}$ (рис. 3.11).

Данный способ применим для определения пористости терригенных коллекторов с рассеянной глинистостью, независимо от характера их насыщения. Способ имеет ограничение в скважинах, пробуренных на минерализованных («соленых») промывочных жидкостях и РНО, где качественных диаграмм ПС получить не удается.

Акустический метод. По данным акустического метода определяют открытую или общую пористость пород с использованием эмпирических парных или многомерных зависимостей между $K_п$ и интервальным временем $\Delta T_п$, соответствующих исследуемому геологическому объекту. Эти зависимости устанавливают на представительной коллекции образцов керна в термобарических условиях, аналогичных пластовым (типа «керн – керн»), или получают их путем сопоставления средневзвешенных значений $K_п$, измеренных на образцах керна, с величинами интервального времени, определенными по кривой ΔT против данных интервалов (типа «керн – ГИС»).

Наиболее широкое применение в практической деятельности получило так называемое уравнение «среднего времени», которое для неглинистых пород имеет вид:

$$\Delta T_п = \Delta T_ж \cdot K_п + \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_п), \qquad (3.26)$$

где $\Delta T_ж$ – интервальное время во флюиде, насыщающем

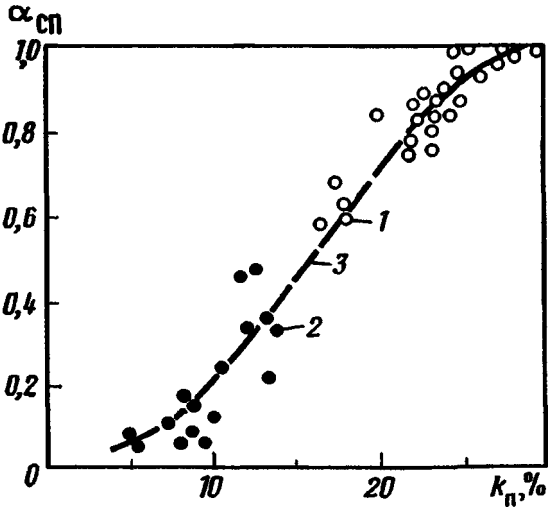


Рис. 3.11. **Пример корреляционной связи между параметрами $\alpha_{сп}$ и $K_п$ для терригенных пород**
1 – коллектор; 2 – неколлектор; 3 – линия регрессии

поровое пространство; $\Delta T_{ск}$ – то же в минеральном скелете породы.

Уравнение (3.26) распространяют также и на глинистые коллекторы с рассеянной глинистостью:

$$\Delta T_{п} = \Delta T_{ж} \cdot K_{п} + \Delta T_{гл} + \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_{л}), \quad (3.27)$$

где $K_{гл}$ и $\Delta T_{гл}$ – объемное содержание глинистых минералов в породе и интервальное время в глинах, соответственно. Наиболее общий характер имеет уравнение степенной связи, предложенное В.Н. Дахновым:

$$\Delta T_{п} = \Delta T_{ж} \cdot K_{п}^{m_{п}} + \Delta T_{гл} \cdot K_{гл}^{m_{гл}} + \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_{п}^{m_{п}} - K_{гл}^{m_{гл}}), \quad (3.28)$$

где $m_{п}$ и $m_{гл}$ – параметры, отражающие структуру, степень консолидации и глинистости пород, значения которых возрастают с увеличением уплотнения пород и находятся в диапазоне от 0.7 до 1.5.

В породах со слоистой глинистостью петрофизическая модель акустического метода может быть представлена следующим уравнением:

$$\Delta T_{п} = \Delta T_{гл} \cdot \chi_{гл} + \Delta T_{песч} \cdot (1 - \chi_{гл}), \quad (3.29)$$

где $\chi_{гл}$ – доля глинистых прослоев в слоистом коллекторе, $\Delta T_{гл}$ и $\Delta T_{песч}$ – интервальные времена в глинистых и песчаных прослоях, соответственно.

Уравнение (3.29) решают относительно $\Delta T_{песч}$ и далее определяют $K_{п}$, используя уравнения (3.26) или (3.27).

Величины $\Delta T_{ж}$, $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{гл}$, приведенные в формулах (3.26 – 3.29) следует рассматривать как настроечные константы. Приближенное значение $\Delta T_{ж}$ можно определить по эмпирической формуле, предложенной Г.И. Петкевичем и Т.З. Вербицким:

$$\Delta T_{ж} = \frac{10^{6}}{(1470 + K \cdot C_{в})}, \quad (3.30)$$

где $C_{в}$ – минерализация воды, г/л; K – коэффициент пропор-

циональности, равный $0,6<K<1$, обычно он близок к 1. Для зоны проникновения величину $\Delta T_ж$ можно найти по номограммам, учитывающим изменение скорости распространения упругой волны в воде в зависимости от ее минерализации, температуры и давления (рис. 3.12). Значения интервального времени в жидкости составляют примерно 580 мкс/м при бурении скважин на высокоминерализованной промывочной жидкости ($C_в>130$ г/л) и 610±15 мкс/м – на низкоминерализованной жидкости.

Погрешности в определении $\Delta T_ж$ на 10 – 30 мкс/м не влияют существенно на точность определения $K_п$ по акустическому методу.

Более сильное влияние оказывают ошибки при определении $T_{ск}$ даже на несколько единиц мкс/м. При определении $\Delta T_{ск}$ рассматривают обычно несколько способов:

- используют значения интервального времени, установленные для основных породообразующих минералов, например, 164 мкс/м для кварца, 143 мкс/м для доломита, 155 мкс/м для кальцита и т.д.;

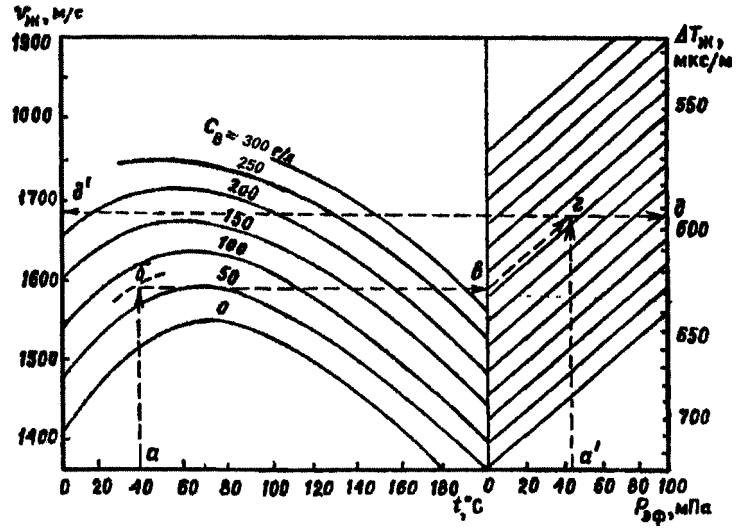


Рис. 3.12. **Номограмма для определания интервального аремани в жидкости**

- величину $\Delta T_{ск}$ определяют путем линейной экстраполяции зависимости $\Delta T_п = f(K_п)$ к нулевой пористости. При этом значения $\Delta T_п$ снимают с диаграммы АК, пористость устанавливают на образцах керна;

- интервальное время $\Delta T_{ск}$ находят в результате экстраполяции зависимости $\Delta T_п = f(\rho_п)$ до пересечения с осью сопротивлений в точке, где $\rho_п \to \infty$. Зависимость $\Delta T_п = f(\rho_п)$ типа «ГИС – ГИС» получают путем сопоставления величин $\Delta T_п$ и $\rho_п$, измеренных против одних и тех же пластов неглинистых и нетрещиноватых (рис. 3.13);

- в случае полиминерального скелета породы величину $\Delta T_{ск}$ определяют с учетом состава и объема минералов, содержащихся в породе.

Интервальное время в глинах $\Delta T_{гл}$ зависит от минерального состава глин, характера распределения глинистого вещества в породе и глубины залегания глин (табл. 3.5).

Для слабосцементированных и несцементированных песков и песчаников предложены:

- *уравнение фирмы Шлюмберже*

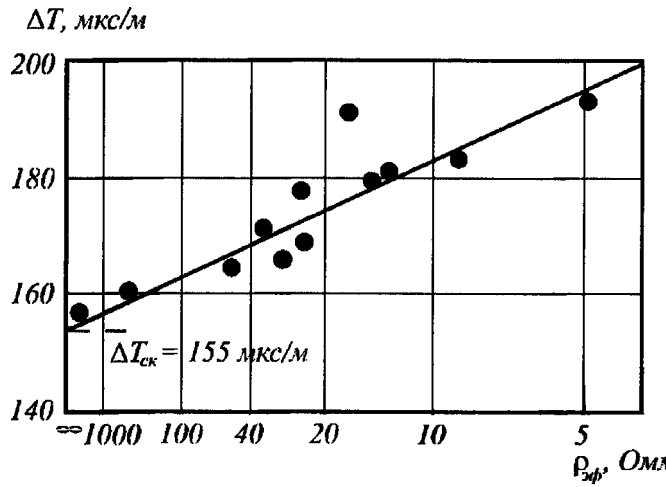


Рис.3.13. **Пример определения интервального времени в минеральном скелете породы путем сопоставления показаний диаграмм АМ (ΔТ) и БК ($\rho_{эф}$) [21]**

$$K_п = K_{п.\Delta T}\frac{330}{C_\delta \cdot \Delta T_{гл}}, \qquad (3.31)$$

где $K_{п.\Delta T}$ – коэффициент пористости, найденный по уравнению среднего времени; $\Delta T_{гл}$ – интервальное время в глинах на глубине залегания; 330 – постоянный множитель, соответствующий интервальному времени в уплотненных глинах; C_δ – коэффициент уплотнения, изменяющийся от 0.8 до 1.2 в зависимости от литологии пласта и вмещающих глин;

- *уравнение Г. Вахгольца*

$$\Delta T_п = A + B \cdot K_п + C \cdot K_п^2 + Д \cdot K_п^3, \qquad (3.32)$$

в котором коэффициенты А, В, С и Д являются функциями параметра α. Значения последнего зависят от свойств минерального скелета породы, формы пор, типа их заполнителя (жидкий, твердый) и давления (глубина залегания), под действием которого находится порода.

$$\alpha = 1.4 \cdot \left[\frac{1}{3} + \frac{2}{3} \cdot \sqrt[3]{\frac{E_{ск} \cdot \left(1 - \delta_п^2\right)^2}{3p_{эф}}}\right], \qquad (3.33)$$

где $E_{ск}$ – модуль Юнга для скелета породы; $\delta_п$ – плотность породы; $p_{эф}$ – эффективное давление.

Величины $K_п$, вычисленные по уравнению среднего времени, исправляют за влияние факторов, не учитываемых стандартными условиями, т.е. за глинистость, уплотнение (глубину залегания), нефтегазонасыщенность пород.

Нейтронные методы. Здесь используют преимущественно стационарные методы НГМ и ННМт. Показания стационарных нейтронных методов зависят в основном от водородосодержания среды, окружающей скважинный прибор. В некоторой степени зависят и от содержания хлора в пластовых водах и промывочных жидкостях.

Водородосодержание газа, нефти и воды, заполняющих эффективное пространство горных пород, а также минералов,

содержащих в своем составе связанную воду (гипс, глинистые минералы и др.), выражают через водородный индекс w, равный отношению объемов концентрации атомов водорода в жидкости или газе и его концентрации в пресной воде.

Водородный индекс для горной породы в целом называют эквивалентной влажностью (или нейтронной пористостью) и обозначают $w_п(K_{п.п})$.

Водородный индекс пресной воды $w_{в.пр}=1$, водородный индекс нефти $w_н=w_{в.пр}$. Водородный индекс минерализованной (соленой) воды:

$$w_{в.сол}=\frac{\delta_в-C_в}{\delta_{в.пр}}, \quad (3.34)$$

где $\delta_в$ и $C_в$ – плотность и минерализация соленой воды, соответственно; $\delta_{в.пр}$ - плотность пресной воды.

Водородосодержание чистого неглинистого водоносного пласта:

$$w_{вп}=K_п \cdot w_в=K_п. \quad (3.35)$$

Чистого пласта с неоднородным насыщением:

$$w_п=K_п \cdot w_{фл}, \quad (3.36)$$

где $w_{фл}$ – водородный индекс флюида, содержащего воду, нефть, газ.

Глинистого пласта и пласта, содержащего гипс:

$$w_{п.гл}=K_п \cdot w_{фл}+K_{гл} \cdot w_{св.гл}, \quad (3.37)$$

$$w_{п.гипс}=K_п \cdot w_{фл}+K_{гипс} \cdot w_{св.гипс}, \quad (3.38)$$

где $K_{гл}$ и $K_{гипс}$ – объемное содержание в породе глинистого материала и гипса, соответственно; $w_{св.гл}$ и $w_{св.гипс}$ – содержание связанной воды в единице объема глинистой фракции и гипса.

В водоносных пластах $w_{фл}=w_в$, в нефтеносных $w_{фл}=w_в\cdot K_в+w_н\cdot(1-K_в)$, в газоносных $w_{фл}=w_в\cdot K_в+w_г\cdot(1-K_в)$ и в нефтегазоносных $w_{фл}=w_в\cdot(1-K_н-K_г)+w_н\cdot K_н+w_г\cdot K_г$. Поскольку $w_г<w_н\approx w_в$, то $w_{гп}<w_{нп}\approx w_{вп}$ при заполнении пор пресным фильтратом промывочной жидкости.

Основные палетки зависимости показаний стационарных нейтронных методов (СНМ) от водородосодержания породы $w_п$ ($K_{п.п}$) породы представляют собой графики зависимости относительных показаний $I/I_в$ (для однозондовых установок), отношения показаний зондов $A=\frac{I_м}{I_б}$ (длиной ℓ_1 и ℓ_2 соответственно) или пространственного декремента

$$\alpha=\frac{\ln(I_м/I_б)}{\ell_2-\ell_1}=\frac{\ln A}{\Delta\ell}, \qquad (3.39)$$

для двухзондовых установок) от $K_{п.п}$ (или $w_п$) для чистых (без примесей) известняков, насыщенных водой заданной минерализации. Их получают, в основном, на моделях пластов и частично по скважинным данным путем сопоставления показаний метода и параметров пласта, определенных по керну, либо каким-либо другим методом.

Графики составлены обычно для нескольких диаметров необсаженных скважин и для приборов, лежащих на стенке скважины без глинистой корки. В интервале $K_п$=2 – 25 % зависимости близки к линейной и могут быть аппроксимированы формулой $I=A-B\lg k_п$, или $I^{-1}=A_1+B_1\lg k_п$.

Непосредственное использование основных палеток и показаний в условных единицах ($I/I_в$) возможно лишь при применении стандартизированных приборов.

В связи с существенным изменением дифференцирующей способности используемых приборов непосредственное определение $K_п$ по показаниям в условных единицах может привести к существенным погрешностям. Поэтому в качестве стандартной часто рекомендуется интерпретация по относительно-разностному параметру $\Delta J_п$, используя эталонирование по двум опорным средам с разной эквивалентной влажностью.

$$\Delta J = (I - I_1)/(I - I_2). \quad (3.40)$$

Показания приборов, выраженные в виде параметра ΔJ_n, практически не зависят от колебаний дифференцирующей способности приборов одного типа. Относительно слабо на зависимость $\Delta J_n = f(K_{n.n})$ влияют также литология пласта (если она одинакова для исследуемого и опорного пласта), а также крепление скважины. Зависимости $\Delta J_n = f(K_{n.n})$ или $I^{-1} = f(K_{n.n})$, используемые для определения $K_{n.n}$, несколько различаются не только для разных нейтронных методов (НГМ или ННМ), но и для различных приборов.

Величина пористости, определенная по этим палеткам, в общем случае характеризует кажущуюся пористость. Последняя должна быть исправлена за нестандартность скважинных условий и учесть петрофизические факторы. В первую очередь это такие факторы как состав скелета и его плотность ($\Delta w_{лит}$), содержание глинистой фракции ($\Delta w_{гл}$), минерализация вод (Δw_{cl}), наличие глинистой корки ($\Delta w_{гк}$), плотность глин и газонасыщение порового пространства ($\Delta w_{пл}$), температура и давление ($\Delta w_{p,t^\circ}$). Таким образом, выражение для кажущейся нейтронной пористости имеет вид

$$K_{n.n} = K_п + \sum \Delta w_i, \quad (3.41)$$

где $\sum \Delta w_i = \Delta w_{лит} + \Delta w_{гл} + \Delta w_{cl} + \Delta w_{гк} + \Delta w_{пл} + \Delta w_{p,t^\circ}$.

На показания стационарных нейтронных методов оказывает влияние наличие:

- углистых примесей;
- элементов с высоким сечением поглощения (хлор, бор, кадмий, железо и др.);
- примеси редких земель и других элементов с высоким макроскопическим сечением захвата (Σ_s);
- присутствие гипса;
- газонасыщенность пород в зоне исследования метода.

В карбонатных породах существенную погрешность при определении пористости может дать отсутствие точных данных о степени доломитизации и сульфатизации пород.

Гамма-гамма-плотностной метод. Определение пористости по ГГМ-П основано на тесной функциональной связи между плотностью породы и ее пористостью и на обратной зависимости между $I_{\gamma\gamma}$ и плотностью породы $\delta_п$. В современной двухзондовой аппаратуре ГГМ-П по измеренным скоростям счета импульсов с использованием соответствующих алгоритмов и программного обеспечения рассчитывается электронная плотность пород δ_e. Электронная плотность соответствует объемной плотности (раздел 1.3.7), отличаясь от нее не более, чем на 1.2 %.

Связь объемной плотности с общей пористостью пород описывается следующими линейными уравнениями:

- для неглинистых (чистых) пород

$$\delta_п = \delta_ж \cdot K_п + \delta_{ск}(1 - K_п), \quad (3.42)$$

- для глинистых пород

$$\delta_п = \delta_ж \cdot K_п + \delta_{гл} \cdot K_{гл} + \delta_{ск}(1 - K_п - K_{гл}). \quad (3.43)$$

Из соотношений (3.42) и (3.43) следует, что для определения $K_п$ необходимо знать величины $\delta_ж$, $\delta_{ск}$ и $K_{гл}$.

В проницаемых породах в зоне исследования ГГМ-П, глубинность которого не превышает 10 – 15 см, плотность $\delta_ж$ определяется, в основном, плотностью фильтрата промывочной жидкости и может быть принята равной 1 г/см^3.

Отличие $\delta_ж$ от единицы может наблюдаться в следующих случаях:

- в нефтяных и газовых скважинах при большой остаточной нефтегазонасыщенности в зоне проникновения;
- при бурении скважин на минерализованной промывочной жидкости, когда $\delta_ж > 1$ г/см^3;
- при бурении скважин на ПЖ с нефтяной основой (ИБР, ИОР).

В нефтенасыщенных коллекторах учет остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$ (в зоне проникновения) при определении $K_п$ может быть проведен по формуле:

$$\delta_ж = \delta_в \cdot (1 - K_{но}) + \delta_н \cdot K_{но}. \quad (3.44)$$

В газоносных коллекторах для определения плотности жидкости используют уравнение:

$$\delta_ж' = \delta_ж - K_{го} \cdot (\delta_ж - \delta_г), \quad (3.45)$$

где $\delta_ж$ – плотность фильтрата промывочной жидкости; $K_{го}$ – коэффициент остаточной газонасыщенности; $\delta_г$ – плотность газа. Значение $\delta_г$ находят через отношение P/T, где P – давление газа (в МПа), T – температура (в °K).

При бурении на минерализованных растворах $\delta_ж = 1 + 0.64 \cdot C_ф$, где $C_ф$ – минерализация фильтрата. При использовании промывочной жидкости на нефтяной основе часто принимают $\delta_ж = 0.85$ г/см^3.

Плотность минеральной матрицы породы (скелета) $\delta_{ск}$ определяется ее составом и изменяется от 2.55 г/см^3 для полимиктовых песчаников до 2.87 г/см^3 для доломита. В пределах даже одного продуктивного горизонта с относительно выдержанным составом породообразующих минералов $\delta_{ск}$ может изменяться вследствие неравномерного распределения примесей глин, сульфатов, углистых остатков, твердого органического вещества (керогена) и т.п.

В случае полиминерального состава скелета породы плотность скелета является линейной суммой составляющих скелет компонент с учетом их вкладов:

$$\delta = \sum_{i=1}^{n} \delta_i \cdot V_i, \quad (3.46)$$

где V_i – доля i-го минерала в скелете породы.

Данные гамма-гамма-плотностного метода используются в системе уравнений (3.2), (3.3) для определения содержаний отдельных компонент породы и пористости одновременно.

3.5.2. Определение типа емкостного пространства и вторичной пористости сложнопостроенных коллекторов

Для карбонатных коллекторов сложного строения характерно наличие пустот различной геометрии. Наряду с межзерно-

ыми порами в них присутствуют трещины, полости выщелачивания сложной формы, связанные с системой трещин, каверны. Для подсчета запасов и проектирования разработки необходима раздельная оценка компонент общей пористости $K_п$ – межзерновой $K_{п.мз}$, кавернозной $K_{п.к}$, трещинной $K_{п.т}$.

Для чистого трещинно-кавернозно-межзернового карбонатного коллектора величина $K_{п.общ}$ выражается формулой:

$$K_{п.общ} = K_{п.т} + K_{п.к} + K_{п.мз} \cdot (1 - K_{п.т} - K_{п.к}), \quad (3.47)$$

Сумму $K_{п.т}+K_{п.к}=K_{п.вт}$ учитывая генезис трещин и каверн, называют коэффициентом вторичной пористости $K_{п.вт}$. Подставляя $K_{п.вт}$ в выражение (3.47), получаем

$$K_{п.общ} = K_{п.вт} + K_{п.мз} \cdot (1 - K_{п.вт}). \quad (3.48)$$

Отсюда величина трещинно-кавернозной (вторичной) емкости коллекторов:

$$K_{п.вт} = \frac{K_п - K_{п.мз}}{1 - K_{п.мз}}. \quad (3.49)$$

Для расчета $K_{п.вт}$ необходимо знать $K_{п.общ}$ и $K_{п.мз}$. В общем случае задача решается на основе комплексной интерпретации диаграмм электрических, ядерных и акустических методов. Для некоторых сложных коллекторов (трещинный, трещинно-кавернозный и трещинный с полостями выщелачивания вдоль трещин, у которых блоки с межзерновой пористостью (матрица) непроницаемы) решение задачи возможно по данным метода сопротивлений или метода сопротивлений в комплексе с одним из методов пористости – нейтронным или гамма-гамма-методом [21]. Величину $K_{п.общ}$ обычно находят по диаграмме ГГМ или одной из модификаций нейтронных методов (НГМ, ННМ-Т), если порода чистая или слабоглинистая, что характерно для трещинно-кавернозного коллектора. Величину $K_{п.мз}$ определяют одним из следующих способов:

1. По данным акустического метода для той разновидности

сложных коллекторов, которые характеризуются достаточно тесной связью между ΔT и $K_{п.мэ}$. При этом выражение (3.48) принимает вид:

$$K_{п.вт} = \frac{K_п - K_{п.АМ}}{1 - K_{п.АМ}}. \quad (3.49)$$

Выражение (3.49) справедливо, когда расстояние между кавернами сравнимо с длиной волны или больше нее, то есть когда каверны расположены в породе редко. Наиболее характерный представитель этой разновидности – карстовые с крупными пустотами.

В этом случае упругая волна огибает каверны и распространяется преимущественно по высокоскоростному скелету. Во всех остальных случаях получаемое по уравнению (3.49) значение кавернозной пористости характеризует

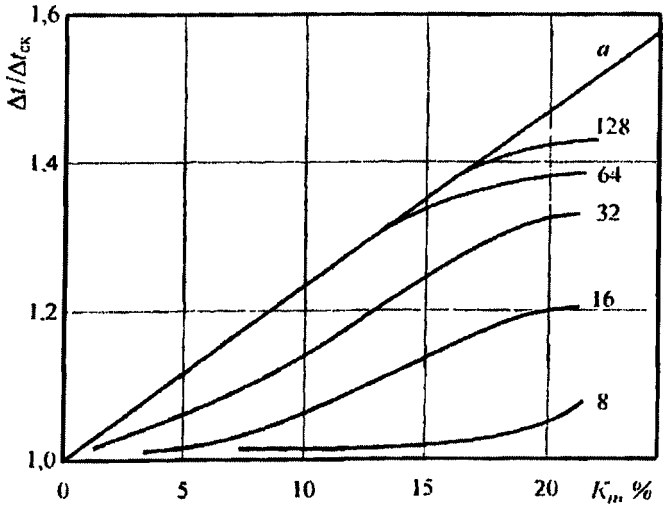


Рис.3.14. **Теоретическая зависимость отношений интервальных времен в кавернозной среде от общей пористости и размеров отдельных каверн (по А.Ю. Юматову):**
шифр кривых: λ/d (λ=15 – 20см); d – поперечный размер каверн; a – уравнение среднего времени

лишь минимально возможную величину.

Как видно из рис. 3.14, при низкой величине отношения λ/d ($\lambda/d<8$) интервальное время продольной волны по породе приближается к интервальному времени по скелету породы и $K_{п.АМ} \cong K_{п.мз}$. При высоких значениях λ/d ($\lambda/d>128$) величина $K_{п.АМ}$ приближается к значению общей пористости ($K_п$), определенной по уравнению среднего времени.

2. По данным метода сопротивлений для коллекторов, вторичные поры которых насыщены пресной ($\rho_ф \geq 1$ Ом·м) водой, а межзерновые поры матрицы — минерализованной ($\rho_в \leq 0.05$ Ом·м), т. е. в условиях, когда параметр $P_{п.зп}=\rho_{зп}/\rho_ф$ приближенно можно выразить как

$$P_{п.зп} = P_{п.мз} = 1/(K_{п.мз})^2. \quad (3.50)$$

Величину $K_{п.мз}$ рассчитывают по формуле:

$$K_{п.мз} = \sqrt{\rho_ф/\rho_{зп}}. \quad (3.51)$$

3. По данным определений на образцах представительного керна, поднятого из интервала залегания сложного коллектора.

Все рассмотренные способы определения вторичной пористости в сложных коллекторах по комплексу методов ГИС можно использовать в необсаженных скважинах, пробуренных с растворами на водной и нефтяной основе. При вскрытии разрезов с применением растворов на нефтяной основе для определения $K_{п.мз}$ используют первый и третий способы.

В общем случае способы для оценки трещинной пористости для межзерново-трещинного коллектора и трещинно-кавернозной для трещинно-кавернозного коллектора различны. Однако разработанные приемы выделения и оценки емкостного пространства трещинно-кавернозных коллекторов также применимы и для трещинных. Методы для выделения и оценки емкостного пространства сложнопостроенных коллекторов показаны на рис. 3.15.

Метод электрического сопротивления. Большой интерес представляет определение коэффициента трещинной пористости, поскольку присутствие в коллекторе системы трещин обеспечивает его высокую проницаемость и про-

дуктивность, особенно при значительной раскрытости трещин (более 100 мкм).

Движение флюидов в пласте происходит путем перемещения из трещин одного структурного уровня в другой. Универсальной классификации трещин пока не создано. В табл. 3.8 приведены элементы одной из классификации трещин с указанием методов обнаружения трещин и вероятности их подсечки скважиной.

Ультрамикротрещины соединяют отдельные поры. Микротрещины обеспечивают сбор углеводородов из кавернозно-пористой матрицы и транспортировку их в мезотрещины. Именно через мезотрещины скважины взаимодействуют с пластами. Макротрещины обеспечивают вертикальную гидродинамическую связь [21].

Разработаны способы выделения трещинных зон и определения в них $K_{пт}$:

- по удельному сопротивлению породы с учетом общей пористости по НГМ или ГГМ-П в скважинах, пробуренных на минерализованном растворе ($\rho_ф \sim \rho_в$);
- по двум значениям $\rho_п$, установленным в результате повторных исследований методом двух растворов (рис. 3.16).

Физическая основа таких определений – результаты расче-

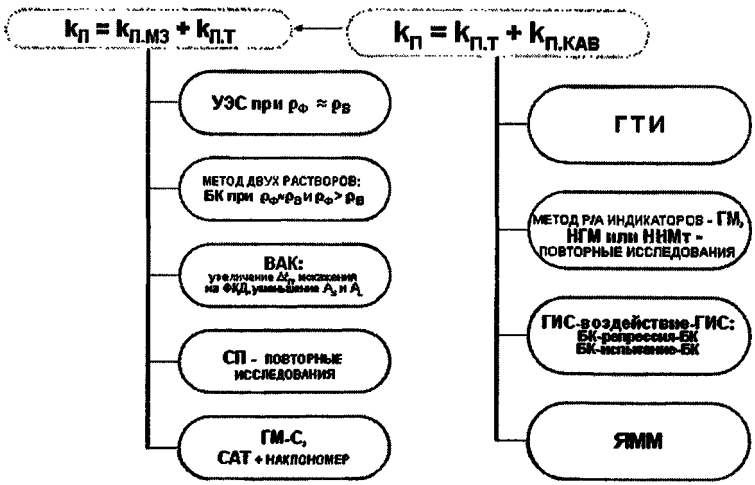


Рис.3.15. **Методы выделения и оценки емкостного пространства сложнопостроенных коллекторов**

Таблица 3.8

Классификация трещиноватости карбонатных пород (по данным В.Д.Викторина, А.В.Некрасова)

Тип трещин	Протяженность по разрезу, м	Раскрытость трещин, мкм	Трещинная проницаемость, мкм^2	Методы выявления трещиноватости (вероятность подсечки скважиной)
УЛЬТРАМИКРОТРЕЩИНЫ	0.001–0.01	2–10	До 0,001	По керну методом шлифов
МИКРОТРЕЩИНЫ	0.01–0.1	10–20	0.001–0.01	По керну методом шлифов
МЕЗОТРЕЩИНЫ	0.1–1.0	20–100	0.01–0.1	Гидродинамические методы, визуальные наблюдения в обнажениях и шахтах (20–100 %)
МАКРОТРЕЩИНЫ	1–10	100–500	0.1–1	Гидродинамические методы, визуальные наблюдения в обнажениях (2–20 %)
МЕТАТРЕЩИНЫ	10–100	500–1000	1.0	Гидродинамические методы, визуальные наблюдения в обнажениях, закачка индикаторов (0.2–2 %)
МЕГАТРЕЩИНЫ	100–1000	1000	1.0–...	Закачка индикаторов, трассировка трещин по геолого-промысловым данным, аэрокосмогеологические методы (0.02–0.2 %)

тов $\rho_{пт}$ модели трещинной породы с плотной матрицей, содержащей одну, две и три системы взаимно перпендикулярных трещин. В табл. 3.9 приведены расчетные формулы $\rho_{пт}$ для четырех вариантов (а, б, в, г) расположения и двух вариантов насыщения трещин. Вариант *а* соответствует системе параллельных трещин; ориентированных перпендикулярно к направ-

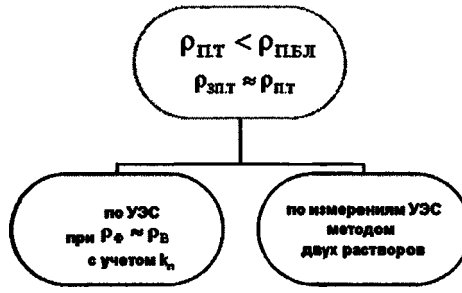


Рис.3.16. **Способы определения трещинной пористости в сложных карбонатных и трещинных терригенных коллекторах по данным об УЭС**

лению распространения тока, вариант *б* – системе трещин, параллельных направлению тока, вариант *в* – двум системам трещин, перпендикулярных друг к другу, но параллельных направлению тока; вариант *г* – три взаимно перпендикулярные системы трещин, которые при любой их ориентации относительно направления тока имитируют хаотическую систему трещин. В первой графе приведены формулы для случая насыщения трещин водой, имеющей то же удельное сопротивление $\rho_в$, что и вода в порах блоков; во второй графе – для случая насыщения трещин фильтратом с удельным сопротивлением $\rho_ф$, отличающимся от $\rho_в$ ($\rho_ф > \rho_в$); в третьей графе сравнения приведены выражения для трещинной среды с непроводящими блоками ($K_{п.мз}=0$) [21].

По результатам реальных измерений УЭС определяют величину трещинной пористости, используя выражения из табл. 3.9. Преимущество метода в его простоте. Недостаток – необходимость знать величину $K_{п.мз}$, которая в принципе не равна величине общей пористости $K_{п.общ}=K_{п.т}+K_{п.мз}(1-K_{п.т})$ трещинного коллектора, устанавливаемой по данным нейтронных методов и рассеянного гамма-излучения, хотя отличие $K_{п.общ}$ от $K_{п.бл}$ небольшое, поскольку $K_{п.т}$ не превышает 0.5 – 1 %.

Этого недостатка лишен метод двух растворов, технология проведения которого заключается в следующем. Зону трещин-

Таблица 3.9

Выражения для расчета УЭС трещинного коллектора ($\rho_{эп.т}$) [21]

Вариант расположения трещин	$K_{п.мз}>0$		$K_{п.мз}=0$
	$\rho_ф=\rho_в$	$\rho_ф>\rho_ф$	$\rho_ф=\rho_в$
Перпендикулярно направлению распространения тока (напластованию)	$P_{п.бл}\cdot\rho_в$	$P_{п.бл}\cdot\rho_ф$	∞
Параллельно направлению распространения тока (напластованию)	$\dfrac{P_{п.бл}\cdot\rho_В}{K_{п.т}\cdot P_{п.бл}\cdot(\rho_в/\rho_ф)+1}$		$\dfrac{\rho_в}{K_{п.т}}$
Две системы трещин перпендикулярные друг к другу и параллельные направлению распространения тока	$\dfrac{P_{п.бл}\cdot\rho_В}{\frac{1}{2}\cdot K_{п.т}\cdot P_{п.бл}\cdot(\rho_в/\rho_ф)+1}$		$\dfrac{\rho_В}{(1-K_{п.т})^{1/3}}$
Три взаимно перпендикулярные системы трещин (имитация хаотического расположения)	$\dfrac{P_{п.бл}\cdot\rho_В}{\frac{2}{3}\cdot K_{п.т}\cdot P_{п.бл}\cdot(\rho_в/\rho_ф)+1}$		$\dfrac{\rho_В}{(1-K_{п.т})^{2/3}}$

ного коллектора вскрывают бурением на минерализованном растворе с удельным сопротивлением $\rho'_ф$, которое может быть больше или меньше $\rho_в$; проводят исследование методом сопротивлений, определяя величину $\rho'_{зп.т}$. Затем продолжают бурение с проработкой ствола скважины в трещинной зоне с более пресным раствором, имеющим удельное сопротивление $\rho''_ф$, обеспечивая большую репрессию на трещинный коллектор, чтобы гарантировать замену в трещинах в зоне проникновения раствора с удельным сопротивлением $\rho'_ф$ на раствор с удельным сопротивлением $\rho''_ф$. Проводя исследование методом сопротивления при пресном растворе, определяют $\rho''_{зп.т}$. Далее рассчитывают $K_{п.т}$ по формуле:

$$K_{п.т} = \frac{1}{A} \cdot \frac{\rho'_ф \rho''_ф (\rho''_{зп.т} - \rho'_{зп.т})}{\rho'_{зп.т} \rho''_{зп.т} (\rho''_ф - \rho'_ф)}$$

Последовательность смены растворов может быть изменена на обратную. Недостаток метода двух растворов – их громоздкость и дороговизна.

Кавернозные породы можно представить плотной непроницаемой матрицей с удельным сопротивлением $\rho_{пмз}$ (как и для трещинного коллектора), где хаотически рассеяны сферические пустоты, которые во много раз больше межзерновых пор в матрице. При заполнении каверн и пор матрицы водой с одинаковым удельным сопротивлением $\rho_в$ в первом приближении полагают, что каверны не влияют на удельное сопротивление $\rho_{пк}$ и параметр $P_{пк}$ породы. Зависимость $P_п = f(K_п)$ для кавернозной породы с $K_{пк}$=const при таком допущении можно получить, сопоставляя с различными значениями общей пористости $K_п = K_{пмз} + K_{пк}$ величину параметра $P_{пк}$, соответствующую задаваемым значениям $K_{пмз} = K_п - K_{пк}$. Очевидно, что такая зависимость $P_{пк} = f(K_п)$ будет расположена выше зависимости $P_п = f(K_п)$ для породы с межзерновой пористостью при отсутствии каверн (рис. 3.17). Выражение для удельного сопротивления кавернозной породы при заполнении каверн водой с удельным сопротивлением $\rho_в$ имеет вид [21]:

$$\rho_{п.к} = \frac{P_{п.бл} \cdot (1 - K_{пк}) + (2 + K_{пк})}{P_{п.бл} \cdot (1 + 2K_{пк}) + 2 \cdot (1 - K_{пк})} \cdot \rho_{п.бл}. \qquad (3.53)$$

Одновременное присутствие в породе каверн и трещин способствует ослаблению влияния каждого из этих видов пустот на удельное сопротивление породы. Заметное влияние трещин на зависимости $P_{птк}=f(K_п)$ сказывается только при $K_{пк}/K_{пт}<2$, а заметное влияние каверн – при $K_{пк}/K_{пт}<10$. Для наиболее типичных в практике отношений $K_{пк}/K_{пт}=2$ – 10 расчетные графики $P_{птк}=f(K_п)$ мало отличаются от зависимости $P_п=f(K_п)$ (рис. 3.17). Вследствие этого признак, позволяющий выделять трещинный коллектор на фоне плотных пород при бурении скважины на соленом растворе (снижение удельного сопротивления $\rho_{пт}$ по сравнению с $\rho_{пмз}$ для породы с той же общей пористостью $K_п$ при отсутствии трещин), не будет, как правило, характерным для большей части трещинно-кавернозных коллек-

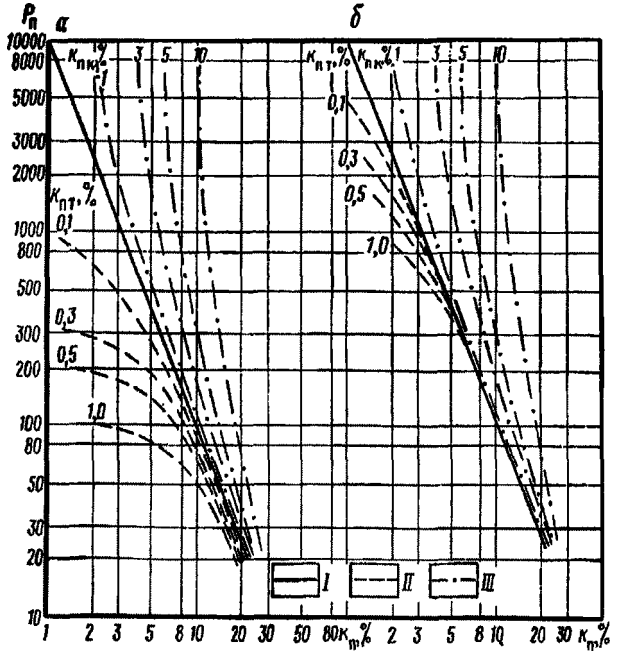


Рис. 3.17. **Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости для моделей пород с межзерновой (I), трещинной (II), кавернозной (III) пористостью:**
а) трещины, каверны, поры насыщены водой одинаковой минерализации;
б) трещины, каверны насыщены водой с $\rho_ф=10\rho_в$, поры – водой с $\rho_в$

торов. При бурении на пресном глинистом растворе каверны (если каждая из них пересечена хотя бы одной трещиной) и трещины в зоне исследования методами электрометрии насыщены водой с удельным сопротивлением $\rho_ф > \rho_в$. В этом случае величина $\rho_{зп.тк}$, определяемая по данным электрометрии, рассчитывается по формуле:

$$\rho_{зп.тк} = \frac{\rho_{зп.т} \cdot (1 - K_{пк}) + (2 + K_{пк}) \cdot \rho_ф}{\rho_{зп.т} \cdot (1 + 2K_{пк}) + 2 \cdot (1 - K_{пк}) \cdot \rho_ф} \cdot \rho_{зп.т}. \quad (3.54)$$

Волновой акустический метод. Основные признаки коллекторов с вторичной пористостью (трещиноватостью, кавернозностью) на диаграммах волнового АМ следующие:

- нарушение синфазности фазовых линий на ФКД;
- уменьшение амплитуд (соответственно увеличение коэффициента затухания) продольных, поперечных и лэмбовских волн;
- повышенные значения интервального времени продольных волн в участках разреза, где преимущественно развита горизонтальная трещиноватость.

Однако аналогичная картина может наблюдаться против глинистых пород, интервалов переслаивания пластов с резкими границами и т.п. Поэтому окончательную идентификацию коллектора, отнесение его к тому или иному типу по структуре порового пространства осуществляют в результате анализа всего комплекса данных АМ с привлечением других, наиболее информативных методов ГИС, позволяющих исключить мешающие факторы. К таким методам относятся методы радиометрии (ГМ, НГМ), кавернометрия, микрозондирование. Интерпретационная схема для выделения в скважинах коллекторов с вторичной пористостью, составленная И. П. Дзебанем (1980 г.) представлена на рис. 3.18.

Межзерновой коллектор на диаграммах АМ характеризуется наличием четко выраженных фазовых линий от продольных, поперечных и лэмбовских волн,увеличением интервального времени за счет повышенной межзерновой пористости, слабым уменьшением амплитуд S-волн, сильным снижением амплитуд L-волн и некоторым увеличением амплитуд P-волн. Против межзерновых газонасыщенных коллекторов возможно понижение A_p, что объясняется их повышенным затуханием за

счет наличия газа. В межзерновых коллекторах $K_{п.АМ} \approx K_{п.НМ(ГГМ)}$.

Для *межзерново-трещинного коллектора* характерно увеличение интервального времени ΔT_p искажение фазовых линий, особенно в области поперечных волн, уменьшение амплитуд поперечных и лэмбовских волн на аналоговых кривых и волновых картинах. Уменьшение амплитуд продольных волн в этом коллекторе отмечается только в интервалах с сильно развитой трещиноватостью, где наблюдается значительное уменьшение A_p за счет затухания упругих волн, обусловленное наличием трещин.

Значения коэффициентов пористости по АМ и НГМ в данном коллекторе совпадают, что свидетельствует о преоблада-

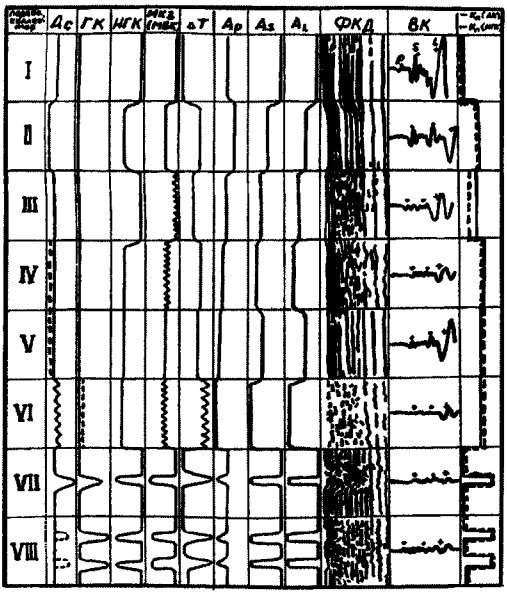


Рис. 3.18. **Интерпретационная схема для выделения коллекторов со вторичной пористостью в карбонатном разрезе (по И.П. Дзебеню, 1980):**

I – известняк плотный; II – известняк пористый; III – известняк низкопористый микротрещиноватый; IY – известняк межзерново-трещинный; Y – известняк межзерново-кавернозный; YI – известняк межзерново-трещинно-кавернозный; YII – размытый глинистый пласт в плотном известняке (каверна); YIII – переслаивание плотных известняков и глин

ющем влиянии на ΔТ развитой межзерновой пористости.

Низкопористые межзерново-трещинные коллекторы характеризуются снижением амплитуд поперечной волны, увеличением степени искажений фазовых линий (особенно в области поперечной волны) на ФКД, что связано с наличием трещиноватости, превышением значений $K_{п.АМ}$ над $K_{п.НМ}$.

Каверново-трещинный и межзерново-каверново-трещинный коллекторы на диаграммах волнового АМ характеризуются одинаковыми признаками: увеличением интервального времени, уменьшением амплитуд P, S и L- волн, сильным искажением фазовых линий, вплоть до их исчезновения на ФКД. Отличить кавернозно-трещинный коллектор от межзерново-кавернозно-трещинного можно, привлекая данные других методов ГИС (НГМ, ГГМ-П, микрокаверномер, коркомер, микрозонды).

В зависимости от процентного содержания трещин и каверн в данных коллекторах значения $K_{п.НМ}$ и $K_{п.АМ}$ либо совпадают, либо $K_{п.НМ} > K_{п.АМ}$.

Выделение в разрезе коллекторов с интенсивно развитыми вторичными пустотами возможно также по кинематическим и динамическим параметрам только продольных волн. Для них характерно повышенное затухание продольных волн, превышение коэффициента пористости, определенного по данным методов радиометрии, над $K_{п.АМ}$. Однако и в этом случае для однозначной идентификации пород следует привлекать комплекс методов ГИС, чтобы исключить мешающие факторы, о которых говорилось выше.

Определение коэффициентов трещинной и каверновой пористости производится на основе существенного различия коэффициентов сжимаемости трещин, каверн и межзерновых пор.

Коэффициент сжимаемости породы ($\beta_{п.тк}$), содержащей трещины, каверны и межзерновые поры, в общем виде определяется следующим выражением (В.М. Добрынин, 1970 г.):

$$\beta_{п.тк} = \frac{K_{п.т}}{K_п}\beta_т + \frac{K_{п.кав}}{K_п}\beta_{кав} + \frac{K_{п.мз}}{K_п}\beta_{п.мз}, \qquad (3.55)$$

где $K_п$, $K_{п.т}$, $K_{п.КАВ}$ и $K_{п.мз}$ – коэффициенты общей, трещинной, кавернозной и межзерновой пористости соответственно: $\beta_т$, $\beta_{кав}$ и $\beta_{п.мз}$ – коэффициенты сжимаемости трещин, каверн и межзерновых пор.

Для коллектора межзерново-трещинного типа уравнение (3.55) приобретает вид:

$$\beta_{п.т} = \frac{K_{пт}}{K_п}\beta_т + \frac{K_{п.мз}}{K_п}\beta_{п.мз} = \frac{K_{п.т}}{K_п}(\beta_т - \beta_{п.мз}) + \beta_{п.мз}, \quad (3.56)$$

где $\beta_{п.т}$ – коэффициент сжимаемости породы межзерново-трещинного типа.

Поскольку $\beta_т >> \beta_{п.мз}$, последнее равенство можно упростить:

$$\beta_{п.т} = \frac{K_{пт}}{K_п}\beta_т + \beta_{п.мз}. \quad (3.57)$$

Для породы межзерново-кавернового типа уравнение (3.55) можно записать в виде:

$$\beta_{п.кав} = \frac{K_{п.кав}}{K_п}\beta_{кав} + \frac{K_{п.мз}}{K_п}\beta_{п.мз} = \frac{K_{п.кав}}{K_п}(\beta_{кав} - \beta_{п.мз}) + \beta_{п.мз}. \quad (3.58)$$

Из уравнений (3.56) и (3.58) можно получить выражение для коэффициентов трещинной:

$$K_{п.т} = \frac{\beta_т - \beta_{п.мз}}{K_п(\beta_{п.т} - \beta_{п.мз})}, \quad (3.59)$$

и кавернозной пористости

$$K_{п.к} = \frac{\beta_к - \beta_{п.мз}}{K_п(\beta_{п.к} - \beta_{п.мз})}. \quad (3.60)$$

Коэффициент сжимаемости породы ($\beta_{п.т}$, $\beta_{п.кав}$, $\beta_{п.тк}$) можно определить по известной величине скорости распространения упругой продольной, поперечной волны или интервального времени ΔT.

Связь интервального времени продольной волны с коэффициентом сжимаемости породы описывается следующим выражением:

$$\beta_{п} = \frac{3(1-\nu)}{\delta_{п}(1+\nu)}\Delta T_{p}^{2}. \qquad (3.61)$$

Входящий в уравнение (3.61) коэффициент Пуассона определяют через скорости или интервальные времена распространения продольных и поперечных волн:

$$\nu = \frac{1}{2}\left[\frac{\Delta T_{s}^{2} - 2\Delta T_{p}^{2}}{\Delta T_{s}^{2} - \Delta T_{p}^{2}}\right]. \qquad (3.62)$$

В случае отсутствия полной волновой картины ВК, или невозможности оценки ΔT_{s} по ВК и ФКД (при сильном затухании поперечных волн на трещинах) приближенные значения коэффициента Пуассона можно установить по корреляционной зависимости $\nu = f(K_{п})$, построенной для пород определенной литологии. Экспериментально установлено, что ν варьирует: для известняков и доломитов от 0.30 (кальцит) до 0.35 (высокопористые разности), для песчаников от 0.10 (кварц) до 0.20 (высокопористые разности).

Входящий в уравнения (3.55 – 3.57) коэффициент сжимаемости межзерновых пор $\beta_{п.мз}$ можно определить по уравнению:

$$\beta_{п.мз} = \frac{\beta_{п} - \beta_{тв}}{K_{п}},$$

используя результаты исследований керна.

Как показывают лабораторные данные, в условиях, приближающихся к пластовым (эффективное напряжение 40 – 50 МПа, глубина залегания более 2000 м), коэффициент сжимаемости пор пород с межзерновым типом пористости ($\beta_{п.мз}$) почти не зависит от величины самой пористости. Поэтому для практических расчетов можно принять значения $\beta_{п.мз}$: в доломитах – $10 \cdot 10^{-5}$ МПа$^{-1}$, в известняках – $15 \cdot 10^{-5}$ МПа$^{-1}$ и в кварцевых слабоглинистых песчаниках – $20 \cdot 10^{-5}$ Мпа$^{-1}$.

Коэффициент сжимаемости трещин можно определить несколькими способами:

1. По формуле $\beta_т=\ln(K_1/K_2)/3\Delta P$, где K_1 и K_2 – коэффициенты продуктивности для двух значений пластового давления P_1 и P_2 в установившемся режиме, различающихся на величину ΔP.

2. Методом интерполяции, применяя следующее выражение $\beta_т=a\cdot 10^{-3}/P_{эф}$, где а- коэффициент, изменяющийся от 25 (мелкозернистый известняк) до 135 (кварциты).

Значения коэффициента а для известняков с пористостью 2 и 11 % соответственно равны 43.4 и 12.1 (ВНИИЯГГ, 1981 г.). При отсутствии данных о коэффициенте а в первом приближении можно использовать среднюю арифметическую величину из двух крайних значений (а≈80).

Теоретическая оценка показывает, что сжимаемость вторичных изометрических пор (каверн) равна

$$\beta_{кав}=\frac{3(1-\nu_м)}{2(1-2\nu_м)}\beta_м, \quad (3.63)$$

где $\beta_м$ – сжимаемость вмещающей каверны породы (матрицы), содержащей гидравлически не сообщающиеся между собой поры; $\nu_м$ – коэффициент Пуассона матрицы.

Коэффициент Пуассона матрицы в пластовых условиях может принимать значения от 1/5 до 1/3, поэтому найденный с помощью уравнения (3.63) коэффициент сжимаемости каверн будет $\beta_{кав}\approx(2-3)\beta_м$.

В низкопористых карбонатных породах ($K_{п.мв}$=5 %) коэффициент сжимаемости каверн $\beta_{кав}=4\cdot 10^{-5}$ Мпа$^{-1}$.

В породах с пористостью блоков выше 10 % $\beta_{кав}$ в первом приближении можно принять равным $10\cdot 10^{-5}$ Мпа$^{-1}$.

Следует иметь в виду, что $\beta_п$, $\beta_т$ и $\beta_{кав}$ могут изменяться в зависимости от глубины залегания и типа породы.

3.5.3. Определение проницаемости

К геофизическим методам определения проницаемости пород относятся следующие:

- метод удельного электрического сопротивления;
- методы глинистости ПС и ГМ;
- метод ядерно-магнитного томографического каротажа;
- гидродинамический каротаж (испытание пластов прибо-

рами на кабеле и пластоиспытателями на трубах).

Методы электрического сопротивления. Основу данного способа составляет уравнение Козени-Кармана, устанавливающее связь физической проницаемости породы с коэффициентом эффективной пористости $K_{п.эф}$, гидравлической извилистостью каналов фильтрации $T_г$ и их удельной поверхностью $S_ф$:

$$K_{пр} = \frac{K_{п.эф}^3}{f \cdot T_г^2 \cdot S_ф^2}. \quad (3.64)$$

В уравнении (3.64) параметр f учитывает геометрию сечения поровых каналов и изменяется от 2 до 3 (f=2 для кругового сечения), возрастая с усложнением формы сечения. Уравнение (3.64) получено для идеального грунта, в котором фильтруется однородная жидкость во всем объеме порового пространства, представленного цилиндрическими каналами, и позволяет определять абсолютную проницаемость породы.

Одним из способов определения $K_{пр}$ по данным метода сопротивлений является преобразование уравнения Козени-Кармана и приведение его к параметрам, устанавливаемым по методам ГИС. В результате несложных преобразований уравнение (3.64) можно привести к следующему выражению:

$$K_{пр} = \frac{(1-K_{в.св})^3 \cdot \tau_{св}^2 \cdot K_п}{f \cdot T^2 \cdot K_{в.св}^2}, \quad (3.65)$$

где $\tau_{св}$ – толщина пленки связанной воды, которая меняется в относительно небольших пределах от 0.4 до 0.7 мкм.

Учитывая близость величин $T_э$ и $T_г$, а также наличие связи между параметрами $P_н$ и $K_{в.св}$, выражаемой уравнением Дахнова – Арчи, формула (3.65) может быть приведена к следующему уравнению:

$$K_{пр} = \frac{\tau_{св}^2 (1-P_н^{-1/n})^3 \cdot P_п^{n/2}}{f \cdot P_п}, \quad (3.66)$$

которое является физической основой для определения $K_{пр}$ по параметру насыщения чистых гранулярных коллекторов в

зоне их предельного нефте- или газонасыщения при отсутствии в коллекторе подвижной воды (т.е. на значительном удалении от ВНК или ГВК).

Определение $K_{пр}$ по $P_н$ можно проводить двумя способами.

1. Для коллекторов, сложенных достаточно однородными слабоглинистыми кварцевыми песчаниками, близкими по своим свойствам к идеальным грунтам, устанавливают зависимости $P_н=f(K_{пр})$ по экспериментальным данным, где $K_{пр}$ определяют по керну или гидродинамическим исследованиям.

2. Для коллекторов глинистых, имеющих более сложную структуру порового пространства, предпочтительно использовать многомерные связи типа $K_{пр}=f(P_н, K_п)$; $K_{пр}=f(P_н, P_п)$; $K_{пр}=f(K_п, K_в)$, что будет способствовать повышению точности определения $K_{пр}$.

Здесь можно привести ряд уравнений, полученных различными авторами:

$$K_{пр}=\frac{A\cdot P_н^{2/n}}{P_п^{b/m}} \quad \text{(В.Н.Дахнов);}$$

$$K_{пр}=c^2\cdot P_н\cdot K_п^{2} \quad \text{(Вили и Роуз);}$$

$$K_{пр}=A\cdot K_п^{b}\cdot K_{во}^{-c} \quad \text{(Тимур).}$$

В. М. Добрыниным и С. А. Султановым получено аналогичное уравнение для девонских песчаников Ромашкинского месторождения с учетом средней толщины пленки связанной воды $\tau_{св.ср}$:

$$P_н=\frac{0.7\cdot P_п^{1.07}}{(2.013\cdot 10^5\cdot \tau_{св.ср})^{2.15}}K_{пр}^{1.075}. \quad (3.67)$$

В 1973 году Г.Р. Коатсом и Ж.Л. Дюмануаром предложена методика оценки $K_{пр}$ в различных типах межзерновых, терригенных глинистых и карбонатных коллекторов, позволяющая учитывать плотность углеводородов, насыщающих коллектор.

$$K_{пр} = \left[\frac{c}{w^4} \cdot K_п^{2w} \cdot P_{н.пр}\right]^2, \quad (3.68)$$

где c зависит от плотности углеводородов $\delta_{ув}$, насыщающих коллектор:

$$c = 2.3 + 46.5 \cdot \delta_{ув} - 18.8 \cdot \delta_{ув}^2. \quad (3.69)$$

Параметр w рассчитывают по уравнению

$$w = \left[3.75 - K_п + \frac{1}{2}\left(-\lg P_{н.пр} + 2.2\right)^2\right]^{1/2}. \quad (3.70)$$

В уравнении (3.66) $P_{н.пр}$ – предельное значение параметра насыщенности, соответствующее неснижаемой водонасыщенности $K_{во}=K_{в.св}$ данного коллектора.

Как видим, все вышеперечисленные соотношения позволяют оценивать проницаемость коллекторов только при условии их предельного (максимального) нефтегазонасыщения и не могут быть применимы в условиях их недонасыщенности.

Известен ряд способов для определения $K_{пр}$ в недонасыщенных коллекторах по данным метода сопротивлений.

1. *Способ Л. Л. Раймера*

$$K_{пр} = \frac{c \cdot K_п^a}{(c' \cdot K_{во})^b}, \quad (3.71)$$

где c – эмпирическая константа; a и b – показатели, зависящие от вида используемого соотношения.

Параметр c′ определяют по формуле:

$$c' = (0{,}00083 \cdot P_к^{1{,}3} + 0{,}2) \cdot (160\sqrt{k_{во}} - 0{,}04), \quad (3.72)$$

где $P_к$ – капиллярное давление, устанавливаемое по данным о плотности воды и нефти и высоте залегания пласта над уровнем ВНК; $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность на глубине оп-

ределения $P_к$. Предложенная формула (3.67) может быть использована в интервале изменения $K_{во}$ от 4 до 60 %.

2. *Способ М.П. Тиксье.* Основан на наличии связи между $K_{пр}$, капиллярным давлением и разницей плотности воды и нефти. Получено следующее соотношение:

$$K_{пр} = \left(\frac{850000 \cdot \delta_н}{141.5 - 131.5 \cdot \delta_н} - 0.945 \cdot H \right) \cdot \frac{\rho_в^2}{P_п \cdot \rho_{вп} \cdot \rho_{нп}}, \qquad (3.73)$$

где $\delta_н$ – плотность нефти; H – глубина залегания. Способ рекомендуется применять для легких нефтей ($\delta_н$<0.82 г/см^3) и при глубинах менее 2 км.

Как уже было отмечено, ограничение всех перечисленных выше способов оценки $K_{пр}$ связано с возможностью их использования в чистых или слабоглинистых коллекторах.

Для глинистых коллекторов разработаны способы определения $K_{пр}$ по методам ПС и ГМ.

Метод ПС. Физической предпосылкой для использования метода ПС при определении проницаемости пород является связь диффузионно-адсорбционной активности с глинистостью, а также связь между проницаемостью и глинистостью коллектора. Наиболее тесные связи $A_{да}$ с $K_{пр}$ наблюдаются при достаточно высокой глинистости коллекторов. В тех случаях, когда глинистость низка и изменяется в узких пределах, связи менее тесные или отсутствуют. Это объясняется тем, что в слабоглинистых породах величина проницаемости определяется не только содержанием глинистого материала, но и свойствами самого скелета породы.

Впервые связи $A_{да}$ с $K_{пр}$ для песчано-глинистых пород были получены В.Н. Дахновым и В.Н. Кобрановой. В дальнейшем рядом исследователей установлены корреляционные связи между относительной амплитудой метода ПС ($\alpha_{пс}$) и величиной $K_{пр}$ для терригенных коллекторов различных месторождений.

Корреляционные связи между параметрами $\alpha_{пс}$ и $K_{пр}$ (рис. 3.19) аппроксимируются выражениями типа:

$$\lg K_{пр} = a + b \cdot \alpha_{пс} \text{ или } \lg K_{пр} = a + b \cdot \alpha_{пс} + c \cdot \alpha_{пс}^2, \qquad (3.74)$$

где a, b и c – коэффициенты.

При установлении связи $\alpha_{пс}=f(K_{пр})$ величины проницаемости определяют по данным представительного керна или гидродинамическими методами.

Применение метода ПС для определения проницаемости пород возможно в терригенных глинистых коллекторах с рассеянной глинистостью при условии, что в изучаемых объектах глинистость меняется в широких пределах и является главным фактором, влияющим на изменение проницаемости. Метод имеет ограничение в чистых и слабоглинистых коллекторах с преимущественным содержанием карбонатного и силикатного цемента.

Гамма-метод. Определение коэффициента проницаемости по данным ГМ основано на существовании тесной корреляционной связи интенсивности гамма-излучения с глинистостью пород, следовательно, и с проницаемостью. Для различных геологических объектов установлены зависимости $\Delta J_\gamma=f(K_{пр})$ (рис. 3.20).

Следует отметить, что степень тесноты связей между параметрами ΔJ_γ и $K_{пр}$ такая же, как и для связей $\alpha_{пс}$ и $K_{пр}$, однако опыта использования диаграмм ГМ для определения $K_{пр}$ меньше, чем диаграмм ПС.

Не рекомендуется применять ГМ для оценки $K_{пр}$ коллекторов:

- в разрезах с повышенным содержанием радиоактивных минералов;
- в битуминозных породах в случае их повышенной радиоактивности;
- в зоне ВНК при наличии радиогеохимического эффекта.

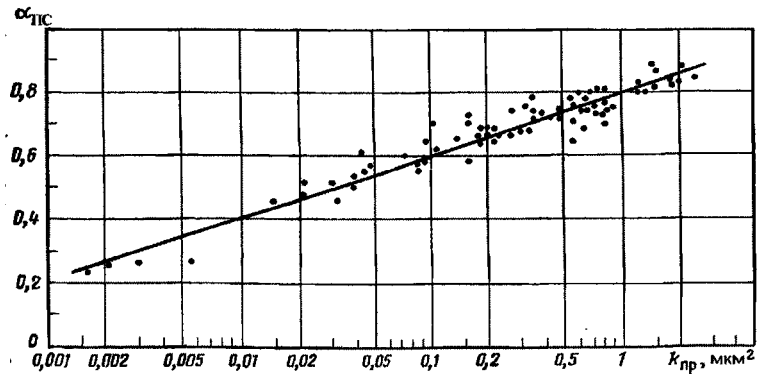


Рис. 3.19. **Корреляционная связь между $\alpha_{пс}$ и $K_{пр}$ для терригенных пород [42]**

Комплексирование методов ПС и ГМ. Коллективом авторов ВНИИнефти (под руководством Л. П. Долиной) разработана методика определения $K_{пр}$ с использованием комплексного параметра $\alpha_{пс}/\Delta J_{\gamma}$. Было установлено, что параметр $\alpha_{пс}/\Delta J_{\gamma}$ теснее связан с $K_{пр}$, чем порознь $\alpha_{пс}$ с $K_{пр}$ и ΔJ_{γ} с $K_{пр}$ (рис. 3.21). Это объясняется тем, что коэффициент проницаемости увеличивается с увеличением $\alpha_{пс}$ и уменьшением ΔJ_{γ}. С другой стороны, применение комплексного относительного параметра позволяет уменьшить влияние ряда искажающих факторов, таких как толщина пласта, диаметр скважины и др. Например, для основных продуктивных горизонтов месторождения Узень (XIII – XVII) связь между $K_{пр}$ и $\alpha_{пс}/\Delta J_{\gamma}$ описывается соотношением:

$$K_{пр} = a \cdot \left(\frac{\alpha_{пс}}{\Delta J_{\gamma}}\right)^3 + b \cdot \left(\frac{\alpha_{пс}}{\Delta J_{\gamma}}\right)^2 + c \cdot \left(\frac{\alpha_{пс}}{\Delta J_{\gamma}}\right) + d. \quad (3.75)$$

Гидродинамические исследования. В процессе гидродинамических исследований отбирают пробы пластового флюида. Для определения $K_{пр}$ по притоку необходимо знать постоянный расход флюида в единицу времени, перепад давления, вязкость флюида и геометрию притока:

$$K_{пр.ж} = \frac{\mu_{ж} \cdot V_{ж}}{A \cdot t \cdot \Delta P}, \quad (3.76)$$

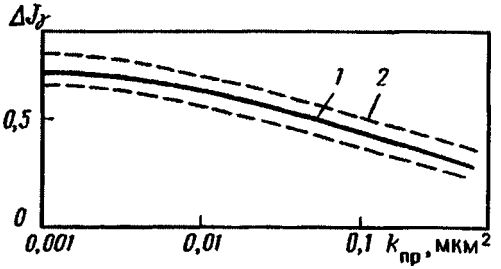


Рис. 3.20. **Корреляционная связь между ΔJ_{γ} и $K_{пр}$ для терригенных отложений Южного Мангышлака [42]:**
1 – линия регрессии; 2 – границы доверительного интервала

где $\mu_ж$ – динамическая вязкость жидкости в пластовых условиях; $V_ж$ и t – объем и время заполнения пробоотборной камеры при депрессии $\Delta P = P_{пл} - P_{ст}$, где $P_{пл}$ и $P_{ст}$, соответственно, пластовое давление и давление на стоке при заполнении камеры; А – коэффициент (размерный), учитывающий геометрию притока.

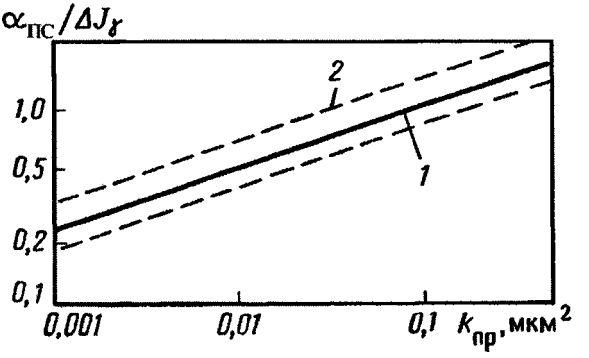
Найденные по ГДК значения коэффициентов проницаемости для водоносных пластов и продуктивных без зон проникновения являются абсолютными, а для нефтегазоносных в промытой зоне – эффективными (по фильтрату).

При испытаниях пластов инструментами на трубах гидродинамические параметры пласта устанавливают по кривым восстановления давления (КВД).

Связь коэффициента удельной гидропроводности $\Gamma_{уд}$ со средним дебитом притока $Q_ж$ и перепадом давления ΔP описывается следующим выражением:

$$\Gamma_{уд} = \frac{K_{пр} \cdot h_{эф}}{\mu_ж} = \frac{Q_ж}{4\pi \cdot \Delta P}. \quad (3.77)$$

Уравнение (3.77) позволяет по найденному значению $\Gamma_{уд}$ и установленной по ГИС эффективной толщине пласта рассчитать:



3.21. Корреляционная связь между комплексным параметром $\alpha_{пс}$ и $K_{пр}$ для терригенных отложений Южного Мангышлака (по Л.П. Долиной) [42]:
1 – линия регрессии; 2 – границы доверительного интервала

$$K_{пр} = \frac{\Gamma_{уд} \cdot \mu}{h_{эф}}. \quad (3.78)$$

Если при испытании отобрана пластовая вода или безводная нефть, то найденная проницаемость является абсолютной. При отборе из пласта фильтрата ПЖ с пленками нефти измеренное значение проницаемости будет эффективной проницаемостью по нефти.

Волновой акустический метод. По данным волнового АМ проницаемость оценивают на качественном уровне с использованием динамических параметров волн Лэмба – амплитуды A_L и коэффициента затухания α_L. С этой целью на диаграммах аналоговых кривых A_L и α_L выделяют интервалы, характеризующиеся повышенным затуханием и снижением амплитуд волн Лэмба относительно плотных непроницаемых участков разреза. Затем выделенные аномалии исправляют за влияние мешающих факторов (изменение диаметра скважины, наличие глинистых прослоев). По величине аномалий A_L и α_L, оставшихся после исправления кривых, судят о проницаемости коллектора.

Изучая изменение динамических параметров S- и L- волн во времени, можно контролировать изменение проницаемости коллектора в процессе разработки залежи. По результатам A_S (α_S), полученным до и после обсадки скважины, можно определить изменение проницаемости вследствие проникновения в поровое пространство цементного раствора и изменение раскрытости пор за счет перераспределения горного давления.

3.5.4. Определение прогнозных дебитов пластов

На этапе подсчета запасов УВ не все скважины, вскрывшие подсчетный объект, бывают охвачены гидродинамическими исследованиями, что создает определенные трудности при проектировании разработки. Необходимую информацию о потенциальных возможностях неиспытанных пластов можно получить по данным ГИС. Наиболее распространены два способа оценки прогнозных дебитов: расчетный и корреляционный (статистический).

Расчетный способ. Располагая информацией об абсолютной и относительной проницаемости пород, можно опреде-

лять суточный дебит скважин, коэффициенты продуктивности и удельной продуктивности, оценивать водонефтяной или газоводяной факторы и прогнозировать условия, при которых пласт будет отдавать чистую нефть, газ или воду.

Ожидаемые суточные дебиты нефти и газа определяются по соотношениям:

$$Q_г = \frac{0.118 \cdot h_{эф} \cdot K_{пр} \cdot K_{пр.г}^{отн} \cdot z_o \cdot T_o \cdot \left(P_{пл}^{\ 2} - P_c^{\ 2}\right)}{\mu_г \cdot P_o \cdot T_п \cdot z_п \cdot \lg\left(r_к / r_c\right)}, \text{ [тыс. м}^3\text{/с]}, \quad (3.79)$$

$$Q_н = \frac{236 \cdot B \cdot h_{эф} \cdot K_{пр} \cdot K_{пр.н}^{отн} \cdot \left(P_{пл} - P_c\right)}{\mu_н \cdot b \cdot \lg\left(r_к / r_c\right)}, \text{ [м}^3\text{/с]}, \quad (3.80)$$

где 0.118 и 236 – коэффициенты, учитывающие размерность входящих сомножителей; $K_{пр}$ – абсолютная проницаемость коллектора; $K_{пр.г}^{отн}$ и $K_{пр.н}^{отн}$ - относительные проницаемости по газу и нефти, д.ед.; $h_{эф}$ - эффективная толщина, м; $\mu_г$ и $\mu_н$ - вязкость газа и нефти, МПа·с; P_o, $P_{пл}$, P_c - давление при температуре 20°С, пластовое и на забое, МПа; z_o и $z_п$ - коэффициенты сверхсжимаемости газа в нормальных (атмосферных) и пластовых условиях; T_o и $T_п$ - абсолютная температура при нормальных и пластовых условиях, °К; $r_к$ и r_c - радиусы дренажа и скважины, м; b - объемный коэффициент нефти, равный отношению объема нефти в пластовых условиях к ее объему в нормальных условиях, м³/м³; B<1 - коэффициент добротности вскрытия коллектора скважиной. Параметры продуктивного пласта $h_{эф}$, $K_{пр}$ и $K_{пр}^{отн}$ определяются по ГИС.

Исходя из ожидаемого дебита скважины, рассчитываются коэффициенты продуктивности и удельной продуктивности:

$$\eta_н = \frac{Q_н}{\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}, \quad (3.81)$$

$$\eta_г = \frac{Q_г}{\left(P_{пл}^{\ 2} - P_{заб}^{\ 2}\right)}, \quad (3.82)$$

$$\eta_{уд.н} = \frac{Q_н}{h_{эф}(P_{пл} - P_{заб})}, \qquad (3.83)$$

$$\eta_{уд.г} = \frac{Q_г}{h_{эф}(P_{пл}^{\ 2} - P_{заб}^{\ 2})}. \qquad (3.84)$$

Располагая сведениями об относительных проницаемостях по воде, нефти и газу можно оценить объемные соотношения воды, нефти и газа в водонефтяных и газоводяных смесях, поступающих из пластов при многофазной фильтрации, по величинам водонефтяного $Ф_{вн}$ и газоводяного $Ф_{вг}$ факторов, которые рассчитываются из следующих соотношений:

$$Ф_{вн} = \frac{b_н \cdot K_{пр.в}^{отн} \cdot \mu_н}{K_{пр.н}^{отн} \cdot \mu_в}, \qquad (3.85)$$

$$Ф_{вг} = \frac{b_г \cdot K_{пр.в}^{отн} \cdot \mu_г}{K_{пр.г}^{отн} \cdot \mu_в}, \qquad (3.86)$$

где $b_н$ и $b_г$ – объемные коэффициенты нефти и газа. Если водонасыщенность коллектора определяется только количеством связанной воды, пласт будет отдавать чистую нефть или газ.

Корреляционный способ. Способ реализуется путем построения корреляционных зависимостей между дебитами пластов Q, коэффициентами продуктивности η ($\eta_{уд}$), полученными в результате гидродинамических исследований скважин и геологическими параметрами или геофизическими характеристиками, установленными по ГИС. По таким зависимостям, задаваясь величиной минимального рентабельного дебита, можно уточнять критические значения геологических (геофизических) параметров, которые в дальнейшем могут быть использованы в качестве критерия промышленной оценки исследуемых объектов.

Достоверные оценки коэффициента продуктивности полу-

чают только в том случае, если они постоянны не менее, чем на трех режимах испытания. Если они меняются с изменением депрессии на пласт, необходимо для всех объектов использовать $\eta_{пр}$, определенные на самом маленьком штуцере. Для исследования выбирают объекты наиболее однородные по данным ГИС. Геофизические параметры, используемые для построения указанных связей, рассчитываются как средневзвешенные по толщине исследуемого интервала разреза. В качестве примера можно назвать связи: $\eta_{пр}=f(\alpha_{пс})$; $\eta_{пр}=f(\alpha_{пс}/\Delta J_\gamma)$; $\eta_{уд.пр}=f(\rho_к^{L_3=0.45}/\rho_р)$ и др.

В отличие от нефтяных скважин, в которых потенциальные возможности пластов оцениваются коэффициентами продуктивности и $\eta_{уд.пр}$, потенциальные возможности пластов газовых скважин характеризуются абсолютно свободным дебитом $Q_{ас}$ (теоретический дебит при противодавлении на забое 0,1 МПа) и свободным дебитом (выброс в атмосферу). В практике широко используется понятие *абсолютно свободный дебит*, который рассчитывается по формуле:

$$Q_{ас}=\frac{\sqrt{a^2+4b\cdot\left(P_{пл}{}^2-0{,}01\right)}-a}{2\cdot b}. \qquad (3.87)$$

Формула (3.87) выведена согласно двучленной зависимости:

$$P_{пл}{}^2-P_{заб}{}^2=a\cdot Q+b\cdot Q^2, \qquad (3.88)$$

где $P_{заб}$=0.1 МПа; a и b – коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые для несовершенной (эксплуатационной) скважины определяются либо графическим способом путем построения индикаторной линии $\frac{P_{пл}{}^2-P_{заб}{}^2}{Q}=f(Q)$, либо расчетным – по данным испытания скважины.

Прогнозирование абсолютно свободного дебита скважины производится на основе корреляционных связей между $Q_{ас}$ и линейными запасами ($K_п\cdot K_т\cdot\sum h_{эф}$) или $Q_{ас}$ и пористостью с учетом эффективной толщины ($K_п\cdot\sum h_{эф}$). Прогнозирование $Q_{ас}$ на основе

связи $Q_{ac}=f(K_п \cdot \sum h_{эф})$ без учета $K_г$ осуществляется в тех случаях, когда определение коэффициента газонасыщенности по УЭС затруднительно, например, в тонких пластах толщиной менее 1 м.

3.6. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВОДО-, НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Методы ГИС, применяемые для определения коэффициентов нефтегазонасыщенности горных пород:

- электрические и электромагнитные методы ($K_н$, $K_г$, $K_{нг}$);
- диэлектрический метод ($K_н$, $K_г$, $K_{нг}$);
- импульсные нейтронные методы ($K_н$, $K_г$);
- стационарные нейтронные методы ($K_г$).

Для залежей на поздней стадии разработки с применением заводнения пресными водами для оценки текущей нефтенасыщенности применяют волновой акустический каротаж (ВАК) и углерод-кислородный каротаж (С/О – каротаж).

3.6.1. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности по электрическим (электромагнитным) методам

Объем пор в гидрофильном и частично гидрофобном продуктивном коллекторе заполнен нефтью (или газом) и водой. Содержание воды характеризуется коэффициентом водонасыщенности $K_в$ (или остаточного водонасыщения $K_{во}$). Содержание нефти или газа – коэффициентами нефте- или газонасыщенности. Величины $K_в$ и $K_{нг}$ связаны соотношением:

$$K_в + K_{нг} = 1. \qquad (3.89)$$

В полностью гидрофобном коллекторе остаточная вода отсутствует и $K_{нг}=1$.

Определение параметров $K_в$ и $K_{нг}$ по данным метода сопротивлений основано на использовании следующих выражений:

$$P_н = \rho_{нп} / \rho_{вп} = \rho_{нп} / P_п \cdot \rho_в \text{ и } P_н = a_п / K_в^n,$$

где $a_п$ и п – эмпирические константы, установленные для данного типа коллектора (рис. 3.7).

Величина показателя п определяется главным образом характером смачиваемости, но зависит также и от степени глинистости коллектора. В гидрофильных глинистых породах его величина составляет 1.3 – 1.8, в чистых и слабоглинистых n=1.8 – 2.0. В гидрофобных коллекторах п имеет более высокие значения от 2.5 до 5.0 и выше.

При определении $K_{нг}$ коллектора необходимо располагать информацией об удельном сопротивлении неизмененной части пласта, пористости породы и удельном сопротивлении пластовой воды. Достоверная оценка $K_{нг}$ возможна при правильном выборе зависимости $P_н=f(K_в)$. Известны два способа ее получения. В первом способе на одном и том же образце определяют несколько значений $P_н$ при разных величинах $K_в$, т.е. для каждого образца строят свою зависимость $P_н=f(K_в)$. В дальнейшем, группируя эти зависимости для коллекции образцов по коллекторским свойствам, получают серию кривых $P_н=f(K_в)$ для различных классов пород, характеризующихся конкретным диапазоном проницаемости или глинистости.

Во втором способе в каждом образце создают минимальное значение водонасыщенности $K_в=K_{в\,св}$ и строят единую зависимость $P_н=f(K_{в\text{-}св})$ для пород-коллекторов данного месторождения, коллекторские свойства которых меняются в широких пределах.

Зависимости первого типа справедливы для коллекторов одного класса, имеющих сходную литологию и коллекторские свойства, охватывают весь диапазон насыщенности данного пласта от полной водонасыщенности до предельной нефте- или газонасыщенности.

Зависимости второго типа применимы для всех коллекторов изучаемого месторождения и соответствуют условиям предельной нефте- или газонасыщенности.

В ряде районов, где пористость коллекторов меняется в узких пределах, следовательно $P_п$ изменяется мало, для определения $K_в$ используют связи:

$$P_о=\rho_{нп}/\rho_в=f(W_в), \qquad (3.90)$$

где $W_в=K_п\cdot K_в$ – коэффициент объемной влажности породы,

связанной с коэффициентом удельного нефтегазонасыщения $W_{нг}$ соотношением:

$$\omega_{нг} = 1 - \omega_{в}. \quad (3.91)$$

В зоне предельного нефтегазонасыщения коллекторов $\omega_{нг} = K_{п\,эф}$. Экспериментальные связи $P_{о} = f(\omega_{в})$ для различных геологических объектов характеризуются часто большей тесностью, чем зависимости $P_{н} = f(K_{в})$.

Определение $K_{нг}$ по удельному сопротивлению породы включает в себя следующие операции:

1. Установление удельного сопротивления породы $\rho_{нп}$ (БЭЗ, индукционный метод, ВИКИЗ, боковой каротаж при неглубоком проникновении).

2. Определение коэффициента пористости коллектора по методам пористости (НМ, ГГМ-П, АМ и др) и параметра пористости $P_{п}$.

3. Определение удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{в}$ (по данным анализа образцов вод, отобранных при опробовании законтурных скважин или по данным метода потенциалов собственной поляризации).

4. Расчет удельного сопротивления пласта $\rho_{вп}$ при 100%-ном водонасыщении.

5. Выбор зависимости $P_{н} = f(K_{в})$, соответствующей данному типу коллектора, и определение величины $K_{в}$ ($K_{нг}$), соответствующей рассчитанному значению $P_{н}$.

При определении $K_{нг}$ необходимо учитывать следующие факторы:

- распределение глинистого материала (дисперсное, слоистое);
- характер смачиваемости породы флюидами (гидрофильность и гидрофобность);
- особенности структуры емкостного пространства (межзерновая, трещинная, каверновая).

Учет глинистости коллекторов. Основные петрофизические зависимости $P_{п} = f(K_{п})$ и $P_{н} = f(K_{в})$ получают на коллекции образцов чистых или слабоглинистых с рассеянной (дисперсной) глинистостью.

При определении $K_{нг}$ песчано-алевролитовых пород со слоистой глинистостью необходим учет влияния на удельное сопротивление слоистой породы в целом удельного сопротивления прослоев глин.

При определении $K_{нг}$ в пачке, представленной чередованием прослоев продуктивного коллектора и неколлектора, используют соотношение:

$$\frac{1}{\rho_п} = \frac{\chi_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{1-\chi_{гл}}{\rho_{песч}}, \qquad (3.92)$$

где $\rho_п$ – сопротивление пачки, $\rho_{гл}$ и $\rho_{песч}$ – сопротивление чистых глин и нефтенасыщенного песчаника в данном разрезе.

Выражение (3.92) в данном случае является уравнением с тремя неизвестными $\rho_п$, $\rho_{гл}$ и $\chi_{гл}$. Для определения $\rho_{песч}$ необходим комплекс методов сопротивления и глинистости. Величину $\rho_п$ устанавливают по электрическим методам (БКЗ, ИМ). Удельное сопротивление глин $\rho_{гл}$ устанавливают по близлежащим глинистым пластам, а величину $\chi_{гл}$ по методам ПС, ГМ. При известных $\rho_{гл}$ и $\rho_п$ уравнение (3.92) решают относительно $\rho_{песч}$. Дальнейший порядок определения $K_в$ ($K_{нг}$) аналогичен рассмотренному выше.

Полученное значение $K_{нг}$ будет характеризовать нефтегазонасыщение песчаных прослоев. Коэффициент нефтегазонасыщенности, пересчитанный на толщину пачки, определяют по формуле:

$$K_{нг.сл} = K_{нг.песч} \cdot \chi_{песч} = K_{нг.песч} \cdot (1-\chi_{гл}). \qquad (3.93)$$

Учет гидрофобности коллекторов. Гидрофобность коллекторов выявляется при лабораторных исследованиях образцов данным капиллярной пропитки или путем расчета показателя n по данным определения сопротивлений промытой зоны и зоны проникновения $\rho_{зп}$, используя систему уравнений:

$$\begin{cases} K_{в.пп} = \left(\dfrac{P_п \cdot \rho_ф}{\rho_{пп}}\right)^{1/n} \\ K_{в.зп} = \left(\dfrac{P_п \cdot \rho_{вф}}{\rho_{зп}}\right)^{1/n} \\ n = \dfrac{\lg(\rho_{зп}/\rho_{пп})}{\lg(K_{в.пп}/K_{в.зп})} \end{cases}, \qquad (3.94)$$

По накопленной априорной информации $K_{в.пп}$=0.7 – 0.8 (в среднем 0.75), $K_{в.зп}$=0.2 – 0.4 (в среднем 0.3). Исходя из этих величин, показатель n в первом приближении может быть оценен по формуле:

$$n = 2.5 \cdot \lg \frac{\rho_{зп}}{\rho_{пп}}. \quad (3.95)$$

Расчет показателя n по вышеприведенным формулам неприемлем, если промывочная жидкость содержит ПАВ и ее фильтрат изменяет смачиваемость пород в зоне проникновения.

При выявленной гидрофобности коллекторов (n>25) необходимо проведение специальных петрофизических исследований с целью установления петрофизических зависимостей, соответствующих физико-литологическим характеристикам изучаемых пород.

3.6.2. Диэлектрический каротаж (ДК)

Физической основой определения $K_{нг}$ по данным ДК служит тесная связь относительной диэлектрической проницаемости пород с объемной влажностью породы $\varepsilon_п = f(w_в)$. Диэлектрическая проницаемость воды существенно выше диэлектрической проницаемости газа, нефти и минерального скелета породы.

Диэлектрическая проницаемость чистых (неглинистых) пород определяется уравнением:

$$\varepsilon_п = (1 - K_п) \cdot \varepsilon_{тв} + w_н \varepsilon_н + w_в \varepsilon_в. \quad (3.96)$$

Из этого уравнения следует, что объемное содержание воды в породе $w_в$ равно:

$$w_в = \frac{\varepsilon_п - \varepsilon_{тв}}{\varepsilon_в - \varepsilon_н} + K_п \frac{\varepsilon_{тв} - \varepsilon_н}{\varepsilon_в - \varepsilon_н}. \quad (3.97)$$

Соответствующее значение $K_в$ находят путем деления $w_в$ на $K_п$. В уравнении (3.96) используют фактически найденные для каждого пласта $\varepsilon_{тв}$ и $K_п$. При этом принимают $\varepsilon_в$=80 отн.ед. и $\varepsilon_н$=2.3 2.5 отн.ед. При известной плотности нефти $\varepsilon_н = 2.42\delta_н + 0.22$.

В связи со значительным влиянием глинистости на диэлектрическую проницаемость по данным ДК возможна оценка нефтегазонасыщенности только неглинистых пород.

3.6.3. Импульсные нейтронные методы

С помощью импульсных нейтронных методов определяют время жизни тепловых нейтронов в породе τ или обратный ему временной декремент затухания плотности тепловых нейтронов λ. Времена жизни тепловых нейтронов в минерализованной пластовой воде, нефти и газе различаются существенно: $\tau_г > \tau_н > \tau_в$.

Вещество	τ, мкс
Кварц	1100
Кальцит	630
Доломит	960
Ангидрит	360
Гипс	250
Ортоклаз	300
Каолинит	360
Монтмориллонит	400
Пресная вода	207
Нефть	210
Пластовая вода разной минерализации	40 – 200

Величину $\tau_в$ для растворов NaCl или растворов с преобладанием NaCl рассчитывают по формуле:

$$\tau_в = 1/(4.83 + 0.077C_в), \quad (3.98)$$

где $C_в$ – минерализация воды, г/см³.

Параметр $\tau_н$ для нефти с учетом химического состава нефти и пластовых условий вычисляют по формуле:

$$\tau_н = (12x + y)/43.5y\delta_н, \quad (3.99)$$

где x, y — число атомов углерода и водорода в молекуле нефти; $\delta_н$ – объемная плотность нефти в пластовых условиях.

Для нафтеновых нефтей C_nH_{2n} формула расчета $\tau_н$ имеет вид:

$$\tau_н = 0{,}16/\delta_н. \quad (3.100)$$

Величину $\tau_г$ рассчитывают по формуле:

$$\tau_г = 129/P_{пл}, \quad (3.101)$$

которая справедлива для пластовой температуры T=20 – 40°C.

В чистых (неглинистых) породах декремент затухания определяется уравнением:

$$\lambda_п = \lambda_{тв}\cdot(1-K_п)+\lambda_в\cdot K_п\cdot K_в+\lambda_н\cdot K_п\cdot(1-K_в). \quad (3.102)$$

Уравнение (3.102) решают относительно $K_в$. Параметры $\lambda_п$, $\lambda_{тв}$ и $K_п$ устанавливают для каждого пласта.

В глинистых коллекторах:

$$\lambda_п = \lambda_{тв}\cdot(1-K_п-K_{гл})+\lambda_{гл}\cdot K_{гл}+\lambda_в\cdot K_п\cdot K_в+ \\ +\lambda_н\cdot K_п\cdot(1-K_в). \quad (3.103)$$

Аналогичная процедура применяется при определении по данным ИНМ коэффициента газонасыщенности пород. При этом, чем ниже пластовое давление, тем выше точность оценки $K_г$.

Количественная оценка нефтенасыщенности пород по данным ИНМ возможна, если минерализация пластовых вод выше 50 г/л, а пористость более 10 %. Определение $K_г$ возможно для тех же условий при $P_{пл} \le 30$ МПа.

3.6.4. Определение газонесыщенности по данным стационарных нейтронных методов

В газонасыщенных коллекторах показания НМ завышены по сравнению с водонасыщенными с той же пористостью и вещественным составом.

Поэтому величина $K_п^{НМ}$, определенная без учета влияния газонасыщенности, будет ниже фактической пористости $K_п$ породы на величину

$$\Delta K_п = K_п - K_п^{НМ} = K_п K_г (w_в - w_г) + \Delta K_п^{\sigma}, \quad (3.104)$$

где $w_г$ – водородный индекс газа, $w_в$ – водородный индекс воды, $\Delta K_п^{\sigma}$ – поправка за уменьшение плотности газонасыщенного пласта по сравнению с водонасыщенным такого же водородосодержания. Для метана $w_г = 2{,}25\delta_г$.

Для практического применения построены номограммы, реализующие функцию:

$$\frac{\Delta K_п}{K_п} = K_г (w_в - w_г) + \frac{\Delta K_п^{\sigma}}{K_п} = f(K_г, \delta_г), \quad (3.105)$$

где $\delta_г$ – плотность газа.

Плотность газа в зависимости от температуры T(в °K) и давления (в МПа) определяется по формуле:

$$\delta_г = \delta_г^{\circ} \frac{T_o}{P_o} \cdot \frac{P}{T},$$

где $\delta_г^{\circ}$ – плотность газа при температуре T_o= 293°K и давлении P_o=0,1 МПа (для метана $\delta_г = 2.16 \cdot P/T$).

3.6.5. Физические основы определения нефтенасыщенности коллекторов по данным волнового акустического каротажа (ВАК)

Физической основой определения нефтенасыщенности по данным ВАК является различие в величине сжимаемости основных компонентов породы: минералов твердой фазы и насыщающих флюидов (воды, нефти, газа).

Связь объемной сжимаемости пористой среды (горной породы) β_0 с ее упругими характеристиками описывает уравнение Ф. Гассмана:

$$\beta_o = \frac{K_п \beta_п}{(1+\beta_п)\cdot(\beta_ж - \beta_{тв})} + \beta_{тв}, \quad (3.106)$$

где $\beta_п$ – сжимаемость пор породы; $\beta_ж$ – сжимаемость пластового флюида; $\beta_{тв}$ – сжимаемость минералов твердой фазы; $K_п$ – пористость породы.

Сжимаемость пластового двухфазного флюида определяется сжимаемостью его отдельных фаз:

$$\beta_ж = \beta_в \cdot K_в + \beta_н \cdot K_н, \quad (3.107)$$

где $K_в$ и $K_н$ – коэффициенты водо- и нефтенасыщенности; $\beta_в$ и $\beta_н$ – коэффициенты сжимаемости воды и нефти.

Сжимаемость пор $\beta_в$ определяется по данным лабораторных исследований керна при статических нагрузках. Статические коэффициенты сжимаемости скелета, пор и твердой фазы связаны между собой соотношением:

$$\beta_{ск} = K_п \cdot \beta_п + \beta_{тв}. \quad (3.108)$$

Объемную динамическую сжимаемость горной породы $\beta_п$ можно определить по данным ВАК, используя известные уравнения механики. В частности, исследованиями В. М. Добрынина, В. Н. Черноглазова и А.В. Городнова установлена связь $\beta_п$ с интервальными временами продольной (ΔT_p), поперечной ($\Delta T_п$) волны и плотностью ($\delta_п$):

$$\beta_o = \frac{1}{\delta_п} \cdot \left[\frac{3 \cdot \Delta T_p^2 \cdot \Delta T_s^2}{3 \cdot \Delta T_s^2 - 4 \cdot \Delta T_p^2} \right]. \quad (3.109)$$

Аналогичная зависимость установлена и для динамического коэффициента Пуассона:

$$\nu = \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{\Delta T_s^2 - 2\Delta T_p^2}{\Delta T_s^2 - \Delta T_p^2} \right]. \quad (3.110)$$

Решение уравнений (3.106) и (3.108) относительно коэффициента нефтенасыщенности $K_н$ позволяет получить связь $K_н$ с упругими параметрами и коллекторскими свойствами пород:

$$K_н = f(K_п, \beta_о, \beta_п, \beta_{тв}, \beta_н, \beta_в). \quad (3.111)$$

Правая часть уравнения (3.111) содержит часть параметров, которые можно установить по данным ГИС ($K_п$, $\beta_о$). Упругие константы $\beta_п$, $\beta_{тв}$, $\beta_н$ и $\beta_в$ определяются при лабораторных исследованиях керна и проб пластовых флюидов.

Коэффициент сжимаемости твердой фазы породы $\beta_{тв}$ в породах с мономинеральным скелетом принимается равным сжимаемости основного породообразующего минерала, а в случае полиминерального состава рассчитывается по формуле:

$$\beta_{тв} = \sum_{i=1}^{n} V_i \beta_i, \quad (3.112)$$

где V_i – объемная доля минерала, имеющего сжимаемость β_i.

Коэффициент сжимаемости пор $\beta_п$ существенно зависит от глинистости породы, характера упаковки и отсортированности зерен скелетной фракции. Влияние двух последних факторов особенно сильно проявляется при низких эффективных напряжениях ($\sigma - p$). Для широкого круга осадочных пород величина $\beta_п$ уменьшается с увеличением эффективного напряжения по гиперболическому закону:

$$\beta_п = \frac{\beta_{п,5}(\sigma - p)_{мин}}{(\sigma - p)}, \quad (3.113)$$

где $\beta_{п,5}$ – максимальная сжимаемость пор при $(\sigma-p)_{мин}$=5 МПа, которая отражает структурный фактор, в частности, отсортированность породы.

Величину параметра $\beta_{п,5}$ можно установить, используя петрофизические связи данного коэффициента с коллекторскими свойствами пород, например, с коэффициентом проницаемости.

Коэффициент сжимаемости нефти $\beta_н$ зависит от давления

и температуры, а также от состава пластовой нефти и, в первую очередь, от газового фактора. Чем больше растворенного газа, тем выше $\beta_н$. Для реальных нефтей в пластовых условиях величина $\beta_н$ находится в пределах от $80 \cdot 10^{-5}$ МПа$^{-1}$ до $300 \cdot 10^{-5}$ МПа$^{-1}$ и выше. В общем случае коэффициент сжимаемости нефти рассчитывается на основании лабораторных PVT исследований проб пластовой нефти.

Коэффициент сжимаемости воды $\beta_в$ зависит от ее минерализации, пластового давления и температуры. Влияние растворенного газа на $\beta_в$ незначительно и составляет менее 3 %. Коэффициент сжимаемости пресной воды при атмосферных условиях равен $47 \cdot 10^{-5}$ МПа$^{-1}$.

Коэффициент сжимаемости газа $\beta_г$ на один – два порядка выше по сравнению со сжимаемостью жидких флюидов (вода, нефть). Присутствие даже незначительного количества (5 – 10 %) газа в свободной фазе в поровом пространстве приводит к значительному увеличению объемной динамической сжимаемости породы β_c и уменьшению коэффициента Пуассона. При этом влияние других фаз (нефти и воды) становится пренебрежительно малым. Поэтому в пластах, содержащих газ в свободной фазе, количественное определение $K_н$ по ВАК не рекомендуется.

Методика определения коэффициента нефтенасыщенности по данным ВАК разработана на кафедре ГИС РГУ нефти и газа (В. М. Добрынин, В. Н. Черноглазов, А. В. Городнов, 1998 г.).

Используя величины интервальных времен ΔT_p и ΔT_s, получаемых в результате обработки ВАК, а также информацию о плотности коллектора, рассчитывают полную объемную динамическую сжимаемость насыщенного коллектора:

$$\beta_{од} = \frac{1}{\delta_п}\left[\frac{3\,\Delta T_p^2 \Delta T_s^2}{3\Delta T_s^2 - 4\Delta T_p^2}\right]. \quad (3.114)$$

По измеренным в скважине величинам $\beta_{од}$ в нефтеносном $\beta_{од.нп}$ и водоносном $\beta_{од.вп}$ пластах рассчитывают индекс насыщения:

$$ИН = \frac{\beta_{од.нп}}{\beta_{од.вп}}, \quad (3.115)$$

являющийся аналогом параметра насыщения в электрических методах. Нормировка индекса насыщения производится на водонасыщенном пласте, где ИН=1. В продуктивных коллекторах ИН>1.

Данные ВАК в условиях обводнения минерализованными водами по информативности близки к данным ИННМ. Обводнение продуктивных пластов пресными водами приводит к повышению амплитуд продольных волн.

Битумные пласты и водобитумный контакт выделяют по увеличенным показаниям коэффициентов поглощения α_p.

Преимуществом ВАК является возможность его применения, как в открытом стволе, так и в обсаженных скважинах. В открытом стволе скважины применение данной методики ограничивается только глубиной зоны проникновения, поскольку радиус исследования ВАК не превышает 50 – 80 см для длинных зондов с низкочастотными излучателями. В этом случае ВАК применяют для отбивки газожидкостных контактов.

В обсаженных скважинах после расформирования зоны проникновения определяют текущую и остаточную нефтенасыщенность в перфорированных и неперфорированных пластах в условиях заводнения пресными водами.

3.6.6. Определение нефтенасыщенности по данным углерод-кислородного каротажа

Преимуществом С/О каротажа по сравнению с интегральными модификациями ИНГМ, использующими для определения $K_н$ контраст нейтронно-поглощающих свойств водо- и нефтенасыщенных пластов, является независимость результатов от минерализации пластовых флюидов. Поэтому данный метод можно применять для определения $K_н$ пластов с низкой и неизвестной минерализацией флюидов. Относительно невысокая глубинность исследования налагает определенные требования к условиям измерений: отсутствие зон проникновения ПЖ и ее фильтрата в исследуемые пласты, отсутствие зон изменения насыщенности пласта вследствие заколонной циркуляции жидкости, постоянство состава жидкости в скважине в интервале исследования.

Область применения С/О каротажа для определения $K_н$ ограничивается:

- обсаженными неработающими скважинами с расформированными зонами проникновения, заполненными пресной во-

дой, минерализованной водой, нефтью, смесью вода-нефть;

- необсаженными скважинами, пробуренными в интервале исследования с применением нефильтрующейся промывочной жидкости.

Кажущееся объемное содержание нефти в породе $K^{к}_{пн}(C/O)$ определяется с помощью достаточно простых зависимостей вида:

$$K^{к}_{пн}(C/O) = a \cdot (R^{к}_{C/O} - R^{к}_{Ca/Si}) + b, \quad (3.116)$$

где $R^{к}_{C/O}$ и $R^{к}_{Ca/Si}$ – скорректированные значения отношений $R_{C/O}$ и $R_{Ca/Si}$; a, b – настроенные на объект исследования калибровочные константы.

Корректировка $R_{C/O}$ и $R_{Ca/Si}$ предполагает их нормировку и введение поправок за влияние скважинных условий измерений. Обычно в результате нормирования отношения $R_{C/O}$ и $R_{Ca/Si}$ приводятся к одному масштабу и одинаковой чувствительности к изменению литологии пласта.

Поведение откорректированных кривых $R^{к}_{C/O}$ и $R^{к}_{Ca/Si}$ при визуальном просмотре подчиняется определенным правилам:

- кривые практически совпадают в водонасыщенных пластах при любых значениях пористости и независимо от литологии;

- положительные приращения кривой $R^{к}_{C/O}$ относительно кривой $R^{к}_{Ca/Si}$ характеризуют пласт как содержащий углеводородные соединения (нефть, битум, уголь и т.п).

Коэффициент нефтенасыщенности пласта рассчитывается по формуле:

$$K_{н}(C/O) = \frac{K_{пн}(C/O)}{K_{п}}. \quad (3.117)$$

Параметр $K_{пн}(C/O)$ в формуле (3.117) определяют с помощью петрофизического уравнения:

$$K_{пн}(C/O) = K^{к}_{пн} + \sum_{\ell=2}^{\ell} \Delta\ell \cdot V_{\ell}, \quad (3.118)$$

где $\Delta\ell$ – парциальная поправка (на единицу объема породы) за влияние ℓ-ого компонента породы; V_{ℓ} - объемное содержание компонент породы.

3.6.7. Определение коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов со сложной структурой емкостного пространства

Для межзерновых карбонатных коллекторов зависимости $P_и=f(K_в)$ и $P_н=f(K_{в.св})$ аналогичны терригенным коллекторам. Параметр n изменяется от 1.6 до 2.0. Различие зависимостей первого и второго рода обусловлено присутствием глинистого материала в нерастворимом остатке и наличием большого количества субкапиллярных пор в матрице. При гидрофильности скелета субкапиллярные поры заполнены связанной водой. Чем однороднее структура порового пространства, тем ближе зависимость $P_н=f(K_в)$ к зависимости для терригенных коллекторов с величиной показателя n=1.8 – 2.0.

С усложнением структуры емкостного пространства показатель n уменьшается и в кавернозных коллекторах становится меньше 1.

Выражение для параметра насыщенности в трещинных коллекторах можно записать как

$$P_{н.т}=\frac{\rho_{п.т}}{\rho_{вп.т}}, \quad (3.119)$$

где $\rho_{п.т}$ – удельное сопротивление трещиноватой породы при заполнении трещин нефтью или газом, а матрицы – пластовой водой; $\rho_{вп.т}$ – удельное сопротивление водонасыщенной породы.

Для данной модели коллектора трещины, ориентированные параллельно измерению удельного сопротивления, не должны влиять на сопротивление $\rho_{п.т}$ и его величина будет определяться только удельным сопротивлением водонасыщенного блока.

Трещины, ориентированные перпендикулярно, должны были бы обусловить $\rho_{п.т}\approx\infty$. Но этого не происходит, так как из-за сложной конфигурации трещин возможны контакты блоков через связанную воду трещин. Поэтому для трещин любой ориентации:

$$\rho_{п.т}\approx\rho_{вп.бл}. \quad (3.120)$$

Удельное сопротивление трещиноватой водонасыщенной породы:

$$\rho_{вп.т} = \frac{P_{п.бл} \cdot \rho_в}{A \cdot P_{п.бл} \cdot K_{п.т} + 1}, \quad (3.121)$$

где $P_{п.бл}$ – параметр пористости блока породы, зависящий от коэффициента межзерновой пористости блока $K_{п.бл}$; $K_{п.т}$ – коэффициент трещинной пористости; А – коэффициент, учитывающий ориентацию трещин в породе.

Подставляя (3.121) в уравнение (3.119) и учитывая (3.120) получим:

$$P_{н.т} = A \cdot P_{п.бл} \cdot K_{п.т} + 1 = f(K_{п.т}). \quad (3.122)$$

Параметр насыщения кавернозной породы:

$$P_{н.к} = \frac{\rho_{п.к}}{\rho_{вп.к}}, \quad (3.123)$$

где $\rho_{п.к}$ – удельное сопротивление кавернозной породы при заполнении каверн нефтью или газом; $\rho_{вп.к}$ – удельное сопротивление водонасыщенной породы.

Выражения для расчета $\rho_{п.к}$ и $\rho_{вп.к}$ имеют следующий вид:

$$\rho_{вп.к} = \frac{(1 - K_{п.к})}{(1 + 2K_{п.к})} \cdot P_{п.бл} \cdot \rho_в, \quad (3.124)$$

$$\rho_{п.к} = \frac{(2 + K_{п.к})}{2 \cdot (1 - K_{п.к})} \cdot P_{п.бл} \cdot \rho_в. \quad (3.125)$$

Подставляя (3.124) и (3.125) в уравнение (3.123) будем иметь:

$$P_{н.к} = \frac{(2+K_{п.к})\cdot(1+2K_{п.к})}{2(1-K_{п.к})^2} = f(K_{п.т}).$$

Таким образом, параметры насыщенности для трещинных и кавернозных коллекторов определяются только величинами трещинной и каверновой пористости и не зависят от $K_в$.

Расчетные зависимости $P_{н.к}=f(K_{п.к})$ и $P_{н.к}=f(K_в)$ для различных значений $K_{п.бл}$=const свидетельствуют о том, что с ростом $K_{п.к}$ при полном насыщении их нефтью или газом параметр насыщенности $P_{н.к}$ растет. Однако рост $P_{н.к}$ с уменьшением $K_в$ в кавернозной породе происходит медленнее, чем в межзерновых коллекторах.

Аппроксимируя связи $P_н=f(K_в)$ для кавернозных пород выражением $P_н = \frac{1}{K_в^n}$, получают для них n<1. Результаты расчетов подтверждаются экспериментальными данными.

Зависимости $P_н=f(K_в)$ для трещинно-кавернозных и кавернозных пород близки. При этом коэффициент водонасыщенности $K_в$ определяется в основном содержанием остаточной воды в порах непроницаемой матрицы.

При подсчете запасов УВ необходимо знать коэффициент нефтегазонасыщенности трещин, каверн и других пустот выщелачивания. По данным метода сопротивлений эту задачу в настоящее время решить невозможно. Поэтому в сложных типах коллекторов величину коэффициента нефтегазонасыщенности трещин и каверн принимают условно, выбирая одно из значений в интервале 0.85 – 1.0.

Зависимости $P_н=f(K_в)$ для коллекторов смешанного типа (межзерново-трещинно-кавернозных) также являются промежуточными между зависимостями для межзерновых и кавернозных пород. Основная трудность заключается в том, что вид связи $P_н=f(K_в)$ существенно зависит от соотношения $K_{п.мз}$ ($K_{п.бл}$), $K_{п.к}$ и $K_{п.т}$, поэтому для расчета $K_{нг}$ необходимо иметь семейство графиков $P_н=f(K_в)$ для различных соотношений $K_{п.мз}$, $K_{п.к}$ $K_{п.т}$ и иметь надежные данные для выбора графика, отвечающего данному типу коллектора. В этой связи определение $K_{нг}$ в сложном типе коллектора по $\rho_{п.тк}$ нецелесообразно.

Оптимальным является способ расчета $K_{нг}$, основанный на

знании отдельных компонент общей пористости – $K_{п.мз}$, $K_{п.к}$ и $K_{п.т}$.

Величину $K_{нг}$ породы рассчитывают по формуле [21]:

$$K_{нг} = \frac{K_{нг.мз} \cdot K_{п.мз} \cdot (1 - K_{п.к} - K_{п.т}) + K_{нг.тк} \cdot (K_{п.к} + K_{п.т})}{K_{п}}, \quad (3.126)$$

где $K_{нг.мз}$ и $K_{нг.тк}$ – коэффициенты нефтегазонасыщения соответственно межзерновых пор проницаемого блока и системы трещин и каверн; $K_п = K_{п.мз} + K_{п.т} + K_{п.к}$ – общая пористость.

Все параметры, входящие в формулу (3.126), рассчитывают на основе комплексной интерпретации данных электрических, радиоактивных и акустических методов.

Коэффициент нефтегазонасыщенности блока породы $K_{нг.мз} = 1 - K_{в.бл}$ можно установить следующими способами.

1. Располагая результатами определений $K_{п.бл}$, величину $K_{в.бл}$ находят по зависимости $K_{во} = f(K_п)$, установленной для изучаемых коллекторов на представительном керне.

2. Физической основой данного способа (С. С. Итенберг, Г.А. Шнурман) является примерное равенство удельных сопротивлений трещинно-кавернозной породы и ее ненарушенного блока при заполнении трещин и каверн флюидами высокого удельного сопротивления, во много раз превышающего $\rho_в$ (например, нефтью, газом или пресным фильтратом промывочной жидкости). При этом с некоторой долей приближения можно считать, что по величине относительного сопротивления $P_о = \rho_п / \rho_в$ можно определить долю объема пор, насыщенных связанной водой, то есть может быть найдена водонасыщенная пористость блока $w_{бл}$. Параметр $P_о = P_п \cdot P_н$. При m=n=2 и a=1 будем иметь:

$$w_{бл} = K_{п.мз} \cdot K_{в.бл} = \sqrt{\rho_в / \rho_п}. \quad (3.127)$$

Из уравнения (3.127) можно определить:

$$K_{в.бл} = \frac{\sqrt{\rho_в / \rho_п}}{K_{п.мз}}. \quad (3.128)$$

Расчеты показали, что при изменении структурного показателя m от 1.78 до 2.1 и $a_п$ от 0.6 до 1.5 объем пор, заполненных водой, определяется данным способом с достаточно высокой точностью.

3.6.8. Раздельное определение $K_н$ и $K_г$ в коллекторах с трехфазным насыщением

При решении данной задачи сначала определяют коэффициент нефтегазонасыщенности породы $K_{нг}$ по удельному сопротивлению пород. Коэффициент газонасыщения $K_г$ рассчитывают по данным повторных исследований нейтронными методами. Первый замер НМ должен быть проведен до спуска колонны (в период формирования зоны проникновения). Последующие замеры НМ выполняются после цементирования колонны через различные промежутки времени до полного расформирования зоны проникновения в продуктивном коллекторе.

Значение $K_г$ находят, решая уравнение:

$$K_{п.п} = K_п \cdot [w_в \cdot (1 - K_г) + w_г \cdot K_г], \quad (3.129)$$

где $K_{п.п}$ – нейтронная пористость (водородный индекс) газоносного коллектора, устанавливаемый по результатам последнего замера; $w_г$ и $w_в$ – водородные индексы газа в пластовых условиях и пластовой воды.

Водородный индекс для метана рассчитывается по формуле:

$$w_г = 1{,}6 \cdot 10^{-3} \cdot P_{пл} \cdot \frac{293}{T_{пл}} \cdot \frac{1}{Z}, \quad (3.130)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $T_{пл}$ – пластовая температура, K°; Z – коэффициент сверхсжимаемости метана, который определяют по специальной палетке для заданных $P_{пл}$ и $T_{пл}$. При изменении $P_{пл}$ в пределах 10 – 40 МПа и $T_{пл}$ от 300 до 400°K Z=0.8 – 1.1.

Водородный индекс пластовой воды рассчитывают по известной величине минерализации $C_в$ (в г/см^3):

$$w_в = 1 - 0.36 \cdot C_в . \quad (3.131)$$

В чистом *песчаном коллекторе* $K_г$ рассчитывают по формуле:

$$K_г = \frac{K_п w_в - K_{п.п}}{K_п (w_в - w_г)}, \quad (3.132)$$

в *глинистом коллекторе*:

$$K_г = \frac{K_п \cdot w_в - K_{гл} \cdot w_{гл} \cdot K_{п.п}}{K_п \cdot (w_в - w_г)} . \quad (3.133)$$

Водородный индекс глин $w_{гл}$ устанавливают с учетом их минерального состава.

Коэффициент нефтенасыщения в коллекторе с трехфазным насыщением рассчитывают по формуле:

$$K_н = K_{нг} - K_г . \quad (3.134)$$

Для определения характера притока при испытании сравнивают $K_н$ с критическим значением $K_{н.кр}$ для двухфазной системы «нефть+газ». Если $K_н > K_{н.кр}$ вместе с газом будет получена нефть, при $K_н < K_{н.кр}$ – газ.

3.7. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ГИС ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ

Одним из главных направлений повышения качества подсчета запасов углеводородов, проектирования, управления и контроля разработки месторождений нефти и газа является создание постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ).

Различают два основных типа постоянно действующих геолого-технологических моделей – геологическую и фильтрационную (гидродинамическую). Геологическая модель детально

характеризует геологическую среду, в которой расположена залежь или месторождение УВ. Фильтрационная модель отличается набором дополнительных параметров и отражает строение объекта более схематично с возможным объединением нескольких подсчетных геологических объектов в единый объект моделирования.

Геологическое моделирование - это объёмная компьютерная имитация месторождения. Модель позволяет отобразить тип залежи по фазовому состоянию углеводородов, структуру залежи, показать зоны замещения и выклинивания коллекторов, их фильтрационно-ёмкостные свойства, результаты опробования скважин. Для создании геологической модели требуется комплексирование разноуровневой априорной, прямой и косвенной информации, извлекаемой на этапе разведки и пробной эксплуатации залежи (рис. 3.22).

Процесс моделирования включает:

- пересчет косвенных геолого-геофизических параметров в характеристики среды;
- интерполяцию точечных данных на весь геологический объем.

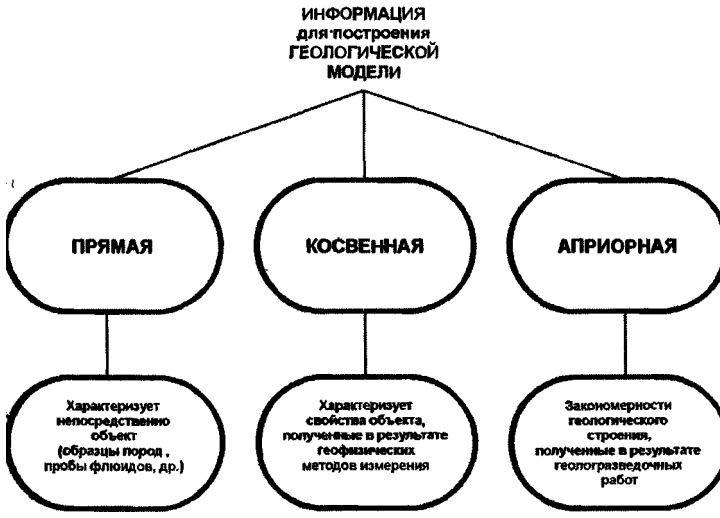


Рис. 3.22. **Информационные блоки для построения геологической модели залежи**

В настоящее время реализуют два основных подхода при создании геологических моделей – детерминистский и стохастический. В обоих случаях выделяют несколько основных этапов:

- подготовка исходных данных;
- структурное моделирование;
- 3Д геологическое моделирование;
- 3Д моделирование параметров ФЕС;
- подсчет запасов.

При построении геологических и гидродинамических моделей (в рамках ПДГТМ) российские недропользователи широко используют программные продукты (ПП) западных фирм (ROXAR, Schlumberger, Landmark) и российских сервисных компаний (ОАО ЦГЭ, ООО Венсис, ООО ГИФТС, Пангея и др.).

3.7.1. Характеристика основных этапов геологического моделирования

Подготовка исходных данных. Трехмерная модель строится на основе данных сейсморазведки и результатов детальной корреляции разрезов скважин, взаимоувязанных между собой (рис. 3.23).

Исходная информация включает в себя:

- результаты детальной корреляции разреза;
- результаты интерпретации сейсморазведки;
- диаграммы различных методов ГИС и результаты их интерпретации, представление как в виде непрерывных параметров (эффективная толщина, пористость, нефтегазонасыщенность и т. п.), так и дискретными характеристиками, такими как индексы литологии, насыщенности и др.;
- результаты лабораторных исследований керна;
- физико-химические свойства углеводородов;
- интервалы перфораций и результаты испытаний и опробований пластов.

Структурное моделирование и создание трехмерной геологической сетки. Структурную модель залежи или месторождения строят с целью получения структурных карт кровли и подошвы пласта, внешних и внутренних контуров нефтегазоносности. Исходными данными для построения структурной модели являются: результаты детальной корреляции, интерпретации сейсмических данных, отметки флюидальных контактов.

Литологическое моделирование. Целью данного этапа является изучение пространственного распространения различных литотипов пород. Позволяет создавать детальные 3Д модели коллекторов, образовавшихся в различных условиях осадконакопления. Это могут быть прибрежно-морские, дельтовые или русловые песчаники, карбонатные рифы и т.д.

Для литологического моделирования реализуют два подхода: *детерминистский и стохастический.* Они различаются объемом исходной информации и алгоритмами моделирования.

Детерминистский подход основан на 3Д интерполяции геофизических параметров и их последующей дискретизации (выделения типов пород) с учетом заданных трендов.

Стохастическое моделирование использует статистические характеристики для описания различных типов пород и закономерности процесса осадконакопления. Каждый из этих подходов обладает своими особенностями, достоинствами и недостатками, что позволяет в различных ситуациях для достижения требуемых результатов использовать их раздельно, или комбинируя.

Петрофизическое моделирование. Этап петрофизического моделирования базируется на результатах этапа литологического моделирования и позволяет получать согласованные трехмерные модели коллекторских свойств и насыщения гор-

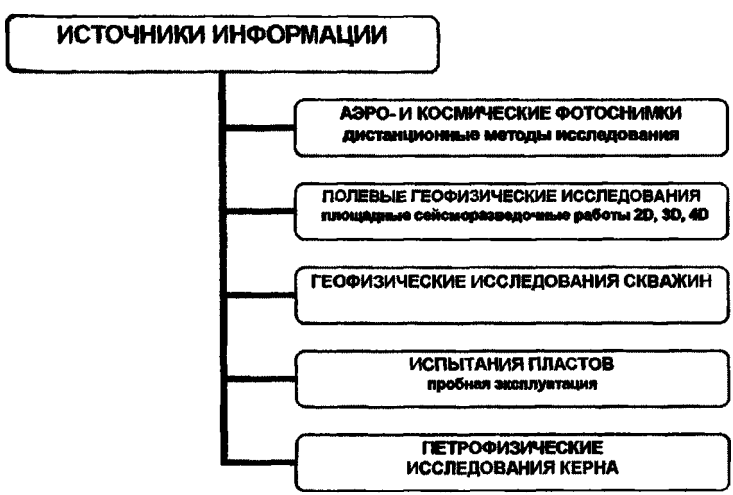


Рис. 3.23. **Источники информации для геологического моделирования**

ных пород. На данном этапе коллекторские свойства моделируют отдельно для каждого литотипа пород, что позволяет сохранить резкие границы в их изменении при переходе от одного типа к другому.

При проведении петрофизического моделирования также применяют два подхода: детерминистский и стохастический.

Детерминистское моделирование включает в себя:

- 3D интерполяцию петрофизических свойств с учетом литологии;
- пересчет петрофизических параметров по корреляционным зависимостям.

Стохастическое моделирование - вероятностное моделирование распределения петрофизических параметров на основе их статистических характеристик с учетом литологии и фациальной принадлежности отложений.

В результате выполнения перечисленных выше этапов создается трехмерная геологическая модель, которая может быть представлена:

- в виде набора карт (эффективной толщины, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.);
- в виде трехмерной цифровой сеточной модели, обеспечивающей оперативный просмотр и анализ особенностей геологического строения объекта.

Полученная геологическая модель является также основой для гидродинамических расчетов, анализа риска, проектирования мест заложения и траектории скважин.

Подсчет запасов. Выполняется на основе трехмерной геологической модели. Входными параметрами для осуществления подсчета запасов УВ являются:

- 3D грид (трехмерные сетки) с зонами и сегментами (если есть необходимость в определении запасов для каждой зоны и каждого сегмента);
- основные свойства, такие как пористость, водо- или нефтегазонасыщенность;
- константы, такие как плотность нефти, пересчетный коэффициент, соотношение газа и нефти соответственно в нефтяной и газовой зоне;
- флюидальные контакты;
- параметры извлечения (если имеются);
- граница лицензионного участка (если есть). Должна существовать в виде полигона.

Для *трехмерного параметрического моделирования* подготавливаются непрерывные кривые геофизических, петрофизических фильтрационно-емкостных параметров. Все параметры привязываются в пространстве к стволу скважин. Номенклатура параметров соответствует параметрам послойной модели:

- геофизические параметры ($\alpha_{пс}$, $\Delta I_{гк}$, $\Delta I_{нк}$, $\rho_{п}$ и др.);
- индекс литологии;
- индекс насыщения;
- пористость;
- проницаемость;
- водонасыщенность;
- индекс зонального интервала.

В разделах 3.2 – 3.6 рассмотрены наиболее распространенные способы оценки вышеперечисленных параметров по данным ГИС. В настоящее время для построения моделей месторождения используются программы: «DV-Seis-GEO» (ОАО ЦГЭ «» Москва), «Сигма» (НПФ Сигма-Прокси, Москва), «Surfer» (GOLDEN, USA), «GES» (GEOGRAPHIX, филиал LANDMARK, USA), Stratomodel (LANDMARK, USA) и другие. Внедрение компьютерных систем моделирования месторождения в производство позволяет повысить технологическую эффективность разработки месторождений углеводородов.



Рис.3.24. **Информативность данных ГИС для трехмерного параметрического моделирования**

Моделирование залежей осуществляется на протяжении всего периода жизни месторождения. Здесь можно выделить три основных этапа: 1 – этап разведки и подсчета запасов; 2 – этап проектирования разработки и строительства месторождения и 3 – этап собственно разработки залежи. На всех перечисленных этапах при создании моделей и мониторинге разработки существенная роль принадлежит геофизическим методам [50] – рис. 3.24.

Материалы ГИС с учетом данных 3D-сейсморазведки и результатов гидродинамических исследований позволяют решать следующие задачи [50]:

- построить объемную модель резервуара на стадии завершения разведки и проектирования разработки, содержащую информацию о распределении коллекторов и литологических экранов, положения флюидальных контактов, о значениях коэффициентов пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и закономерностях изменения их в объеме залежи, о вертикальной и латеральной неоднородности фильтрационно-емкостных параметров продуктивных отложений;

- использовать полученную модель для подсчета геологических и прогноза извлекаемых запасов углеводородов, проектирования разработки, анализа хода разработки и оценки остаточных залежей углеводородов на поздней стадии эксплуатации месторождения, для обоснования и размещения дополнительных скважин с целью извлечения остаточных запасов.

При построении геологических моделей информация о внутреннем строении пластов с детальностью не выше одного метра может быть получена по данным каротажа в точках бурения скважин. В межскважинном пространстве - информация может быть получена по данным полевых методов (главным образом сейсморазведки) с разрешающей способностью по горизонтали 150 – 250 м и по вертикали не более 5 – 10 м [50].

ГЛАВА IV
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Наметившееся в последние годы усложнение структуры ресурсов углеводородного сырья связано с уменьшением доли высокоамплитудных ловушек антиклинального типа, с увеличением числа вновь открываемых неструктурных ловушек (стратиграфических, дизъюнктивных, гидродинамических и др.) в общем балансе выявляемых и осваиваемых залежей (месторождений) нефти и газа; развитием поисково-разведочных работ с целью обнаружения промышленных скоплений углеводородов на больших глубинах, резко возросшими объемами наклонно направленного и горизонтального бурения на детально разрабатываемых и морских месторождениях, на месторождениях высоковязких нефтей, месторождениях, приуроченных низкопроницаемым карбонатным коллекторам, а также в связи с возникшей необходимостью оперативного получения информации о перспективности на нефть и газ вскрываемого разреза в масштабе реального времени бурения, текущем положении забоя в бурящейся наклонной или горизонтальной скважине. При этом обнаружилась недостаточная эффективность традиционных геофизических исследований скважин, что способствовало дальнейшему развитию направления в области ГИС на основе геолого-технологических (ГТИ) и геофизических исследований скважин в процессе бурения. За рубежом эти исследования известны как MWD (Measurements While Drilling) и LWD (Logging While Drilling).

4.1. ПАРАМЕТРЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В настоящее время при геолого-технологических исследованиях скважин возможна регистрация около тридцати па-

раметров ГТИ. К ним относятся: вес бурильной колонны, осевая нагрузка на долото, крутящий момент на роторе (или турбобуре), частота вращения ротора, суммарное число оборотов долота, глубина скважины, положение долота над забоем, время бурения, время бурения фиксированной толщины, проходка на долото, давление в гидравлической системе, расход ПЖ на входе в скважину, расход ПЖ на выходе из скважины, объем ПЖ в мерных емкостях, измерение объема ПЖ в емкостях, плотность ПЖ на входе в скважину, плотность ПЖ на выходе из скважины, температура ПЖ на входе в скважину, температура ПЖ на выходе из скважины, удельное электрическое сопротивление ПЖ на входе в скважину, удельное электрическое сопротивление на выходе из скважины, преобладающая частота вибрации бурильной колонны, удельная энергоемкость (количество энергии, необходимое для разрушения единицы объема горной породы), газонасыщенность ПЖ на входе в скважину, газонасыщенность ПЖ на выходе из скважины и др. На рис. 4.1 приведен сводный планшет некоторых технологических параметров, зарегистрированных в процессе бурения терригенных пород на одном из морских месторождений.

Особое место среди параметров ГТИ занимают так называемые комплексные параметры, основанные на нормализованной механической скорости бурения: d-экспонента, нормализованная d-экспонента, σ-каротаж ($\sqrt{\sigma_t}$) и буровая прочность породы.

$$d = \frac{\log(v_{мех}/n)}{\log(W/D)}, \quad (4.1)$$

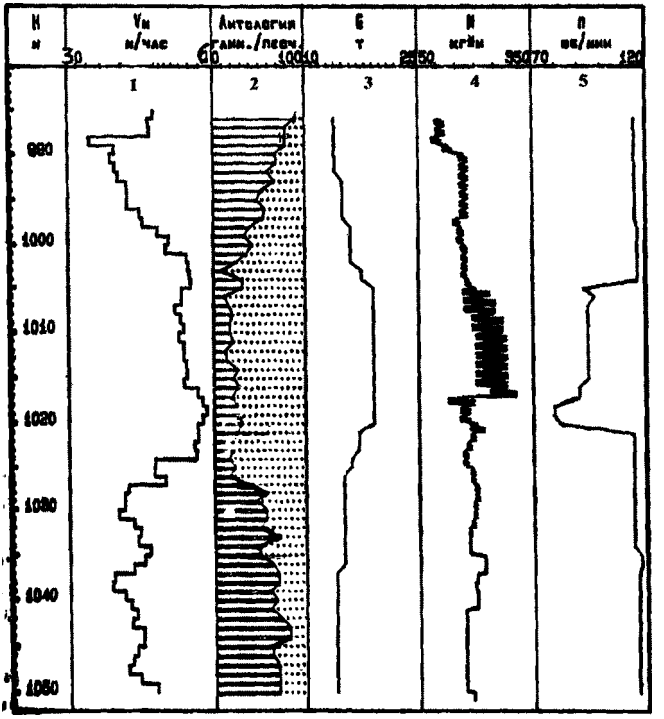
$$d_{нор} = d_{изм}\frac{\mathrm{grad}P_{пл.н}}{\rho_{экв}}, \quad (4.2)$$

$$\sqrt{\sigma_t} = (W^{0.5}/D)\cdot(n/v_{мех})^{0.25} + 0.028\cdot(7-0.001\cdot H), \quad (4.3)$$

$$\sigma = c\cdot(v_{мех}\cdot D)^{-1}\cdot W\cdot n^{0.5}, \quad (4.4)$$

где $v_{мех}$ – проходка; n – число оборотов долота; W – осевая нагрузка на долото; D – диаметр долота; $d_{изм}$ – измеренное значение d-экспоненты; $g\,radP_{пл.н}$ – градиент нормального гидростатического давления; $\rho_{экв}$ – эквивалентная плотность ПЖ; H – глубина пласта; c – коэффициент износа долота, равный 2 и 1 для нового и изношенного долота, соответственно.

Особенностью регистрации параметров ГТИ является то, что некоторые из них измеряют одновременно на входе и на выходе из скважины: расход ПЖ, удельное электрическое сопротивлении ПЖ, плотность и температуру ПЖ. Такой методи-



6.1. Технологические параметры, зарегистрированные в процессе вскрытия терригенного разреза морской скважиной:
1 – проходка $v_{мех}$, 2 – шламограмма, 3 – момент на роторе, 4 – осевая нагрузка на долото, 5 – число оборотов долота

ческий прием, основанный на регистрации одного и того же параметра, позволяет выявлять особенности состояния вскрываемого бурением геологического разреза (литологический состав пород, характер насыщения коллектора, его фильтрационно-емкостные свойства, термобарические условия залегания пласта и др.).

Некоторые исследователи и специалисты относят к числу параметров ГТИ результаты комплексных петрофизических исследований шлама.

4.2. МЕТОД ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ БУРЕНИЯ

По способу привязки получаемой информации к разрезу методы ГТИ можно подразделить на методы с мгновенной привязкой информации и методы с задержкой информации на время транспортировки объекта исследования (промывочной жидкости, шлама) к устью скважины.

В качестве передатчика и приемника информации при использовании методов с мгновенной привязкой данных к разрезу скважины выступают телесистемы, использующие буровой инструмент в качестве линии связи, талевую систему, промывочную жидкость.

Важной особенностью данных ГТИ является то, что они содержат информацию о разрезе скважины в состоянии, близком к напряженному состоянию массива, не затронутого воздействием процесса бурения, а также при минимальном проникновении фильтрата ПЖ в пласт-коллектор.

С помощью телесистем (автономных или с линиями связи) в процессе бурения можно изучать геологический разрез практически всеми методами ГИС, применяемыми в открытом стволе.

Информация, получаемая от бурового инструмента, характеризует динамику взаимодействия породоразрушающего инструмента с горной породой. По амплитудно-частотной характеристике колебаний верхней части бурильной колонны можно судить о литологическом составе разбуриваемых пород, их твердости, числе оборотов долота, степени изношенности долота.

Талевая система через ходовой конец каната, связанный с датчиком глубины, несет информацию о глубине забоя скважины, положении долота относительно забоя, проходке и ско-

рости проходки, а через неподвижный («мертвый») конец, связанный с датчиком веса, о весе инструмента на крюке и нагрузке на долото.

Промывочная жидкость на входе в скважину позволяет получить информацию о газосодержании, плотности, вязкости, диэлектрической проницаемости, температуре, удельном электрическом сопротивлении (минерализации), содержании твердой фазы.

Размещение датчиков давления в напорной линии позволяет измерить расход ПЖ на входе в скважину и давление в гидравлической системе буровой установки. Эти данные совместно с расходом ПЖ на выходе из скважины позволяют в процессе бурения выделять интервалы коллекторов.

При применении методов с задержкой информации источниками данных о разбуриваемом геологическом разрезе являются ПЖ на выходе из скважины, шлам и керн, пробы отобранного с помощью испытателя пластов флюида, а также информация, содержащаяся на твердых электронных носителях автономных систем.

Измерения уровня ПЖ в приемных емкостях позволяет выделить в разрезе скважины интервалы коллекторов с различным типом пустотного пространства. Этот технологический параметр условно относится к группе методов с задержкой информации, так как временное отставание связано с обвязкой гидравлической системы на буровой, а не скважиной.

Информация, получаемая по шламу, выносимому буровым раствором на поверхность, позволяет уточнить положение литологических границ в скважине, выделить интервалы коллекторов, определить характер насыщения, их плотность, пористость и проницаемость, механические и абразивные свойства, а по элементному и гранулометрическому составу устанавливать условия осадконакопления отложений.

Особенностью обработки данных петрофизических исследований пород по шламу является необходимость привязки по глубине. Отставание по глубине является неравномерным и зависит от фракционного состава шлама: более крупные частицы шлама отстают на большие глубины.

Однако основная проблема использования информации, получаемая по шламу и керну, связана не с отставанием по времени из-за подъема керна и шлама на поверхность, а с временем подготовки и проведения петрофизических исследований.

Задержка данных, получаемых с помощью автономных телесистем и испытателя пластов, связана с подъемом бурового инструмента на поверхность, извлечением запоминающего устройства и образцов отобранного флюида, обработкой данных автономного манометра и сохраненной на твердом носителе информации.

Метод скорости (продолжительности) бурения, известный также под названием ***механический каротаж***, основан на измерении скорости (или времени) бурения интервала протяженностью 0.1; 0.2; 0.25; 0.4; 0.5; 1.0; 2.0 или 5.0 м. Интервал протяженностью 0.1 – 1.0 м, называемый также шагом квантования, используют при проведении геолого-технологических исследований в нефтегазовых скважинах методом детального механического каротажа (ДМК). При этом выбор шага квантования определяется особенностями строения геологического разреза. Чем выше степень его слоистости и неоднородности (число прослоев на единицу толщины), тем меньше должна быть абсолютная величина шага квантования. Чем выше скорость бурения, тем выше должна быть частота квантования при ДМК, особенно в условиях неоднородного разреза. В соответствии с теоремой Котельникова необходимо, что-

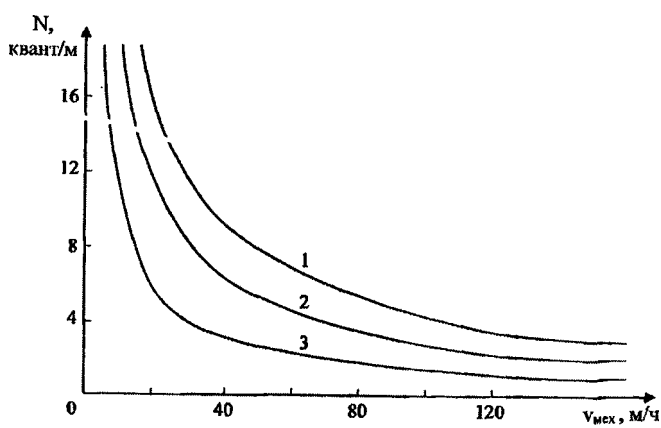


Рис. 4.2. **Зависимость числа квантов на 1 м проходки от скорости бурения:**
шифр кривых: продолжительность квантования, мин: 1 – 0.125; 2 – 0.25; 3 – 0.5

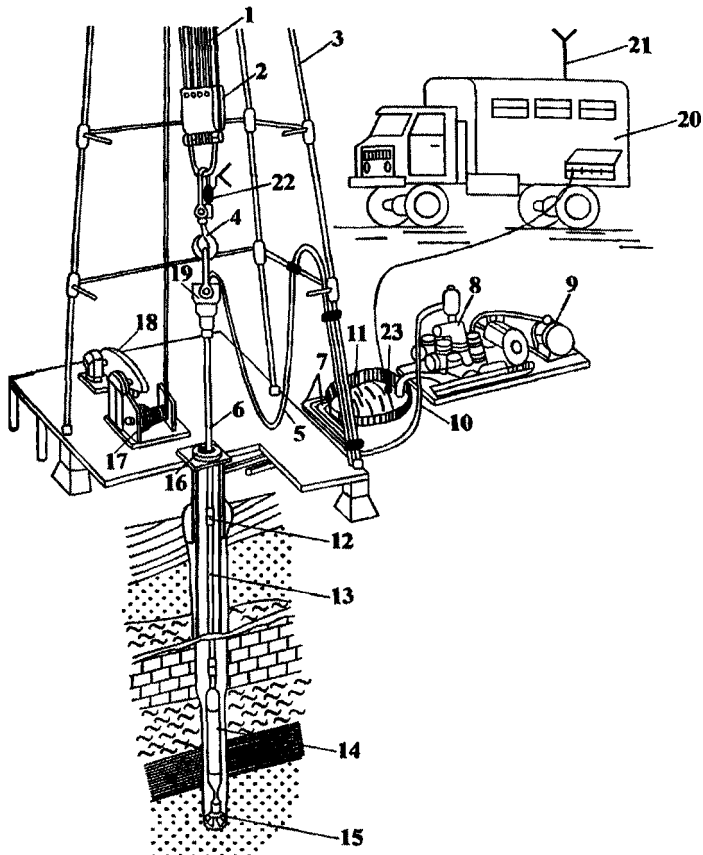


Рис. 4.3. Схема размещения оборудования на буровой для геолого-технологических исследований:
1 – талевый канат, 2 – талевый блок, 3 – буровая вышка, 4 – крюк, 5 – буровой шланг, 6 – ведущая труба, 7 – желоб, 8 – буровой насос, 9 – двигатель насоса, 10 – обвязка насоса, 11 – премная емкость, бурильный замок, 13 – бурильная труба, 14 – гидравлический забойный двигатель(при роторном бурении не устанавливается), 15 – долото, 16 – ротор, 17 – лебедка, 18 – двигатель лебедки и ротора, 19 – вертлюг, 20 – станция ГТИ, 21 – приемная антенна радиоканала, 22 – датчик вибраций бурильной колонны с передающей антенной, 23 – дегазатор бурового раствора

бы частота квантования превышала максимальную удвоенную частоту, характеризующую слоистость исследуемого разреза.

На рис. 4.2 приведена зависимость рационального числа квантов N на один метр проходки от механической скорости бурения при различной продолжительности (частоты) квантования.

На рис 4.3 приведена схема размещения оборудования на буровой при исследованиях скважин в процессе бурения.

На рис. 4.4 показан пример выбора шага квантования при детальном механическом каротаже для литологического расчленения разреза одной из скважин месторождения Самотлор. Для сравнения эффективности решения указанной задачи по данным ГИС и ГТИ в левой части рисунка помещены кривые сопротивления и потенциалов самопроизвольной поляризации.

Как следует из рассмотрения рис 4.4, детальность расчле-

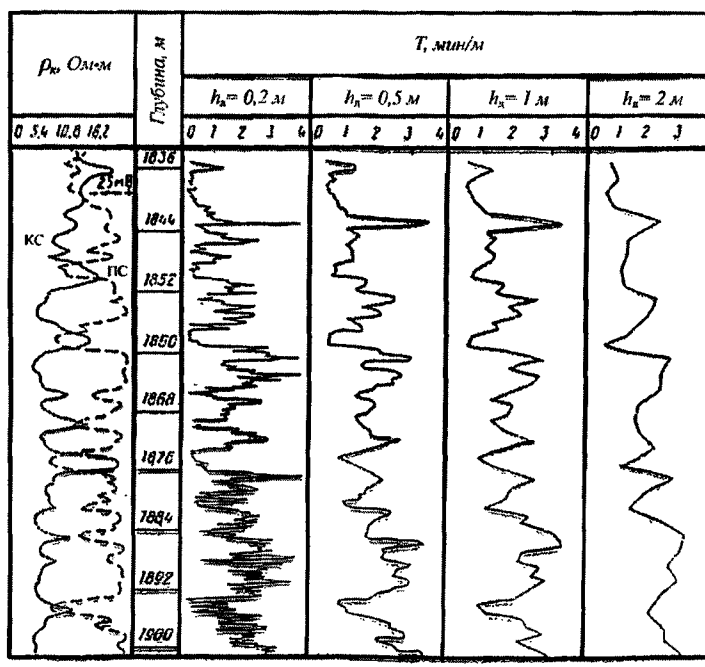


Рис. 4.4. **Эффективность литологического расчленения терригенного разреза в зависимости от шага квантования при детальном механическом каротаже**

ления разреза по данным ДМК закономерно возрастает при уменьшении шага квантования от 2.0 до 0.2 м. При шаге квантования $h_к$=0.2 м по данным ДМК выделяются тонкие прослои, которые не видны на кривых электрометрии.

Как показывает практика, в терригенном разрезе, представленном чистыми незаглинизированными гранулярными коллекторами, данные ДМК коррелируются с коэффициентом пористости. При этом в интервалах с небольшой величиной пористости происходит увеличение $v_{мех}$ или уменьшение $T_{мех}$.

Время бурение интервала фиксированной толщины или обратная ему величина – механическая скорость бурения, являются параметрами, на величину которых оказывают влияние не только литологические и петрофизические характеристики разбуриваемого геологического разреза, но и технологические факторы, режимы бурения. К их числу относятся осевая нагрузка на долото, скорость его вращения, скорость циркуляции ПЖ, ее плотность, вязкость, водоотдача, степень очистки забоя скважины от шлама, степень износа долота. Поэтому при интерпретации данных ДМК необходимо вводить поправки за влияние указанных факторов или применять помехоустойчивые способы ДМК.

Одним из способов повышения помехоустойчивости данных детального механического каротажа является применение относительного параметра буримости ΔT:

$$\Delta T = \frac{T_i}{T_{оп}}, \quad (4.5)$$

где T_I, $T_{оп}$ – текущее значение времени бурения интервала фиксированной толщины и в опорном пласте, соответственно. Относительный параметр буримости представляет отношение продолжительности бурения исследуемого пласта и опорного пласта, представленного глинами и расположенного выше разбуриваемого пласта. Поскольку влияние режимных технологических параметров бурения в одинаковой степени оказывают влияние на T_I и $T_{оп}$, относительный параметр ΔT оказывается свободным от их влияния. Помехоустойчивость относительного параметра буримости по своей сути аналогична помехоустойчивости используемого при интерпретации данных радиометрии двойного разностного параметра, который

также представляет отношение модифицированных измеренных значений радиоактивности к разности значений радиоактивности в двух опорных пластах.

В ряде случаев, например, при бурении терригенного разреза, относительный параметр буримости ΔТ оказывается связан тесной корреляционной зависимостью с относительным параметром потенциала самопроизвольной поляризации $\alpha_{пс}$. Последний, как известно, позволяет осуществлять классификацию коллекторов по их фильтрационно-емкостным свойствам и определять граничные значения коллектор – неколлектор.

На рис. 4.5 показан пример классификации терригенных коллекторов по зависимости нормализованного времени бурения интервала фиксированной толщины от относительной амплитуды потенциала самопроизвольной поляризации.

Учитывая, что параметр $\alpha_{пс}$, в свою очередь, хорошо коррелируется с пористостью пород-коллекторов, относительный параметр буримости ΔТ можно использовать для прогноза по-

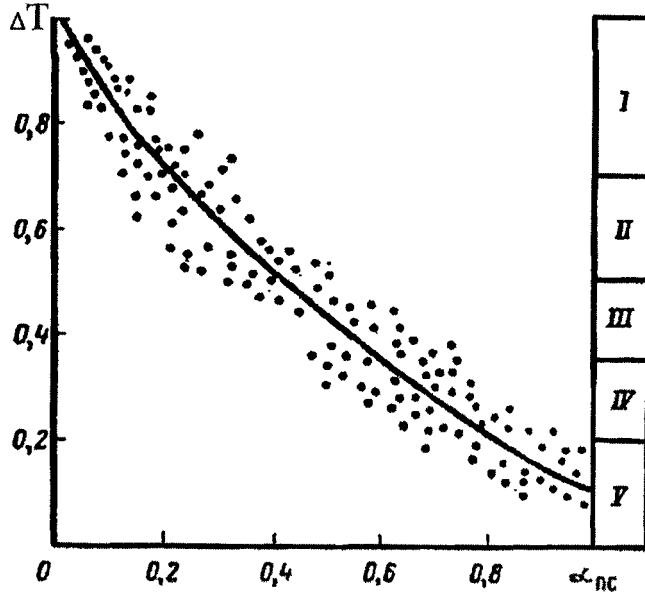


Рис. 4.5. **Классификация терригенных коллекторов по величине относительной буримости ΔТ и относительной амплитуды ПС**

истости и классификации терригенных коллекторов по их фильтрационно-емкостным свойствам.

Известно, что на величину механической скорости бурения оказывает влияние пластовое давление. Пласты с высоким значением пластового давления разбуриваются быстрее по сравнению с плотными разностями. Максимальным скоростям по данным ДМК соответствуют пласты, давление в которых превышает величину нормального гидростатического давления, которое можно было бы ожидать на глубине залегания пласта. Такие ситуации характерны для неуплотненных пород или зон разуплотнения пород, а также пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Выделение зон АВПД в терригенном разрезе целесообразно проводить по данным $T_{мех}$ или $T_{мех}$ в пластах глин, которые являются своеобразным природным манометром. В зонах АВПД поровое давление выше по сравнению с нормально уплотненными пластами глин, и поэтому скорость проходки в этих пластах высокая.

4.3. ФИЛЬТРАЦИОННЫЙ И ДЕБИТОМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ

Фильтрационный метод (фильтрационный каротаж) изучения геологического разреза в процессе бурения основан изучении параметров ПЖ в циркуляционной системе буровой установки.

Изменение гидродинамических параметров на забое скважины фиксируется на устье спустя некоторое время, в течение которого упругая волна распространяется по скважине. Скорость ее зависит от плотности и вязкости ПЖ и может изменяться в пределах 331 – 1500 м/с, что соответствует сильногазированному или с обычными характеристиками бурового раствору. Обычно информация об изменении расхода и давления ПЖ в скважине средней глубины достигает устья за 6 – 9 секунд. Учитывая, что углубление скважины при современных скоростях проходки составляет первые сантиметры за 1 секунду, регистрируемая на устье информация может рассматриваться как мгновенная.

В зависимости от способа регистрации информационного параметра фильтрационный метод подразделяется на две модификации: дебитометрический и расходометрический способы.

Дебитометрический метод основан на непрерывном измерении разности дебитов ΔQ на входе в скважину $Q_{вх}$ и на ее устье $Q_{вых}$ в функции глубины или времени:

$$\Delta Q = Q_{вх} - Q_{вых}. \quad (4.6)$$

При вскрытии непроницаемых пород $\Delta Q=0$.

При разбуривании интервалов коллекторов, пластовое давление которых меньше забойного, а также коллекторов с пустотным пространством кавернового типа происходит поглощение ПЖ и разность дебитов $\Delta Q>0$.

При вскрытии коллектора, пластовое давление которого превышает забойное, под действием разности давлений насыщающий коллектор флюид перемещается в направлении меньшего давления, то есть в скважину. В этом случае разность дебитов ΔQ оказывается отрицательной ($\Delta Q<0$).

После полного разбуривания коллектора с межзерновым типом пористости твердые фракции ПЖ накапливаются на стенке скважины и образуют глинистую корку, которая препятствует дальнейшему проникновению ПЖ в пласт.

Вскрытие коллекторов с вторичным типом пустотного пространства – каверновых и трещинных – твердая фаза ПЖ оседает не на стенках скважины, а на поверхности трещин и каверн. Поэтому поглощение фильтрата ПЖ в коллекторах этого типа происходит в течение более продолжительного времени по сравнению с коллектором гранулярного типа при одинаковой толщине пласта. Накопление глинистых частиц происходит лишь в местах сужения трещин и каверн, которые их кольматируют.

По данным дебитометрического метода можно уверенно выделить границы коллекторов в процессе бурения скважин. Это обусловлено несжимаемостью ПЖ и практической безинерционностью регистрируемых кривых разности дебитов ΔQ в функции времени или глубины скважины.

Расходометрический метод (фильтрационный каротаж) заключается в непрерывном измерении объема промывочной жидкости V в функции времени t или глубины скважины H.

При вскрытии непроницаемых пород уровень ПЖ не изменяется. Принимающий фильтрат ПЖ или отдающий пластовый флюид пласт фиксируется по снижению или росту уровня бу-

рового раствора в приемных емкостях. На рис. 4.6 приведен пример выделения пластов-коллекторов по данным фильтрационного каротажа при репрессии на пласт. Границы коллекторов соответствуют глубинам, на которых регистрируемые информационные параметры (ΔQ или V) начинают уменьшаться или выходят на постоянный уровень.

4.4. МЕТОД ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ

Метод дифференциального давления (каротаж по давлению) основан на регистрации давления на стояке манифольда в функции глубины скважины с последующим выделением информации о полом дифференциальном давлении или информации о динамической составляющей дифференциального давления, действующей под вращающимся долотом.

Полученная информация позволяет судить о фильтрацион-

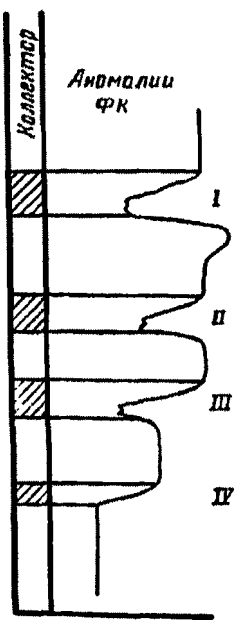


Рис. 4.6. **Типы аномалий (I – IV) расходометрического метода**

ных характеристиках разбуриваемых горных пород.

Дифференциальное давление $P_{диф}$ представляет собой сумму давлений, действующих в системе скважина – пласт:

$$\Delta P_{диф} = P_{гст} + P_{затр} + P_{дол} - P_{пл}, \quad (4.7)$$

где $P_{гст}$ – гидростатическое давление столба промывочной жидкости на забое; $P_{затр}$ – потери давления в затрубном пространстве; $P_{дол}$ – потери давления под долотом; $P_{пл}$ – пластовое давление в призабойной зоне.

Влияние эффективного давления на скорость бурения в значительной степени определяется фильтрационно-емкостными и физико-механическими свойствами пород. Так, при вскрытии низкопроницаемых пород и флюидоупоров величина $P_{пл}$ невелика по сравнению с другими составляющими дифференциального давления, входящими в правую часть уравнения (4.7). Поэтому величина $\Delta P_{диф}$ определяется репрессией на пласт, создаваемой суммой трех остальных членов дифференциального давления. При этом в глинах этот эффект будет максимальным и снижение скорости бурения оказывается наибольшим. В процессе бурения рыхлых и слабо консолидированных пород происходит их уплотнение и замедление проходки скважин.

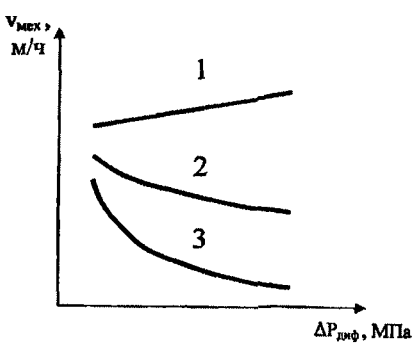


Рис. 4.7. **Зависимость механической скорости бурения от дифференциального давления**
1 – высокопроницаемые породы; 2 – низкопроницаемые породы; 3 – флюидоупоры

При вскрытии высокопроницаемых пород роль величины пластового давления в алгебраической сумме давлений, определяющих величину дифференциального давления, становится значительно меньше. Особенно это заметно при бурении пластов с аномально высоким пластовым давлением, когда величина пластового давления может не только уравновешивать сумму гидростатического, затрубного и гидромониторного (при истечении ПЖ из насадок долота) давлений, но иногда и превышать ее ($\Delta P_{диф}<0$). Необходимо отметить, что влияние перепада давления $\Delta P_{диф}$ на механическую скорость бурения происходит лишь в диапазоне ± 3.5 МПа.

На рис. 4.7 показаны зависимости механической скорости бурения от дифференциального давления. Видно, что с ростом дифференциального давления происходит увеличение скорости разбуривания коллекторов и ее снижение при вскрытии низкопроницаемых коллекторов и флюидоупоров.

4.5. СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Акустический метод исследований скважин в процессе бурения (виброакустический каротаж) основан на регистрации и анализе характеристик упругих колебаний, возникающих на забое скважин при взаимодействии породоразрушающего инструмента с горной породой и распространяющихся по бурильным трубам со скоростью более 5000 м/с.

Природа формирующихся упругих колебаний обусловлена многообразной формой поверхности забоя, вращением долота, перекатыванием шарошек по забою, колебаниями давления ПЖ, собственными колебаниями бурильной колонны, ударно-скачкообразным характером разбуривания горных пород, ударами долота о забой.

Также амплитудно-частотный спектр распространяющихся в колонне колебаний зависит от типа долота, частоты вращения бурильной колонны или турбобура, осевой нагрузки, износа долота, физико-механических свойств разбуриваемой породы. Поэтому упругие колебания содержат информацию как о режимных параметрах бурения, так и об особенностях геологического и петрофизического строения разбуриваемого разреза.

Частотный диапазон колебаний верха бурильной колонны

составляет 1 – 5000 Гц, причем основная часть спектра лежит в диапазоне 1 – 500 Гц, значения вибрационных ускорений соответствуют 0.5 – 50.0 м/с.

Упругие колебания, возникающие в системе долото – пласт – колонна, можно разделить на группы. Частотный диапазон колебаний нагнетаемой в скважину промывочной жидкости оставляет 0 – 5 Гц, вращающихся шарошек – 5 – 50 Гц, взаимодействующих с забоем зубцов шарошек (так называемые зубцовые колебания) – 100 – 500 Гц, а разрушаемой породы – 1000 – 5000 Гц. Хорошая дифференциация амплитудно-частотных параметров колебаний бурильной колонны, обусловленная различными источниками их происхождения, является предпосылкой для диагностики состояния породоразрушающего инструмента, режимов промывки скважины, определения литологического строения разбуриваемых пород, формирования структуры информационно-измерительной системы при акустических исследованиях в процессе бурения.

Установлено, что амплитуда вибраций бурильной колонны возрастает при увеличении режимных параметров – частоты вращения долота и осевой нагрузки на долото. Также она зависит от физико-механических свойств разбуриваемой породы (твердости, пористости, плотности) и литологического состава отложений. Установлено, что совместное использование значений преобладающей частоты распространяющихся упругих колебаний по бурильной колонне и осевой нагрузки на долото позволяют прогнозировать величину акустической жесткости пород различного литологического состава.

Используемый в классическом акустическом методе геофизических исследований скважин параметр поглощения акустических волн α можно определять путем регистрации вибраций бурильной колонны. Отличие указанной модификации акустического метода при исследовании скважин в процессе бурения заключается в том, что в качестве базы трехэлементного зонда выступает разница двух различных глубин скважины при условии неизменности режимных параметров бурения. Соблюдение данного условия позволяет определять твердость и пористость пород. Определение поглощения колебания бурильной колонны как путем двух измерений на одной и той же частоте и глубинах $H_1 \neq H_2$, так и на разных частотах $f_1 \neq f_2$ при одной глубине. Поскольку речь идет об определении твердости горных пород, используемый частотный диапазон должен соот

ветствовать зубцовым колебаниям, то есть 100 – 500 Гц, 1000 – 10000 Гц, где превалирует влияние литологического состава и пористости пород на спектральный состав вибрации колонны. Преимуществом регистрации колебаний в двух различных частотных диапазонах на одной глубине скважины является практическое исключение влияния на определяемый параметр α режимов бурения скважины.

На рис. 4.8 приведена функциональная схема информационно-измерительной системы для реализации акустического метода в процессе бурения (АМПБ) и результаты ее применения при расчленении разреза полифациальных отложений.

Акустический метод, регистрируемый в процессе бурения, так же как и классический акустический метод ГИС позволяет осуществить литологическое расчленение разреза, выделить интервалы коллекторов, определить акустическую жесткость

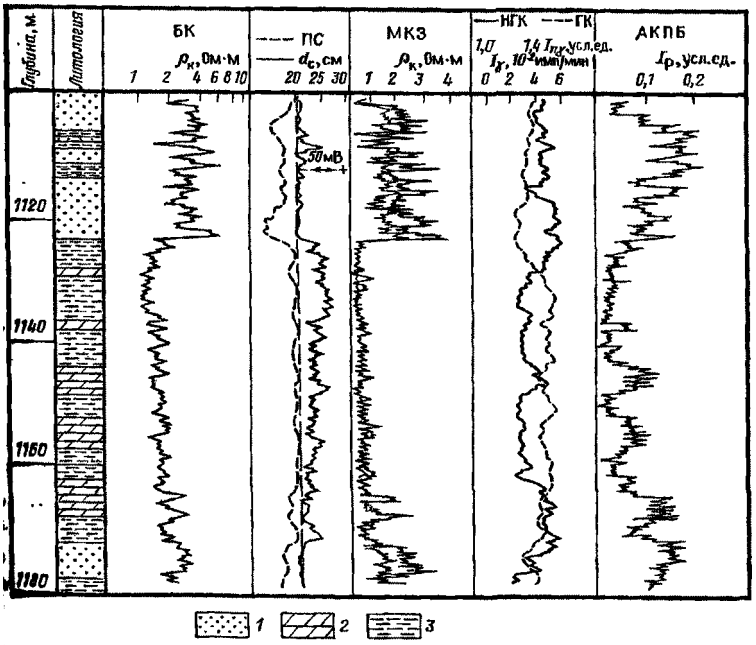


Рис. 4.8. Функциональная схема ИИС для акустических исследований скважин в процессе бурения (по В.Н. Рукавицыну):
1 – песчаник, 2 – мергель, 3 – аргиллиты

пластов и регистрировать импульсную сейсмограмму, прогнозировать разрез впереди забоя скважины и в околоскважинном пространстве. Как видно из рис. 4.9, диаграмма акустических исследований в процессе бурения хорошо дифференцирована, причем на отдельных интервалах разреза скважины ее детальность превосходит детальность изучения разреза методами ПС, БМ, ГМ и НГМ.

4.6. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

Метод газового каротажа основан на определении общего и парциального состава углеводородных газов, извлекаемых из промывочной жидкости. Поскольку измеряемые при газовом каротаже параметры непосредственно характеризуют насыщенные углеводородами пласты, этот метод является прямым методом изучения нефтегазоносных коллекторов. Кроме этого, газовый каротаж позволяет определять фазовый состав содержащихся в пласте углеводородов, а также выявлять водонасыщенные интервалы коллекторов, контактирующие с нефтенасыщенной зоной пласта.

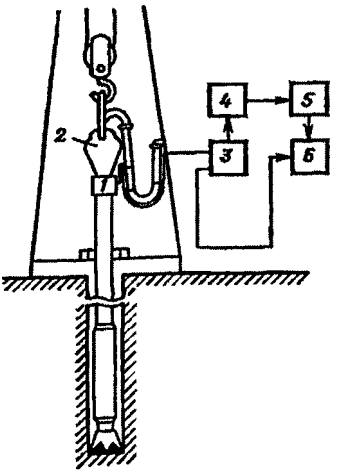


Рис. 4.9. **Пример расчленения осадочных пород по данным ГТИ и ГИС (по В.Н. Рукавицыну):**
1 – датчик вибраций бурильной колонны; 2 – ветлюг; 3 – усилитель; 4 – фильтры полосовые; 5 – процессор; 6 – регистратор

4.6.1. Физические основы газового каротажа

Углеводородные газы содержатся в пластах-коллекторах в газообразном, растворенном и сорбированном состоянии. В водонасыщенной части пласта, контактирующей с нефте- или газонасыщенной частью пласта, компонентный состав приближается к компонентному составу УВ соответствующей залежи. В то же время растворимость углеводородных газов в воде и нефти весьма значительно отличается. Следует отметить, что в пластах-коллекторах, кроме углеводородных газов, содержатся азот, кислород, углекислый газ, аргон, гелий, сероводород.

В табл. 4.1 приведен состав углеводородных газов для газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей.

Анализ данных таблицы 4.1 позволяет сделать следующие выводы. Только метан, пентан и гексан характеризуются закономерным изменением своей концентрации при переходе от газовых к нефтяным залежам. Содержание метана уменьшается с 93.5 % в газовой залежи до 48.0 % в нефтяной, то есть в 1.95 раза, а пентана и гексана, наоборот, увеличивается, соответственно, в два раза и более чем на три порядка.

В то же время содержание этана, пропана и бутана в нефтегазовых залежах не имеет закономерной связи с типом залежи. Так, например, содержание этана в газовой и нефтяной залежи составляет 3.0 %, а концентрация пропана и бутана в газоконденсатной превышает их содержание как в чисто газовой, так и в нефтяной залежах.

Сорбированное состояние газа для глин, и в этом состоянии он обогащен тяжелыми компонентами. Несмотря на практически полное отсутствие проницаемости в изолирующих

Таблица 4.1

Содержание углеводородных газов в газовых, газоконденсатных и нефтяных залежах

Углеводородный газ	Тип залежи и содержание УВ, %		
	газовая	газоконденсатная	нефтяная
CH_4, метан (C_1)	93.5	82.0	48.0
C_2H_6, этан (C_2)	3.0	4.5	3.0
C_3H_8, пропан (C_3)	2.0	3.5	2.5
C_4H_{10}, бутан (C_4)	1.0	4.5	2.5
C_5H_{12}, пентан (C_5)	1.0	1.5	2.0
C_6H_{14}, гексан (C_6)	0.002	1.0	2.0

пласты-коллекторы флюидоупорах, содержание в них углеводородных газов закономерно возрастает от кровли к подошве флюидоупора.

При разбуривании геологического разреза содержащиеся в продуктивных отложениях и буровом шламе газы под действием циркулирующей промывочной жидкости поднимаются на устье скважины. Через систему очистки ПЖ направляется в приемные емкости для последующей реинжекции в скважину.

Общее и парциальное (компонентное) содержание углеводородных газов в промывочной жидкости позволяет прогнозировать нефтегазоносные пласты еще до момента их вскрытия.

Определение состава и количества газа в промывочной жидкости зависит не только от его содержания в пласте, но и от режимных параметров бурения: механической скорости бурения, интенсивности промывки скважины циркулирующей ПЖ, скорости вращения долота и других параметров.

На практике газовый каротаж подразделяется на две модификации: газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения.

При газовом каротаже в процессе бурения газ попадает в ПЖ на забое скважины при разрушении продуктивных отложений вращающимся долотом, то есть механического воздействия породоразрушающего инструмента на пласт.

Газовый каротаж после бурения основан на извлечении газа из ПЖ, в которую он попадает в результате диффузии из продуктивного пласта во время простоя скважины.

Также возможно комплексное проведение газового каротажа в процессе и после бурения.

Технология проведения газового каротажа заключается в дегазации ПЖ на устье скважины с помощью дегазаторов различного типа. Извлеченный газ под действием создаваемого компрессором воздушного потока подается на вход газоанализаторов. Определенная доля газовоздушной смеси отбирается для анализа компонентного состава газа.

Суммарное содержание газа $Г_{сум}$ в газовоздушной смеси зависит, как указано выше, не только от нефтегазоконденсатосодержания, но и от параметров бурения: расхода промывочной жидкости Q и механической скорости бурения $v_{мех}$. Поэтому интерпретация данных газового каротажа без учета измерения указанных режимных параметров может приводить

к появлению на диаграммах газового каротажа ложных аномалий или пропуска продуктивных пластов. Так, например, уменьшение Q или увеличение $v_{мех}$ приводит к росту $Г_{сум}$.

Для учета влияния вариаций режимных параметров используют приведенное значение суммарного газосодержания:

$$Г_{пр} = 10^{-3} \cdot K_{дег} \cdot E \cdot Г_{сум}, \qquad (4.8)$$

где $K_{дег}$ – коэффициент дегазации ПЖ; $Г_{сум}$ – суммарное газосодержание; E – коэффициент разбавления.

$$E = \frac{7.2 \cdot 10^3 \cdot Q}{D^2 \cdot v_{мех}}, \qquad (4.9)$$

где D – номинальный диаметр скважины, мм; $v_{мех}$ – скорость проходки, м/ч; Q – расход ПЖ, л/с.

Как следует из анализа выражения (4.9), коэффициент разбавления E характеризует объем промывочной жидкости, в котором разбавляется единица объема выбуренной породы.

Коэффициент дегазации промывочной жидкости определятся из выражения:

$$K_{дег} = \frac{Г_{ср}}{Г_{сум,нор}}, \qquad (4.10)$$

где $Г_{ср}$ – средняя газонасыщенность ПЖ по данным термовакуумной дегазации (ТВД) нескольких отобранных проб; $Г_{сум,нор}$ – суммарные нормализованные газопоказания с учетом фоновых показаний и компонентного состава газа.

Определение типа залежи УВ можно проводить, анализируя состав газовоздушной смеси. Физической основой такого подхода служит компонентный состав углеводородных газов, приведенный в табл. 4.1. Так, при вскрытии газонасыщенных пластов анализируемая после дегазации ПЖ газовоздушная смесь обогощена метаном, а нефтеносных пластов – тяжелыми углеводородами. На рис. 4.10 показан пример определения компонентного состава газа и типа залежи УВ по палеткам

РАГ (раздельного анализа газосодержания). При интерпретации зарегистрированных кривых газосодержания совмещают с теоретическими кривыми РАГ и по их совпадению определяют тип залежи.

Рассматриваемая задача может решаться на основе обобщенного показателя углеводородного состава $О_{пус}$:

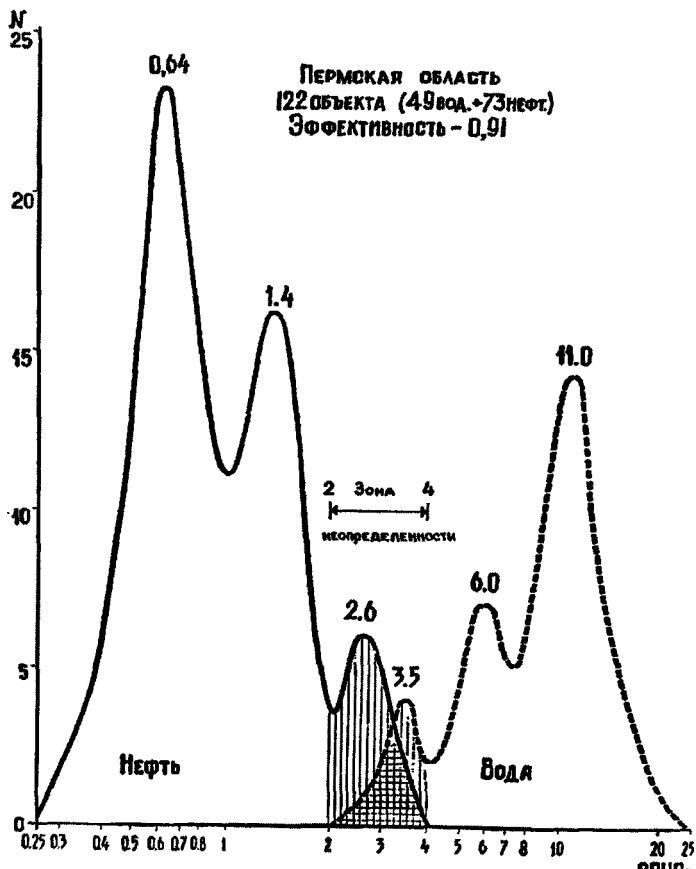


Рис. 4.10. **Определение типа залежи углеводородов по палеткам раздельного анализа газосодержания (по Л.М. Чакалину)**

$$O_{пус} = \frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot ... \cdot C_{n-1}}{(C_2 + C_3 + ... + C_n)^n}, \quad (4.11)$$

где C_1, C_2,..., C_n – соответствующие углеводородные газы (метан, этан и т.д.), n – порядковый номер максимально тяжелого газового компонента в смеси углеводородных газов.

В табл. 4.2 приведены значения обобщенного показателя углеводородного состава газов.

Для исключения влияния содержащейся в промывочной жидкости нефти рекомендуется определять фазовые состояния углеводородов в продуктивном пласте по трем (C_1, C_2, C_3) или четырем (C_1, C_2, C_3, C_4) газовым компонентам.

На рис. 4.11 показан пример определения насыщенности 122 объектов по данным газового каротажа с использованием критерия $O_{пус3}$ (№ 1 в табл. 4.2). Продуктивные и водоносные объекты характеризуются распределениями с тремя максимумами значений обобщенного показателя углеводородного состава. Максимумы 0.64, 1.4 и 2.6 соответствуют, соответственно, нефтенасыщенным пластам с небольшим газовым фактором и тяжелыми компонентами углеводородных

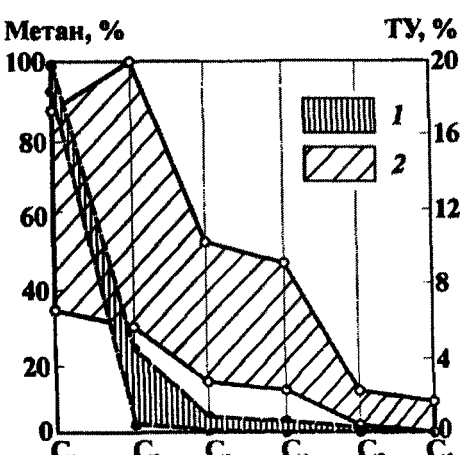


Рис. 4.11. Определение характера насыщения пластов по величине обобщенного показателя углеводородного состава (по Э.Е. Лукьянову)

Таблица 4.2

Критерии определения характера насыщения пласта по величине обобщенного показателя углеводородного состава

№ п/п	Обобщенный показатель углеводородного состава	Фазовое состояние флюида				
		газ	газовый конденсат	нефть	окисленная (остаточная) нефть	воды, контактирующие с залежью
1	$\frac{C_1 \cdot C_2}{(C_2+C_3)^2}$	7–300	2–10	0.5–5.0	<0.25	2.0–25
2	$\frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}{(C_2+C_3+C_4)^2}$	2–30	0.7–2.0	0.08–0.95	<0.05	0.9–0.6
3	$\frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}{3}$	0.1–180	160–760	500–9000	>9000	100–200
4	$\frac{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5}{5}$	$2 \cdot 10^{-4}$–100	100–1100	700–$25 \cdot 10^4$	>250000	1.1–25
5	$\frac{(C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5) \cdot 100}{C_1(C_2+\text{высш})}$	$3 \cdot 10^{-5}$–0.65	0.65–5.0	3.3–1200	>1200	0.1–1.0

газов, 1.4 – газонефтенасыщенным пластам со средним газовым фактором, а 2.6 – газонефтенасыщенным пластам (рис. 4.11).

Водонасыщенные пласты характеризуются распределением в диапазоне изменения обобщенного показателя углеводородного состава $О_{пус3}$ 2.0 – 25.0. При этом максимум 3.5 соответствует водам в зоне ВНК, 6.0 – законтурным водам, а 11.0 – водам контура питания на значительном удалении от залежи. Интервал перекрытия распределений для продуктивных и водонасыщенных объектов (2.0 – 4.0) соответствует переходной зоне.

При использовании $О_{пус4}$ в качестве критерия разделения объектов по насыщенности уверенно дифференцируются (без перекрытия) пласты, насыщенные нефтью, с нефтегазовым насыщением и газовым конденсатом.

4.7. ОСОБЕННОСТЬ СТРУКТУРЫ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Станции ГТИ

Основная особенность функционирования автоматизированной станции для исследования скважин в процессе бурения связана с непрерывным представлением информации в

функции времени и дискретным выбранным шагом квантования – в зависимости от глубины скважины. Такое представление информации обеспечивает контроль технологического процесса в вертикальных масштабах времени и глубины скважины. Непрерывная регистрация технологических параметров бурения в функции времени позволяет оперативно распознавать предаварийные ситуации в масштабе реального времени без применения специальных датчиков.

На рис. 4.12 представлена блок-схема одного из вариантов автоматизированной станции геолого-технологических исследований (ГТИ).

Информация от датчика проходки 1 поступает на панель глубин 11. Также на панель 11 поступает сигнал от выключателя 2 неподвижного конца талевой системы, так называемого «мертвого конца».

Датчики давления 3, веса инструмента 4, расхода бурового раствора на входе в скважину 5 и на выходе из нее 7, уровня промывочной жидкости в приемных емкостях 8, турботахометра 9 связаны каждый со своей измерительной системой

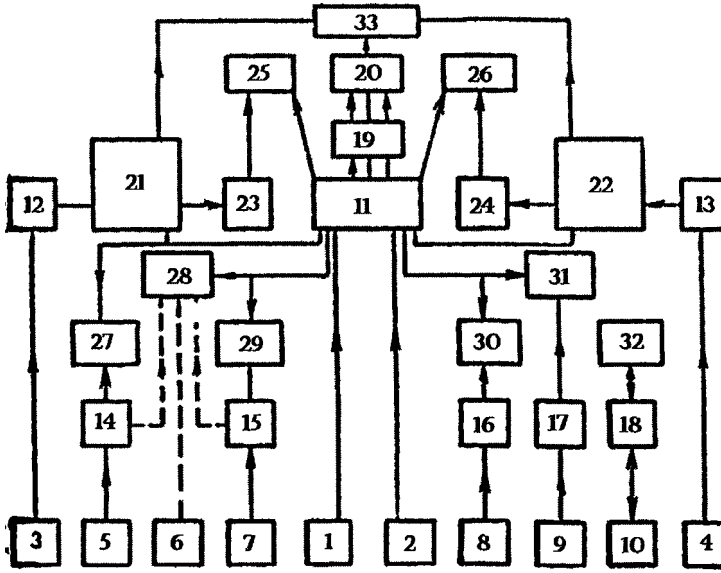


Рис. 4.12. **Блок-схема станции ГТИ**

12 – 17, выходы которых подсоединяются к регистраторам 21, 22, 27, 29, 30 и 31, измеряющим поступающую информацию в функции времени. Информация о давлении и весе инструмента в регистраторах 21 и 22 преобразуется с помощью ретрансляторов 23, 24 и передается на вход регистраторов 25, 26 тех же параметров в функции глубины. Датчик расхода промывочной жидкости 6 подключен к входу регистратора 28.

Регистратор детального механического каротажа 20 связан интерфейсом с панелью глубин 11 и блоком набора времени 19. Устройство 33 служит для контроля и анализа отдельных операций процесса бурения. Для связи оператора с бурильщиком на станции предусмотрено переговорное устройство с усилителем 18 и микрофонами – приемниками 10, 32.

В настоящее время информационно-измерительная система станций ГТИ выпускается в нескольких модификациях РАЗРЕЗ-2, ИМС-96-2, СИРИУС и др., объединяющих в себе функции регистрации технологических, геохимических и геологических параметров с соответствующим программно-методическим обеспечением.

Важными элементами ИИС для исследования скважин в процессе бурения являются средства наземного контроля информационных параметров, в первую очередь, датчиков, устанавливаемых на технологическом оборудовании буровой.

Вместе с датчиками в состав комплекса средств наземного контроля и управления процессом бурения скважин входят блоки питания и коммуникации, пульт контроля и управления, блок наблюдения – на площадке буровой и размещенное в помещении бурового мастера устройство регистрации. Указанный комплекс обеспечивает контроль технологических параметров, выработку управляющих сигналов и сигналов тревоги (табл. 4.3).

Датчики информационно-измерительной системы ГТИ по своему функциональному назначению подразделяются на следующие пять групп:

1. Датчики, характеризующие технологические процессы бурения: перемещение талевого блока, он же проходки, он же глубиномер, частота вращения ротора, момент на роторе, момент на машинном ключе, давление ПЖ, расход ПЖ, уровень в емкостях.

2. Датчики свойств промывочной жидкости: плотность, вязкость, объемное газосодержание, минерализация, температура.

3. Газоаналитическая аппаратура: дегазаторы ПЖ, суммарные

Таблица 4.3

Информативность управляющих сигналов

Сигнал на пульте	Назначение
Вес	Отключение привода лебедки при перегрузке талевой системы
Талевый блок	Отключение привода лебедки при подъеме талевого блока выше заданной высоты
Давление	Отключение привода насоса при превышении допустимого давления
Циркуляция	Наличие давления в манифольде нагнетательной линии
Момент	Отключение привода ротора при превышении допустимого крутящего момента
Момент	Отключение машинного ключа при превышении допустимого крутящего момента
Уровень	Отклонение уровня ПЖ в приемных емкостях от заданного
Плотность	Отклонение плотности ПЖ от заданной
Перелив	Перелив скважины при доливе в процессе подъема инстумента

Газоанализаторы (индикаторы горючих газов) и хроматографы.

4. Аппаратура и оборудование для анализа горных пород.

5. Оборудование для контроля цементирования скважины.

Информация от датчиков по п.п. 1, 2 регистрируется непрерывно, от газоаналитической аппаратуры поступает как в непрерывном, так и в дискретном (определение компонентного состава газа на хроматографе), по п. 4 – всегда в дискретном, а по п. 5 – в непрерывном режиме.

По степени обработки исходной информации датчики можно разделить на следующие группы:

1. Датчики, преобразование сигналов которых до уровня нормированных производится на вторичных измерительных пультах (панелях).

2. Датчики, преобразование сигналов которых до уровня нормированных производится в самом датчике.

3. Микропроцессорные (интеллектуальные) датчики, в которых первичный измерительный сигнал преобразуется в цифровой код, передаваемый далее на вход компьютера.

4. Измерительные системы, содержащие сложные функциональные преобразователи, на базе современных средств микропроцессорной техники, например, аппаратура виброакустического каротажа с радиоканалом, блоком Фурье-преобразователя сигналов от трехкомпонентного акселерометра, устанавливаемого на вертлюге.

Особенности структуры и технологические характеристики датчиков для изменения технологических параметров буре-

ния достаточно подробно изложены в специальной литературе [107]. Поэтому остановимся более подробно на описании структуры ИИС для газового каротажа.

Как указывалось выше, газоаналитическая аппаратура состоит из аппаратуры для определения суммарного содержания газа в ПЖ и аппаратуры для определения компонентного состава газа.

В качестве аппаратуры для анализа общего газосодержания углеводородных и неуглеводородных газов применяют термохимические (термокаталитические) детекторы, катарометры (детекторы по теплопроводности), полупроводниковые детекторы и оптические детекторы (по инфракрасному излучению).

В качестве аппаратуры для определения компонентного состава углеводородных и неуглеводородных газов применяют хроматографы, работающие в режиме программирования рабочей температуры или изотермическом режиме. В качестве рабочего газа (газа-носителя анализируемой пробы) используют воздух или гелий, а детекторов – термохимические, полупроводниковые или пламенно-ионизационные датчики.

Эффективность решения задач при газовом каротаже в значительной степени определяется не только эффективностью работы детектора, но и дегазаторов промывочной жидкости.

В настоящее время в России и за рубежом применяются ***механические дегазаторы*** с дроблением потока, представляющие спускаемый в ПЖ цилиндр, в нижней части которого размещен вал с поперечным разбрызгивателем, а в верхней привод в виде электродвигателя или пневмотурбины с редуктором. На боковой поверхности цилиндра имеются отверстия для выхода ПЖ, а в верхней – штуцер для отвода газовоздушной смеси.

Вакуумновибрационный вытеснительный дегазатор (ВВВД) за счет дублирования системы обеспечивает непрерывный отбор части ПЖ и дегазацию, а за счет оснащения датчиками (катарометры или ИК-излучения) превращается в автоматизированную выносную газоаналитическую систему с параллельным определением свойств ПЖ.

Создание вакуума в корпусе дегазатора и эвакуация выделяющейся газовоздушной смеси обеспечивается двумя вакуум-насосами, каждый из которых работает на один из двух дегазаторов. В случае необходимости часть газовоздушной

смеси может быть по отводной трубке направлена для анализа на хроматографе.

Особенностью конструкции ВВВД является установленное в нем электромеханическое устройство впуска атмосферного воздуха, производящего под действием перепада давления интенсивное перемешивание ПЖ и ее дегазацию. Дополнительная дегазация ПЖ производится с помощью цилиндрического пьезокерамического излучателя, вырабатывающего мощные акустические сигналы, создающие импульсы давления в анализируемой промывочной жидкости.

Информация от газоанализаторов и датчиков ВВВД предварительно обрабатывается микропроцессором, а затем через выносную систему сбора и обработки информации поступает для окончательной обработки в станцию ГТИ.

Изложенная ИИС ВВВД позволяет определить температуру ПЖ до и после ее дегазации, плотность ПЖ до и после дегазации, объемное газосодержание до и после дегазации, степень дегазации ПЖ, количество метана в 1 литре ПЖ, количество тяжелых УВ в 1 литре ПЖ, а также компонентный состав газов.

Кроме рассмотренных типов дегазаторов, эффективную дегазацию можно осуществлять с помощью ***высокоструйного дегазатора (ВСД)***. ВСД содержит корпус с наклонными стенками, в который с помощью специального насоса подается часть потока ПЖ, не подвергшегося воздействию атмосферного воздуха. В качестве детектора газа в ВСД используются газометры или ИК-датчики. Кроме указанного датчика в ВСД имеются датчики для непрерывного измерения температуры, плотности ПЖ объемного газосодержания, минерализации, диэлектрической проницаемости.

Аналогично дегазатору типа ВВВД, информация, получаемая в ВСД, предварительно обрабатывается в микропроцессорном блоке, а затем через выносную систему сбора и обработки информации передается в программно управляемый комплекс станции ГТИ (РАЗРЕЗ-2, ИМС-96-2, СИРИУС и др.).

В некоторых случаях: очень низкая скорость бурения, значительные репрессии на пласт и т.п., концентрации газа в ПЖ очень малы и содержащийся в буровом растворе газ находится в растворенном состоянии. Единственным способом выделения перспективных объектов в этом случае является анализ равновесного пара, находящегося в равновесии с ПЖ, с помощью высокочувствительной хроматографии.

Для изучения растворенных углеводородных газов и ПЖ применяется дегазатор, в котором используется принцип противотока, благодаря разбавлению ПЖ горячей водой и группе частично погруженных в нее вращающихся дисков. Тонкая пленка влаги, увлекаемая большой поверхностью этих дисков при вращении, быстро приходит в равновесие с газовой фазой.

Особенностью конструкции является возможность независимого регулирования скорости потоков промывочной жидкости, воды и газа (воздуха). Соотношение этих объемных скоростей определяет отношение концентраций анализируемых газообразных компонентов в поступающей ПЖ и в газовой фазе на выходе из прибора, поступающей для анализа в хроматографе.

Анализируя преимущества и технические характеристики дегазаторов различного типа, можно сделать следующие выводы:

1. Наиболее высокой степенью дегазации (до 98 %) обладают термовакуумные и вакуумные с вытеснением дегазаторы. Дегазаторы с механическим дроблением потока и контурный дегазатор обеспечивают 50-процентную дегазацию, а поплавкового типа – не более 25 %.

2. Кроме термовакуумного дегазатора, для которого требуется лабораторное помещение, остальные можно устанавливать на выходе из скважины (в желобе).

3. По удобству обслуживания наиболее предпочтительными являются вакуумные с вытеснением, поплавковый и механический с дроблением потока дегазаторы.

Принцип действия всех рассмотренных дегазаторов заключается в снижении давления в отбираемой для анализа промывочной жидкости ниже давления насыщения.

Извлеченный из ПЖ газ непрерывно исследуется на суммарное содержание углеводородных газов в газовоздушной смеси с помощью термохимических, термокондуктивных и пламенно-ионизационных газоанализаторов.

В ***газоанализаторах термохимического типа*** сжигают содержащиеся в газовоздушной смеси углеводородные газы вблизи нагретой до высокой температуры платиновой нити. За счет сжигания УВ происходит дополнительный нагрев нити и увеличение ее сопротивления. При этом количество теплоты пропорционально объему сгоревшего газа, что и позволяет измерять суммарное содержание углеводородных газов в газовоздушной смеси.

Применение ***газоанализаторов термокондуктивного типа*** основано на теплопроводности горючих газов. Диапазон изменения концентрации анализируемых газов значительно шире у газоанализаторов этого типа по сравнению с термохимическими.

В ***газоанализаторах пламенно-ионизационного типа*** используется эффект ионизации молекул газовой смеси при ее сгорании в пламени горелки. Появление ионов между разнополярными электродами приводит к возникновению ионизационного тока, сила которого пропорциональна числу ионов, а следовательно, объему сгоревшего газа. Газоанализаторы пламенно-ионизационного типа являются наиболее чувствительными по сравнению с термохимическими и термокондуктивными газоанализаторами.

В отличие от анализа общего газосодержания определение компонентного состава углеводородных газов осуществляется в дискретном режиме с помощью хроматермографии (хроматографии).

В хроматограф анализируемая газовоздушная смесь поступает в разделительную колонку, содержащую адсорбент (активированный уголь, цеолиты и др.). Перемещаясь через слой адсорбента, проба разделяется на индивидуальные компоненты, которые затем поступают в рабочую камеру газового детектора последовательно, в соответствии с типом углеводородного газа и физико-химическими свойствами адсорбента.

В методе газовой хроматографии используется различие в скоростях прохождения различных компонентов углеводородных газов, перемещаемых через слой сорбента потоком инер-

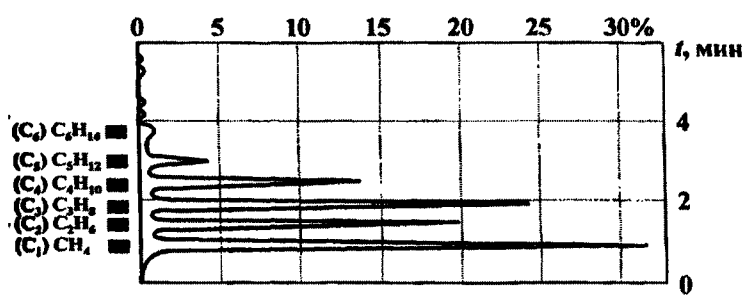


Рис.4.13. **Хроматограмма углеводородных газов:**
1 – CH_4, 2 – C_2H_6, 3 – C_3H_8, 4 – C_4H_{10}, 5 – C_5H_{12}, 6 – C_6H_{14}

тного газа-носителя. Из-за различия скоростей каждый компонент анализируемой смеси удерживается в сорбирующем веществе в течение различного времени. Для метана оно составляет 1 минуту, для этана – около 1.3 минуты, пропана – 2.2 минуты, бутана – 2.9 минуты, пентана – 3.5 минуты и гексана – 4 минуты. На рис. 4.13 показана хроматограмма анализируемой смеси углеводородных газов.

В процессе хроматографического анализа удерживаемые на сорбенте газовые компоненты увлекаются газом-носителем и поступают на вход дегазатора, с помощью которого определяется их содержание в газе-носителе. Содержание газовых компонент можно определить по площади под соответствующими аномалиями (пиками) на хроматограмме. Промежутки между пиками соответствуют газу-носителю.

Для повышения оперативности исследований в используемых при газовом каротаже хроматографах применяется хроматермография. В этом случае на перемещающийся в колонке газ-носитель осуществляется тепловое воздействие. Применение хроматермографии позволяет сократить продолжительность цикла анализа.

Время цикла анализа зависит не только от технических характеристик хроматографа, но также от скорости проходки. Так, при повышенных скоростях бурения происходит «размывание» газовой аномалии на устье скважины. Поэтому при скоростях бурения 20 – 30 м/ч частотная характеристика хроматографа должна быть не ниже $(6 - 8)\cdot10^{-3}$ Гц. Это обеспечивает время цикла одного анализа 2 – 2.5 минуты и позволяет работать хроматографу в режиме непрерывной смены циклов.

При более высоких скоростях бурения (около 120 м/ч) газовый хроматограф должен обеспечивать продолжительность одного цикла временем 1 минута, то есть работать с частотой не менее $1.6\cdot10^{-3}$ Гц.

Для надежного компонентного анализа смеси углеводородных газов необходима предварительная калибровка хроматографа путем анализа пробы с известным составом газовой смеси.

4.8. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ШЛАМА

Преимуществом использования шлама в качестве источника петрофизической информации является то, что он непрерывно поступает на поверхность в процессе бурения, его

отбор не требует (как при анализе керна) остановки бурения, он характеризует весь (а не дискретно, как при исследованиях по керну) вскрываемой скважиной разрез. Поэтому привлечение данных петрофизических исследований по шламу значительно расширяет петрофизическое обеспечение интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Газометрический анализ шлама

Методика определения общего и компонентного содержания газа в образцах бурового шлама схожа с рассмотренной выше методикой газового каротажа по промывочной жидкости. Для дегазации шлама применяют термовакуумную дегазацию путем нагревания анализируемого шлама до температуры 70°С и одновременного снижения давления для увеличения степени дегазации шлама.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА)

Данный вид анализа относится к оптическим методам исследования органического вещества пород и нефтей. Физической основой метода является способность битумов и битуминозных веществ, облученных ультрафиолетовым излучением, люминесцировать после снятия облучения. Для этого вида анализа характерны экспрессность, достаточно высокая чувствительность, относительная простота исследований и их невысокая стоимость.

Возбуждение люминесценции битумосодержащих пород осуществляется источником ультрафиолетового излучения на длинах волн 366 нм.

Информативным параметром люминесцентно-битуминологического анализа является цвет люминесценции. Интенсивность люминесценции зависит от количества битума, а ее цвет от компонентного состава. Объектом исследования при ЛБА является жидкая вытяжка, извлеченная из бурового шлама или промывочной жидкости с помощью растворителя. Основные цвета битумоидов зависят от их плотности и меняются от голубого (масла) к желтому (масла и смолы), коричневому (смолы асфальтены) и черному (асфальтены) по мере утяжеления битумоида. В пределах каждого из четырех основных цветов имеются 4 – 6 оттенков.

Дифференциация битумоидов на фракции в условиях естественного залегания зависит от состава самого битумоида,

от размера и конфигурации открытых полостей пустотного пространства породы, от сорбционной активности входящих в состав породы минералов и от стадии катагенеза, которые прошла исследуемая порода. Так, соответствующий маслам голубой цвет имеет фиолетовые, зеленоватые, беловатые и сероватые оттенки, а соответствующий асфальтенам черный цвет – буроватые и коричневатые оттенки.

При исследовании методом ЛБА образцов горных пород люминесценция формируется на входящих в состав минераль-

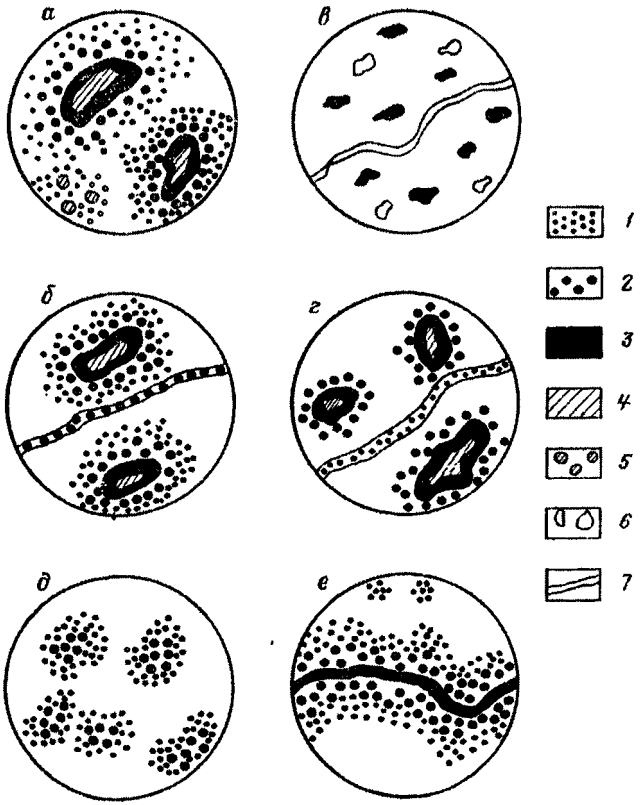


Рис.4.14. **Пример распределения битумоидов в породе с различным типом пустотного пространства (по Т.А. Ботневой и др.)**

ных компонентах, рассеянном органическом веществе и битумоидах.

На рис. 4.14 показан пример распределения битумоидов в породе при изучении шлифов с помощью люминесцентного микроскопа.

При визуальном анализе присутствующие в шламе битумоиды выделяются люминесцирующим свечением.

При наличии в промывочной жидкости добавок нефти или других углеводородсодержащих веществ исследуемые фракции шлама необходимо предварительно разломить для исключения свечения на поверхности шламинок. В случае отсутствия люминесценции внутри шламинки она отбрасывается и не подлежит дальнейшему анализу. Люминесцирующий шлам исследуют капельно-люминесцентным методом. Для этого выделенный из общей пробы шлам измельчают и просеивают через сито, отбирая частицы размером менее 0.25 мм в количестве 0.5 $см^3$. Отобранную пробу насыпают на пропитанную растворителем фильтровальную бумагу и на вершину конусной насыпки пробы наносят 20 капель растворителя (например, хлороформа) для вымывания битумоидов.

После испарения растворителя измельченную пробу удаляют с фильтровальной бумаги и остающееся на бумаге пятно диаметром 2 – 3 см исследуют, оценивая интенсивность и цвет люминесценции. Форма пятна (точка, кольцо, ровное пятно) характеризует содержание битумоидов в исследуемой пробе и оценивается по 15-балльной шкале, а цвет – тип битумоида: Л – легкий, МБ – маслянистый, СБ – смолистый.

На практике принята следующая система основных цветов: белый, серый, голубой, синий, зеленый, желтый, оранжевый, коричневый, черный. Основные цвета имеют темные или светлые оттенки. В этом случае оттенки указываются перед основным цветом, например, темно-зеленый, беловато-желтый, темно-коричневый и др.

Метод инфракрасной спектрометрии шлама

Этот метод основан на анализе инфракрасного (ИК) излучения, сопровождающего поглощение ИК-излучения исследуемым веществом. Оно происходит, если частота ИК-излучения совпадает с собственной частотой колебания атомов в молекулах исследуемого вещества, например, в нефти или металлах.

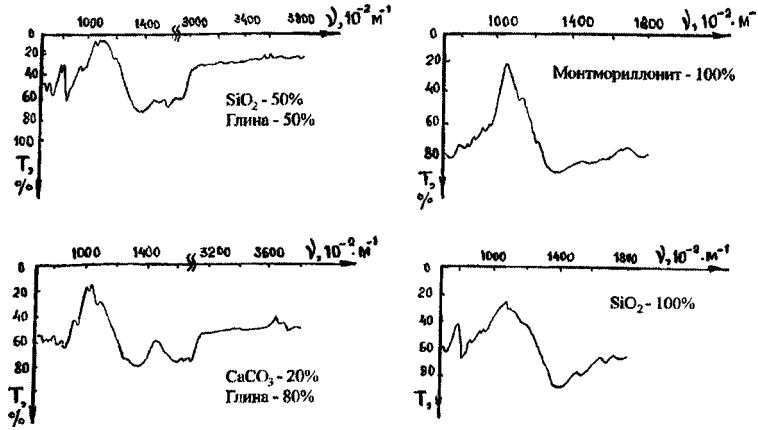


Рис. 4.15. **Спектры ИК-излучения основных породообразующих минералов**

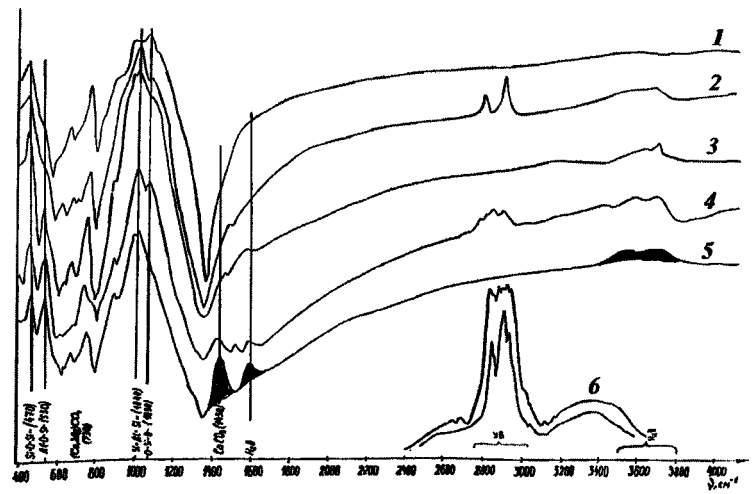


Рис. 4.16. **Спектры ИК-излучения осадочных пород**

Информативными характеристиками ИК-спектров являются количество, форма, ширина полос поглощения и их положения на шкале частот или обратных длин волн. Интенсивность (амплитуда или площадь пика полосы) пропорциональна содержанию вещества в анализируемой пробе. Особенности ИК-спектров заключаются в том, что они являются суммарными – на одном спектре могут присутствовать все полосы поглощения, соответствующие всем входящим в анализируемый образец веществам (минералам, органическим веществам, физически и химически связанной воде). На рис. 4.15 и 4.16 показаны ИК-спектры основных породообразующих минералов и осадочных пород.

Совместный анализ спектров инфракрасного излучения главных породообразующих минералов и осадочных пород свидетельствует о том, что по характеристике наиболее сильной полосы породы могут быть отнесены к определенному типу: песчаник, глина, известняк, ангидрит. В табл. 4.4 приведены характеристики ИК-спектров осадочных пород.

Для применения ИК-спектрометрии на буровой требуется использование информационно-измерительной системы на основе фильтрового анализатора. Его отличием от анализаторов непрерывного действия является то, что с его помощью регистрируется поглощение инфракрасного излучения в узкой полосе информационных частот посредством набора узкополосных фильтров.

Фильтровый анализатор содержит оптический и электронный модули, блок питания. Двухканальный оптический модуль содержит источник ИК-излучения, измерительный и сравнительный каналы, приемник излучения. В качестве источника ИК-излучения используется нихромовая спираль, нагреваемая до температуры 800°С.

В состав прибора входят десять пар дисперсионно-интерференционных узкополосных фильтров. Из них две пары предназначены для анализа нефтей и имеют максимум пропускания на характерной для углеводородов полосе пропускания (на длине волны 3.42 мкм). Семь пар светофильтров имеют максимум пропускания на длинах волн 6.15, 6.95, 8.72, 9.20, 9.85, 12.67 и 97.6 мкм, характерных для анализа ангидрита, кальцита, гипса, кварца, глин и доломита. Одна пара светофильтров имеет максимум на полосе пропускания 6.0 мкм и используется для учета влияния рассеянного излучения на частицах образца.

Таблица 4.4

Характеристики ИК-спектров основных осадочных пород

Осадочная порода	Основной минерал	Характеристика ИК-спектров		
		ширина полосы, $см^{-1}$	максимум полосы, $см^{-1}$	интенсивность полосы
Песчаник	Кварц	1050 – 1220	1100, 1175	Очень сильная
Алевролит		770 – 810	780, 800	Средняя
Песчаный сланец		690 – 710	697	Слабая
Глина, аргиллит	Каолинит	890 – 1180	1035, 1118	Очень сильная
Глинистый сланец			913, 1010	Очень сильная
Известняк, мергель	Кальцит	1300 – 1600	1430	Очень сильная
		840 – 900	878	Средняя
		705 – 725	715	Слабая
Доломит	Доломит	650 – 900	885	Сильная
		720 – 740	730	Средняя
Гипс	Гипс	1050 – 1220	1148, 1095	Очень сильная
		1000 – 1020	1008	Средняя
		1305 – 1345	1325	Средняя
		650 – 670	660	Средняя
Органическое вещество	Органическое вещество	2700 – 3080	2840	Сильная
Вода	Физически связанная	3450 – 3800		Слабая
	Химически связанная	1520 – 1650	1600	Средняя
Нефть	Нефть	2700 – 3100	2900	Очень сильная
		1400 – 1500	1410	Сильная

Концентрацию минералов в исследуемом образце определяют с использованием уравнения Бугера – Ламберта – Бера:

$$D(\lambda) = \varepsilon(\lambda) \cdot c \cdot d, \qquad (4.12)$$

где $D(\lambda)$ – оптическая плотность, $\varepsilon(\lambda)$ – коэффициент поглощения ИК-излучения минералом на длине волны λ, c – концентрация минерала, d – толщина образца.

В случае двух- или трехкомпонентного состава анализируемой пробы составляют системы из двух или трех уравнений (по числу подлежащих определению минералов). Основной вклад в погрешность измерений вносит взаимовлияние индивидуальных полос поглощения ИК-излучения остальными минералами, присутствующими в суммарном спектре. Однако достигнутая погрешность анализа методом ИК-спектрометрии не превышает 7 – 8 % относительных.

Важным преимуществом ИК-спекторметрии является возможность определения связанной воды в минералах сложного состава, а также концентрации нефти в шламе, керне и промывочной жидкости.

Изучение тонкой структуры образцов шлама и керна и насыщающих их флюидов методом ИК-спектрометрии особенно эффективно с помощью Фурье-спектрометров.

Метод спектрометрии естественного гамма-излучения

Этот метод позволяет определить как общую (интегральную) радиоактивность пород по шламу, так и содержание в ней естественных радиоактивных элементов – калия, тория и урана. Указанные элементы характеризуются определенной энергией излучаемых ими гамма-квантов:

^{40}K – 1.46 МэВ, ^{226}U – 1.76 МэВ и ^{232}Th – 2.62 МэВ.

Спектрометрию естественного гамма-излучения проводят с помощью трех- или четырехканального анализатора (четвертый канал используется как интегральный) и радиометром со сцинтилляционным детектором. Для повышения эффективности исследований исследуемую пробу шлама размещают в специальный двойной стакан, который надевают на кристалл сцинтиллятора или насыпают в цилиндрическую полость в сцинтилляторе. В обоих случаях измерения осуществляют в близкой к 4π-геометрии, повышая тем самым чувствительность и экспрессность анализа.

Привязка результатов спектрометрии естественного гамма-излучения к глубине скважины осуществляется путем сравнения с данными гамма-каротажа в интегральной или спектральной модификации.

Использование данных спектрометрии гамма-излучения позволяет дифференцировать так называемые «немые» спектры, определять природу радиоактивных аномалий, изучать условия осадконакопления отложений, проводить корреляцию по выявленным радиоактивным реперам.

Метод ядерно-магнитного резонанса

Физической основой метода ЯМР является резонансное поглощение энергии ядерно-магнитного поля протонами (ядрами атомов водорода), находящимися в свободном состоянии в постоянном магнитном поле, и последующее изучение энергии на частоте свободной прецессии протонов после воз-

действия на исследуемый образец мощным электромагнитным импульсом.

Информационно-измерительная система метода ЯМР обеспечивает облучение анализируемого шлама в импульсном режиме, измерение сигнала свободной прецессии (ССП) после подачи возбуждающего его импульса и регистрацию кривой спада амплитуды сигнала во времени, так называемой релаксационной кривой. Угол наклона релаксационной кривой позволяет судить о водородосодержании, а при насыщении образца жидкостью известного водородосодержания – о его пористости.

Измерения проводят по отобранным однородным шламинкам, помещенным в пробирку объемом до 4 см^3. Облучение образца шлама проводят на одной частоте при заполнении керосином или фторосодержащей жидкостью пространства между шламинками. Отсутствие во фторосодержащей (фторорганической) жидкости протонов и ее инертность по отношению к воде и керосину позволяет по разности показаний при двух замерах учитывать вклад межчастичной жидкости (керосина) в измеряемый сигнал свободной прецессии.

С помощью метода ЯМР можно оценить качество коллекторов, остаточную водонасыщенность, глинистость, выделить интервалы битуминозных коллекторов (в сочетании с другими методами ГИС).

Определение удельного электрического сопротивления

Определение удельного электрического сопротивления пород по шламу можно проводить методом эталонных жидкостей на четырехэлектродной установке, совмещенной с ванночкой, последовательно заполняемой эталонными жидкостями с известным удельным сопротивлением $\rho_{эт}$. Исследуемые образцы шлама размещают в съемной кассете, последовательно устанавливаемой в ванночке после смены эталонных жидкостей. Последовательно, до заполнения съемной кассеты шламом, производят измерения сопротивлений эталонных жидкостей на четырехэлектродной установке и строят эталонную кривую. На рис. 4.17 приведен пример определений удельного электрического сопротивления пород по шламу способом эталонных жидкостей. Искомое значение удельного сопротивления определяют по абсциссе точки пересечения эталонной (1) и экспериментальной (2) кривых.

Определение плотности и пористости

Достаточно крупного размера шламинка предварительно высушивается при температуре 105°С. После измерения ее массы в воздухе, шламинку насыщают керосином, взвешивают в воздухе и керосине.

Объемную плотность сухого образца определяют из выражения:

$$\delta_n = \frac{m_1 \cdot \delta_ж}{m_1' - m_2 - \Delta m}, \quad (4.13)$$

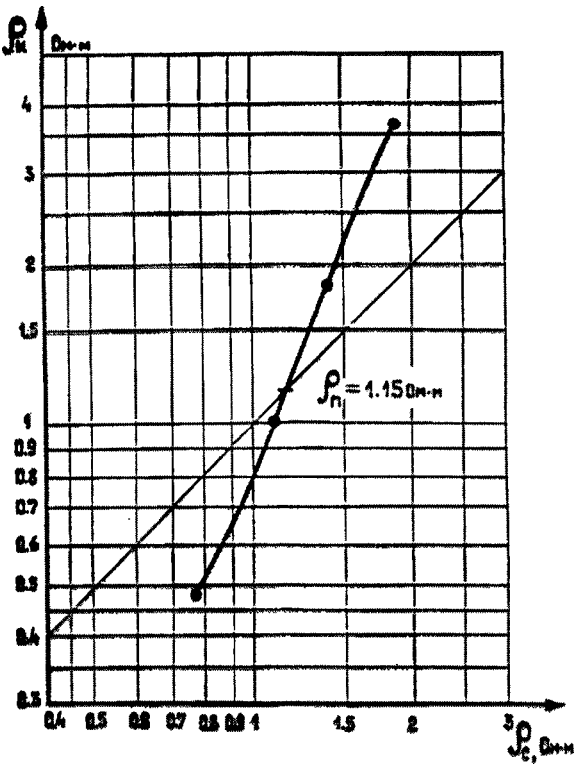


Рис. 4.17. **Пример определения удельного электрического сопротивления пород по шламу способом эталонных жидкостей**

где m_1 – масса сухого образца в воздухе; $\delta_ж$ – плотность рабочей жидкости (керосина); m_1^1 – масса насыщенного образца в воздухе; m_2 – масса насыщенного образца в керосине, Δm – масса проволочки, прикрепляющей шламинку к коромыслу торсионных весов типа ВТ-500.

Определение открытой пористости по шламу проводят по формуле:

$$K_п = \frac{m_1^1 - m_1}{m_1^1 - m_2}. \quad (4.14)$$

В выражении (4.14) те же обозначения, что и в формуле (4.13).

Минералогическая плотность может быть определена экстраполяцией зависимости $\delta_п = f(K_п)$ до пересечения с осью ординат (ось значений плотности). Значение минералогической плотности образца будет соответствовать плотности на оси ординат, пересекающей ось абсцисс в точке $K_п = 0$.

При определении петрофизических характеристик пород по шламу необходимо отметить следующие проблемы.

В отличие от керна, при исследованиях по шламу к нему следует подходить как к статистическому объекту не только с точки зрения его представительности. Воздействие бурового инструмента (долота) на разрушаемую в процессе бурения горную породу приводит к образованию в шламе микротрещин. Этот эффект может приводить к искажению результатов определения емкостных и фильтрационных характеристик пород по шламу. На шламе практически невозможно определить горизонтальную и вертикальную проницаемость в случае значительной анизотропии пород.

Еще одна проблема связана с необходимостью привязки данных исследований по шламу к глубинам скважины. Она обусловлена гравитационным «проседанием», отставанием от потока ПЖ крупноразмерных фракций, попаданием в буровой раствор обвальных фракций, относящихся к ранее пробуренному интервалу. В горизонтальных скважинах с волнообразным профилем происходит так называемое дюнообразование, осаждение крупных фракций шлама на вогнутых участках волнообразного профиля.

4.9. ПРИВЯЗКА ШЛАМА К ГЛУБИНАМ СКВАЖИНЫ

Установлено, что процесс гравитационного осаждения частиц в потоке ПЖ происходит при турбулентном режиме. В этом случае скорость седиментации частиц шлама в промывочной жидкости определяется формулой Р.Г. Реттингера:

$$v_c = K_\phi \cdot \left(\frac{d_p \cdot (\delta_п - \delta_{пж}}{\delta_{пж}} \right)^{0.5}, \qquad (4.15)$$

v_c – скорость осаждения частиц шлама, см/с; K_ϕ – коэффициент, зависящий от формы частиц шлама; d_p – диаметр шара, имеющего частице неправильной формы, с максимальными размерами, см; $\delta_п$, $\delta_{пж}$ – плотность, соответственно, шлама и ПЖ.

Из формулы (4.15) видно, что скорость седиментации крупных частиц шлама определяется его фракционным составом. Поэтому каждая фракция будет характеризоваться собственным значением скорости, а следовательно, глубиной отставания. Принято использовать следующие градации размеров шлама: не менее 2.9 мм, от 3 до 5 мм и более 5.1 мм. С учетом фракционного состава шлама отставание по глубине (метрах) определяется из выражения:

$$\Delta H = \frac{16.6 \cdot V_{пж}}{Q_{вых} \cdot T_{мех}}, \qquad (4.16)$$

$V_{пж}$ – объем ПЖ, эвакуированный из скважины с объемной скоростью $Q_{вых}$; $T_{мех}$ – величина обратная средней скорости бурения.

Глубина интервала скважины, с которой получена проба шлама, описывается выражением:

$$H = H_c \cdot \left(1 + \frac{v_{мех}}{v_ш} \right)^{-1}, \qquad (4.17)$$

где H_c – глубина скважины в момент отбора шлама, м; $v_{мех}$, $v_ш$ – скорости, соответственно, бурения и подъема шлама, м/с.

Для оперативной привязки крупных фракций шлама к истинным глубинам залегания рассчитывается время перемещения выбуренных частиц от забоя до устья скважины:

$$t = H \cdot [60 \cdot (v_{пж} - \alpha \cdot v_c)]^{-1}, \quad (4.18)$$

где H – глубина скважины, м; $v_{пж}$ – скорость движения ПЖ в затрубном пространстве, м/с; v_c – скорость седиментации шлама, м/с; α – коэффициент, характеризующий площадь кольцевого пространства.

Установлено, что фракции шлама размером менее 1 мм (пульпа) движутся синхронно с буровым раствором и их привязка по глубине не вызывает проблем. Поэтому, проводя определение минералогической плотности по пульпе и шламу, отобранному на виброситах, можно осуществлять привязку по глубинам. Как показывает опыт, хорошие результаты привязки получаются в случае сопоставления массовых определений петрофизических характеристик по шламу и их сопоставления с диаграммами ГИС. При этом следует сопоставлять данные определений, основанных на одинаковых параметрах: плотность по шламу и диаграммы ГГМ-П, радиоактивность по шламу и кривые гамма-метода и т.д.

ГЛАВА V
МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

5.1. ЗАДАЧИ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

В настоящее время практическое использование методов ажинной геофизики в процессе освоения скважин, конт- их эксплуатации, капитального ремонта, интенсификации ычи получило приоритет в мире на большинстве средних рупных нефтегазовых месторождений. В России создана рокая сеть региональных и ведомственных сервисных про- ловых и геофизических предприятий, активно использую- средства промыслово-геофизического контроля (ПГК). За жом достижения геофизических служб, профилирующих- решении задач «каротажа продуктивности» (Production ing) и гидродинамических испытаний пластов (Well Testing), учили заслуженное признание у всех известных нефтега- обывающих компаний.

Ведущие западные сервисные компании (Schlumberger, urton и др.) в настоящее время активно работают в России странах СНГ на правах субподряда у ведущих недропользо- лей. Другие же нефтегазодобывающие компании РФ ши- практикуют для внутреннего использования закупку и при- ение передовых технологических, технических и программ- средств ПГК. Многие российские сервисные компании так- активно развивались последнее время, смогли перешагнуть иональный статус, обладают собственным производством ерительной аппаратуры и скважинного оборудования.

Выбор того или иного комплекса исследований при ПГК определяется как стоящей геолого-промысловой задачей, так и типично эксплуатационными причинами: конструкцией и состоянием скважины, режимами работы пластов и скважины, характером заполняющей ствол среды, динамикой потока. В эксплуатационных скважинах наиболее широко распространено использование ядерных (радиометрических), термических и гидродинамических методов и способов измерений. Параллельно могут контролироваться устьевые параметры: температура, давление, фазовые расходы, состав продукции.

На рис. 5.1 представлена схема, на которой приводится структура ПГК как составляющая направлений промыслово-геофизических и собственно промысловых исследований.

Основными задачами ГИС-контроля в обсаженных скважинах традиционно считают: контроль процесса вытеснения углеводородов водой (с выходом на количественное определение текущего насыщения пластов), а также контроль параметров состава, профиля притока и технического состояния ствола скважины. Однако, в связи с активным развитием в последние годы прогрессивных технологий цифрового геомоделирования (в частности, гидродинамического моделирования), массовую оценку текущего нефтегазонасыщения объектов разработки стало возможным проводить на моделях, минимизируя прямые геофизические исследования в скважинах. Одновременно акцент в проведении системных исследований на месторождениях сместился в сторону гидродинамических методов (ГДИС), результаты которых необходимы для настройки самих фильтрационных моделей. Информационное обеспечение на базе системных ГДИС – ПГИ процессов геомоделирования и проектирования разработки позволяет в конечном счете повысить нефте(газо)отдачу на месторождениях.

Конечной целью ПГК является получение информации о состоянии продуктивности пластов для выбора оптимальной системы разработки залежи, обеспечивающей максимальное извлечение из недр нефти и газа. Систему наблюдений за добывающей скважиной можно разделить на следующие *технологические комплексы контроля:*

- характера изменения параметров продуктивности и насыщения пластов;
- нарушений в работе скважины, возникающих вследствие

опережающего обводнения, межпластовых перетоков и негерметичностей технического оборудования.

Возможности стационарных геофизических исследований для решения первой группы задач считаются ограниченными, но могут быть расширены за счет привлечения результатов газо(гидро)динамических наблюдений и благодаря информативности ряда

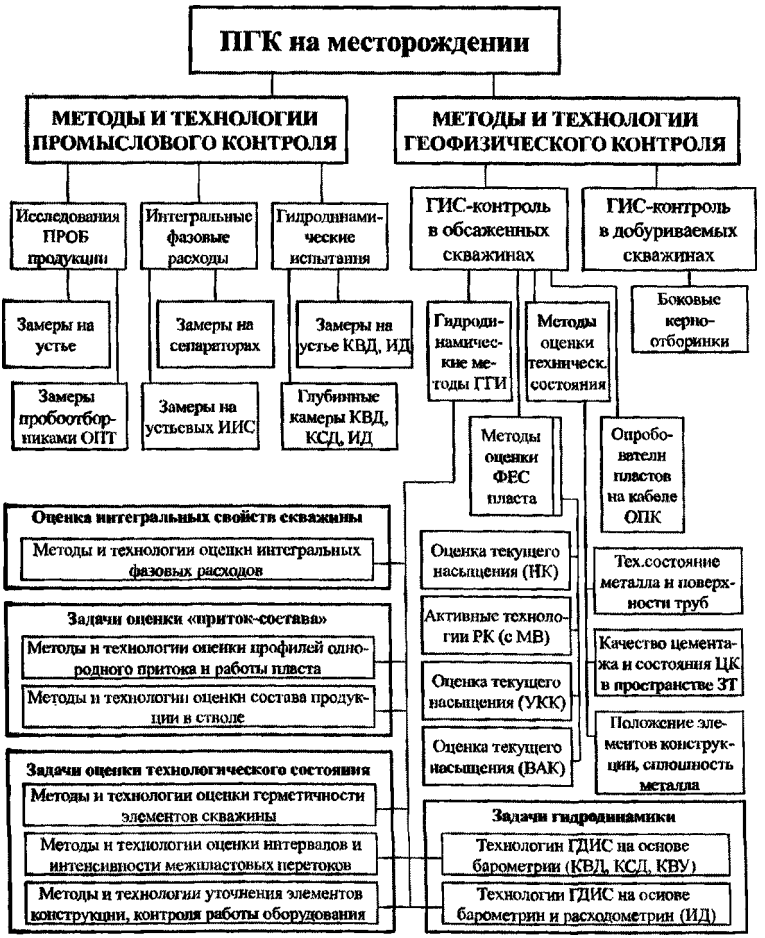


Рис. 5.1. **Состав промыслово-геофизического контроля (ПГК)**

технологий с искусственным воздействием на пласт (путем закачки в него «меченого» вещества МВ) – так называемые «специальные» исследования «каротаж – воздействие – каротаж».

Вторая группа задач имеет исключительное значение для обоснования мероприятий, связанных с проведением капитального ремонта и восстановлением добычи. В настоящее время на нефтегазовых месторождениях в нашей стране большой фонд добывающих скважин выведен из эксплуатации по причине обводнения или аварийного состояния подземного оборудования. Основным источником информации о характере нарушений в работе скважин являются промыслово-геофизические исследования. Но их возможности по-прежнему ограничены из-за малой эффективности технологий измерений и обработки получаемых материалов.

В последние годы появилось много оригинальных и перспективных разработок в области создания измерительной аппаратуры, метрологического обеспечения геофизических исследований, способов измерений и методики извлечения геолого-промысловой информации. Возможности промысловой геофизики расширились вследствие широкого применения компьютерных технологий обработки получаемых материалов.

Основные задачи ГИС-контроля в обсаженных скважинах разделяют на группы:

1. *Технические задачи* (обусловлены текущей конструкцией скважины):

1.1. контроль перфорации, оценка совершенства вскрытия;

1.2. уточнение глубины подвески НКТ, положения других элементов конструкции скважины или подземного оборудования;

1.3. определение интервалов негерметичности обсадных колонн и НКТ;

1.4. изучение текущего состояния колонн (смятий, коррозии);

1.5. оценка текущего состояния цементного камня, его плотности и характера распределения за колонной, оценка герметичности искусственного забоя, выявление зон гидрато- и солеобразований.

2. *Технологические задачи* (обусловлены условиями измерений):

2.1. изучение термобарических условий в скважине;

2.2. изучение фазового состояния флюида в стволе скважины;

2.3. наблюдение за текущими уровнями жидкости в стволе скважины (в НКТ и в межколонном пространстве);

2.4. выявление перетоков между продуктивными пластами по стволу скважины и по заколонному пространству;

2.5. оценка их интенсивности, выявление причин заводнения и интервалов поступления воды в ствол действующей скважины;

2.6. определение суммарных фазовых дебитов продукции скважины, оценка ее фазовой продуктивности;

2.7. выявление техногенных залежей газа и мест его утечек в скважине.

3. *Геолого-промысловые задачи* (обусловлены работой продуктивного пласта):

3.1. оценка характера насыщения пластов-коллекторов, коэффициентов текущей газо- и нефтенасыщенности;

3.2. уточнение интервалов дренирования, охвата выработкой и заводнением, работой, оценка профилей притока и приемистости;

3.3. определение дифференциальных (попластовых) фазовых дебитов;

3.4. определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта, оценка пластовых давлений и температур.

В зависимости от вида решаемых задач и от типа наблюдаемого объекта (пласт или скважина) результативность геофизических исследований может существенно меняться. Повышение эффективности ГИС-контроля, как правило, связывают с усложнением технологии измерений и обработки данных.

Современная концепция развития измерительных средств промысловых и геофизических методов исследований продуктивных скважин включает оптимизацию их комбинации за счет выделения групп методов, наиболее полно характеризующих конкретные процессы в работе скважин и пластов.

Специфика же ГИС-контроля сводится к следующему:

- широкий и разнообразный диапазон исследуемых объектов;
- большое число решаемых задач и большое количество используемых методов с применением самых различных физических принципов;
- динамичность поведения исследуемых объектов (скважина и пласт могут менять свое состояние не только в течение проведения комплекса ГИС, но и в процессе одиночного геофизического исследования);
- широкий диапазон возможностей по управлению состоянием скважины в процессе проведения ГИС, выбору оптимального способа измерений и интерпретации;

- разнообразие решаемых задач, методов, методик, технологий проведения геофизических исследований и интерпретации получаемых материалов;
- перемещение удельного веса в системе с технических средств на методико-технологические средства (методики проведения скважинных измерений, способы интерпретации результатов, алгоритмы автоматизированной интерпретации);
- глубокая взаимосвязь технологии и методики проведения исследований и способа интерпретации результатов от условий измерений в скважине в процессе проведения измерений;
- сложность унификации и стандартизации процедур интерпретации, и как следствие этого – многовариантность обработки, большой удельный вес интерактивных методов интерпретации;
- большое количество разнообразной входной и выходной информации, и как следствие – сложная и разветвленная структура баз данных для их хранения.

5.1.1. Задачи промыслового контроля

Планирование промысловых мероприятий проводится на основе анализа разработки и увязывается с информативностью других методов контроля разработки месторождения (в том числе и с методами ГИС-контроля). Основными показателями при анализе разработки является динамика изменения:

1) фонда скважин;
2) дебитов нефти, газа и воды;
3) закачки воды (газа);
4) пластового и забойного давления;
5) газового фактора;
6) контуров нефте- и газоносности;
7) данных о проведенных геолого-технологических мероприятиях (ГТМ).

Накопление данной информации осуществляется путем регулярного снятия показаний различных устьевых датчиков (фазовых расходов в сепараторных установках, буферного и затрубного давлений, уровней эхолокации и др.).

Оперативные способы оценки пластового давления включают:

- прямые замеры глубинными датчиками (включая технологии ГДИС);
- контроль текущих статических уровней жидкости в простаивающих эксплуатационных или в пьезометрических скважинах;

- расчеты забойного и пластового давлений через устьевые.

Достоверность последнего способа на практике может быть невысокой и требует сопоставления с данными прямых замеров.

В соответствии с задачами промыслового контроля результаты технологических измерений (ТИ) документируются в виде следующих карт:

- текущего состояния разработки;
- текущих или накопленных отборов;
- текущих или накопленных закачек;
- изобар (на фиксированный интервал времени, обычно – раз в квартал);
- обводнения (на дату);
- текущих газовых факторов.

Все указанные карты (за исключением карт изобар) строятся на основе структурных геологических карт с указанием начальных или текущих контуров нефтегазоносности.

При анализе разработки за длительный период по данным промыслового мониторинга составляются также графики разработки (по всему месторождению и его блокам). Графики разработки дают представление об изменениях во времени всех перечисленных выше параметров. Кроме того, могут быть задокументированы кривые, характеризующие некоторые соотношения (например: динамику текущей добычи в зависимости от текущего коэффициента нефтеотдачи или коэффициента извлечения нефти; динамику накопленной добычи нефти или газа в отношении к начальным извлекаемым или балансовым запасам; динамику пластового давления в зависимости от текущей компенсации отбора жидкости закачкой воды в пласт; динамику обводненности продукции в зависимости от текущего коэффициента нефте- и газоотдачи и т.п.), позволяющие оценивать эффективность разработки (темп разработки, эффективность мер по поддержанию энергии пласта).

Основными критериями эффективности разработки залежи являются следующие показатели промыслового контроля: темп отбора нефти (газа), нефте-газоотдача пласта. Если запасы вырабатываются медленно или неравномерно, то это обычно может быть связано с одной из следующих причин [13]:

- ярко выраженной геологической неоднородностью пласта по вертикали или по площади;
- низкими темпами отбора жидкости (преимущественно в ухудшенных зонах коллектора);

- опережающим обводнением в части залежи или по наиболее проницаемым прослоям пласта.

Результаты анализа получаемых данных позволяют наметить необходимые для улучшения системы разработки мероприятия:

- по увеличению охвата пластов воздействием путем ввода новых нагнетательных скважин, корректировки нагнетательных рядов и увеличения удельных объемов закачки;
- по увеличению добывающих мощностей за счет бурения новых скважин, забуривания боковых стволов, строительства высокопроизводительных горизонтальных скважин;
- по интенсификации отборов из быстро обводняющихся скважин;
- по увеличению производительности отдельных скважин (проведение экономически обоснованных мероприятий по улучшению и очистке призабойных зон скважин с ярко выраженным скин-фактором, проведению ГРП, выполнению капитального ремонта в отдельных скважинах, замене малопроизводительного насосного оборудования и др.).

5.1.2. Задачи промыслово-геофизических исследований при контроле разработки

Эффективность промыслового анализа резко повышается, если промысловый мониторинг комбинировать с мероприятиями по геомониторингу. По промыслово-геофизическим данным оцениваются: текущие положения контактов, охват пласта работой или другими процессами выработки, текущие параметры ФЕС и пр. Поэтому на практике регулярные скважинные измерения промысловыми (наземными) средствами дополняют системой периодических глубинных исследований с помощью методов ГИС-контроля (охватывающих в первую очередь комплексы гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических (ПГИ) измерений в фонде обсаженных скважин). Фактически на нефтяных и газовых месторождениях организуют систему не промыслового, а промыслово-геофизического контроля разработки месторождений.

Исследования по ГИС-контролю характеризуются методами и технологиями, крайне разнообразными по физическим основам, решаемым задачам и применяемому аппаратурно-методическому обеспечению.

Основные измерения методами ПГИ в обсаженных сква-

жинах используются для решения следующих задач:

- уточнения границ нефте- и газонасыщенных толщин, определения работающих эффективных толщин, охвата работой пласта, профиля притока (приемистости);
- оценки текущей нефтегазонасыщенности, контроля за расформированием зоны проникновения и динамикой обводнения пластов (отдельно пластовыми и закачиваемыми водами), контроля за характером вытеснения;
- определения источников обводнения пластов (с учетом влияния межпластовых перетоков), уточнения ФЕС пластов, оценки технического состояния скважин.

Для получения параметров текущей насыщенности используются методы ПГИ: временные измерения стационарными (СНМ) и импульсными (ИНМ) (включая технологии с закачкой МВ) нейтронными методами, метод наведенной активности (МНА), импульсный спектрометрический нейтронный гамма-метод (ИНГМ-С или С/О-каротаж), гамма-метод по радиогеохимическому эффекту, волновой акустический метод (ВАК), электромагнитные методы (для обсаженных стеклопластиковыми колоннами скважин), электрометрия через обсаженную колонну (типа «CHFR»), глубинные опробователи на кабеле (типа «MDT-CHDT»).

Для определения работающих и дренируемых толщин, коэффициентов охвата пластов процессами выработки, обводнением, оценки профиля и состава притока (включая диагностику водопритоков), суммарных и дифференциальных фазовых дебитов, удельных фазовых продуктивностей используются: расходометрии (РМ), термометрии (ТМ), барометрии (БМ), оценки состава продукции, термокондуктивной индикации (ТИ) притока, акустической (ШИ) и электромагнитной (ШС) шумометрии (спектральной).

Основные параметры, характеризующие техническое состояние эксплуатационных скважин: интервалы негерметичностей колонн, герметичность искусственного забоя, наличие и качество цементного камня в затрубье, интервалы заколонных перетоков, направление и состав межпластовых перетоков, места образования сальников и гидратных пробок, эффективные внутренние диаметры колонн, толщина стенок обсадных труб (включая зоны, подверженные коррозией), интервалы перфорации и работающей перфорации, положение других элементов конструкции (пакера, пусковых муфт, циркуляционных клапанов, башмака НКТ, хвостовика и т.п.).

Для оценки указанных параметров применяются методы: оценки «притока-состава», ВАК, скважинный акустический телевизор (САТ), гамма-гамма (ГГЦ) и акустическая цементометрия (АКЦ), гамма-гамма (ГГДТ) и электромагнитные методы дефектоскопии (ЭМД), микрокавернометрия (профилеметрия МК), локация муфт (ЛМ) и др. Дополнительно возможно применение активных технологий, связанных с закачкой в пласты МВ (включая радиоактивные изотопы ИР) и контроль их методами термометрии (ТМ), резистивиметрии (РИ), импульсными нейтрон-нейтронными методами (ИННМ), гамма-методом (ГМ), др.

Контроль за состоянием технологического оборудования (срабатывание пусковых муфт при компрессировании, определение критических условий для выноса жидкости с забоя потоком газа, определение динамических уровней раздела фаз в скважине и др.) с целью оптимизации работы технологического оборудования (выбор штуцера для фонтанных скважин, обоснование оптимальной производительности и глубины спуска насосов и т.п.), контроль эффективности выполняемых в скважинах технологических операций (по повышению нефте-(газо) отдачи пластов. Проводится с помощью многорежимных замеров термометрии и методов оценки «притока-состава».

5.1.3. Задачи гидродинамических исследований ГИС-контроля

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) объединяют комплекс технологий, предполагающий регистрацию в скважинах кривых изменения гидродинамических параметров. Параллельно в рамках выполнения промыслового контроля могут вестись так называемые «технологические измерения» (ТИ) (устьевых давлений и температур, суммарных фазовых дебитов, динамических уровней и т.п.).

С помощью обработки кривых ГДИС получают *информацию непосредственно о системе «скважина-пласт»*:

- значения фильтрационно-емкостных и динамических свойств коллектора (гидропроводности, проницаемости, продуктивности и пр.);
- данные о типах и местоположении различных неоднородностей и границ;
- параметры энергетического состояния системы «скважина-пласт» (пластового, забойного давления, депрессии, пр.);

- характеристики качества вскрытия пласта и состояния призабойной зоны скважин (скин-фактор, параметры трещины гидроразрыва и пр.).

Информация ГДИС может использоваться *для решения следующих геолого-промысловых задач*:

- уточнения геологического строения месторождения;
- оценки эффективности применяемой системы разработки;
- оценки энергетического состояния залежи;
- подбора оптимального режима и способа эксплуатации скважины;
- оценки качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважин;
- контроля эффективности мероприятий воздействия на пласт.

Для интерпретации материалов ГДИС *используются данные оперативного технологического контроля и отдельные результаты* замеров ПГИ – ГИС, в том числе данные о:

- наличии гидродинамической связи пласта и ствола скважины;
- составе и свойствах пластового флюида, флюида продукции;
- текущих характеристиках технологического режима работы скважины (дебитах, обводненности и пр.), а также предыстории работы скважины до начала ГДИС;
- эффективных и работающих толщинах пластов, фактах гидродинамической сообщаемости разных пластов вследствие образования заколонных перетоков;
- текущем насыщении эффективных толщин пластов.

ГДИС подразделяются на ***базовые*** и ***экспресс-исследования*** (классификация по А.И. Ипатову, М.И. Кременецкому).

Базовые ГДИС (БИ) проводятся в опорных (специально отобранных) скважинах по апробированным программам, либо согласно программе специальных исследований, что позволяет уверенно определять параметры как удаленной, так и ближней зон пласта. Дополнительной задачей базовых ГДИС является оценка параметров трещин, образующихся при гидроразрыве пласта (ГРП), определение вертикальной анизотропии пласта и т.п. Указанная информация используется при совместном анализе результатов промысловых и геофизических исследований с целью оценки характера выработки залежи, а также при гидродинамическом моделировании разработки месторождения.

Экспресс-исследования (ЭИ) проводятся в более массовом порядке в скважинах эксплуатационного фонда по упрощен-

ным технологиям с целью приближенной оценки фильтрационных параметров пласта и изучения динамики их изменения во времени. Тем не менее, отдельные результаты экспресс-исследований могут иметь статус базовых (например, это касается забойных и пластовых давлений, продуктивностей для однопластовых залежей).

Объекты базовых исследований выбираются исходя из условия, что информация об исследуемом пласте (участке пласта) должна являться опорной для понимания геологического строения и оценки гидродинамического состояния залежи. Объекты исследований должны быть по возможности равномерно распределены по площади, удовлетворять требованиям РД 153-39.0-109-01 по охвату и этапности исследований [117].

В результате базовых исследований решают следующие задачи:

1. Уточнение геологического строения, размера резервуара (область дренирования), наличия границ, неоднородностей пласта.

2. Количественная (с высокой степенью достоверности) оценка фильтрационных параметров дальней зоны пласта (гидропроводности, подвижности, пьезопроводности, проницаемости и др.).

3. Количественное определение полного набора гидродинамических параметров (включая величину скин-фактора), характеризующих радиальную неоднородность и совершенство вскрытия пласта (включая параметры трещины ГРП).

4. Оценка достоверности гидродинамических параметров пласта, получаемых при массовой обработке данных экспресс-исследований и ТИ.

Базовые исследования в первую очередь нацелены на изучение начального (не нарушенного эксплуатацией) состояния пласта и определения фильтрационных свойств наполняющего его флюида. Поэтому в качестве объектов для базовых исследований обязательно используются разведочные скважины, которые должны исследоваться как непосредственно после бурения (в открытом стволе), так и в процессе освоения (в обсаженной скважине).

Другой задачей базовых исследований является получение информации о текущих гидродинамических параметрах пласта. Поэтому они должны проводиться в части скважин эксплуатационного фонда. Охват базовыми исследованиями всего фонда эксплуатационных скважин может варьировать от 10 –

20 % (добывающий фонд) до 30 – 50 % (нагнетательный фонд), сеть пьезометрических скважин обычно исследуется полностью в течение квартала.

В качестве объектов для изучения гидродинамических параметров удаленных зон пласта чрезвычайно благоприятны длительно эксплуатируемые нагнетательные скважины, опорная сеть которых должна периодически исследоваться раз в 1 – 2 года. Проведение базовых ГДИС в опорных добывающих скважинах наиболее рационально с периодичностью раз в 0.5 – 1 год. Приоритет должен отдаваться фонтанирующим скважинам, фонд которых по возможности должен исследоваться полностью.

Одной из главных составляющих системы базовых ГДИС являются исследования по специально подготовленным программам: с проведением гидропрослушивания, с использованием забойных датчиков давления под приемом насоса, с закрытием скважины непосредственно на забое, с применением нестандартных комплексов ГДИС и т.п.

Экспресс-исследования являются относительно дешевым и наиболее распространенным способом получения оперативной информации. Частота ЭИ выбирается из расчета охвата оперативными ГДИС большей части действующего фонда скважин в течение года. Исходные данные ЭИ должны подвергаться обязательной оценке качества замеров. Результаты заведомо недостоверных исследований не должны использоваться на этапах документирования и анализа. Среди ЭИ, характеризующих работу пластов, наиболее значимыми являются оценки, сделанные с помощью забойных (автономных или дистанционных) датчиков.

ЭИ позволяют определить забойные и пластовые давления, коэффициенты продуктивности скважины (по жидкости или газу). По последним оценивают приближенные значения проницаемости пласта (обычно искаженные влиянием скин-фактора). Оценки продуктивности по ГДИС (особенно, полученные по данным глубинных датчиков) используются для экспертизы имеющихся промысловых оценок удельной продуктивности. Значения продуктивности обязательно должны быть исправлены с учетом имеющихся достоверных данных ГДИС. Не допускается создание моделей разработки пластов на основании невыверенных значений удельной продуктивности.

Данные ЭИ должны использоваться для выбора объектов проведения специальных работ, а также для изучения характера изменчивости параметров пласта во времени.

5.1.4. Задачи динамической петрофизики

В разделе 5.2.5 приведены основные закономерности изучения методами ПГИ для оценки текущего насыщения пластов процесса вытеснения углеводородов при разработке нефтяных и газовых пластов. В соответствии с этим для целого ряда методов ГИС-контроля разработаны эффективные способы контроля параметров нефте- и газонасыщения, степени выработки, нефте- и газоотдачи. Так как в основе любых методов ГИС лежат определенные петрофизические связи, то петрофизические зависимости, учитывающие динамику обводнения порового пространства горных пород, условно можно отнести к области «динамической петрофизики». Задачи динамической петрофизики и методы их решения подробно описаны в работах [87, 122].

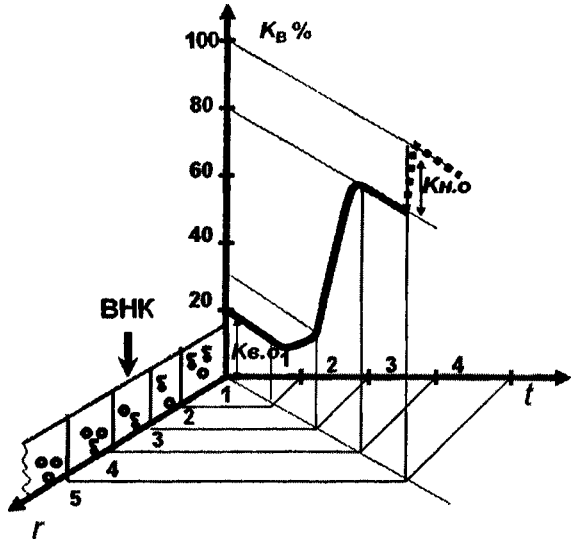


Рис. 5.2. **Зависимости текущей водонасыщенности пласта $K_{в.о}$ от времени разработки t и от вертикальной координаты залегания залежи R. Зоны продуктивного пласта:**
1 – нефтенасыщенная (до начала разработки – с остаточной водонасыщенностью $K_{в.о}$); 2 – переходная (нефтенасыщенная обводненная); 3 – фильтрации водонефтяной смеси; 4 – промытая (с остаточной нефтенасыщенностью $K_{н.о}$); 5 – водоносная

Особенности процессов вытеснения углеводородов

Отметим, что процессы вытеснения углеводородов водой (или газом) могут быть изучены как в динамике процесса заводнения, так и в пространстве (при перемещении от нефте-(газо)насыщенной зоны к водонасыщенной зоне). Причем наблюдаемые зависимости изменения параметров начального, текущего и остаточного нефте(газо)насыщения в обоих случаях очень близки (рис. 5.2).

Начальная энергия нефтяного пласта связана с упругими силами, напором воды за контуром, давлением газа в газовой шапке (если она есть), упругостью выделяющегося из нефти растворенного газа. Обычно одной естественной упругой энергии пласта недостаточно для обеспечения высокой нефтеотдачи залежей, вследствие чего необходимо соблюдать режим поддержания пластового давления (ППД) путем искусственного воздействия на пласт (обычно закачкой воды, реже – газа). При эксплуатации газовых залежей в основном хватает природной энергии газового или упруговодонапорного режима.

При вытеснении нефти водой фильтрация жидкости осуществляется по поровому пространству горной породы (которое обычно имеет довольно сложный характер с большим диапазоном размеров пор). Конечная нефтеотдача пласта зависит от гидродинамического сопротивления каналов (или сил вязкого сопротивления), капиллярных сил, силы тяжести. Объем остаточной нефти во многом зависит от смачиваемости флюидов.

Для равномерного вытеснения нефти водой в неоднородном по проницаемости пласте необходимо, чтобы скорость фильтрации жидкости по высокопроницаемым толщинам (системе крупных пор) была оптимальной и не превышала некоторого предела, при котором обеспечивается максимальная капиллярная пропитка движущейся водой соседних низкопроницаемых толщин (мелких пор). Таким образом, обычно (ньютоновские жидкости) в поровом пространстве одновременно происходят процессы, связанные как с вытеснением, так и с перераспределением фаз. Вязкие же нефти имеют максимум нефтеотдачи при предельном увеличении скорости фильтрации воды.

Вытеснение углеводородов водой не позволяет обеспечить их полное извлечение из пласта. Микрозащемление в

порах (вследствие неравномерной пропитки) нефти и газа может дополняться блочным макрозащемлением, приводящим к образованию целиков в пласте.

Таким образом, основные петрофизические характеристики продуктивных пластов при выработке (заводнении) во времени или по мере подъема контактов (ГВК, ВНК) меняются. Наиболее показательные динамические превращения наблюдают при контроле за разработкой месторождений по изменениям следующих петрофизических свойств.

Удельное электрическое сопротивление породы. Сначала вследствие отрыва от стенок пор части остаточной рыхлосвязанной воды кажущееся УЭС может несколько вырасти, затем наблюдается характерное устойчивое падение показаний вследствие смешивания углеводородов с вытесняющей пластовой водой или ее осолоненной оторочкой, а в конце возможен заметный рост УЭС из-за замещения минерализованной пластовой воды пресными закачиваемыми водами.

Диэлектрическая проницаемость. С увеличением обводненности возрастают значения диэлектрической проницаемости как пластового флюида, так и всей горной породы до 1.6 раза при вытеснении пресной водой и до 2.2 раз при вытеснении соленой водой.

Собственные потенциалы. Величина и вид аномалий ПС обусловлены физико-химическими процессами на поверхностях раздела «пласт – скважина», «скважина – вмещающие породы», «вмещающие породы – пласт», то обводнение водами, отличающимися от пластовых по минерализации, приводит к изменению потенциала ПС и смещению «линии глин» по сравнению с исходной величиной – если обводнение пласта происходит по кровле пласта.

Естественная гамма активность. Обводнение пласта может привести к образованию радиогеохимического эффекта (РГЭ), то есть к повышению показаний повторных ГМ вследствие адсорбции на цементном камне обогащенных выщелоченными солями радия (калия, урана) на фронте вытеснения оторочки из пластовых (остаточных) и нагнетаемых (внешних) вод.

Нейтронные характеристики пластов реагируют на характерные в процессе заводнения изменения концентрации хлора, водородосодержания и в меньшей степени – плотности пласта.

Динамические и кинематические акустические характеристики. Изменение состава заполнителя пор влияет на упругие и

инерционные свойства поперечных и продольных волн; так с ростом водонасыщенности скорость продольных волн сначала несколько снижается, а затем стабильно растет; коэффициенты же затухания продольных и поперечных волн при замещении нефти водой соответственно снижаются и растут.

Акустические шумы. Так как вязкость воды выше, чем у газа, то после заводнения газового пласта обычно имеет место смещение амплитудно-частотного спектра сигналов пассивной акустики в сторону диапазона более низких частот.

Таким образом, с помощью временных исследований методами ГИС и ГИС-контроля, контролируются следующие основные «динамические» петрофизические параметры:

- соотношение углеводородов и воды в поровом пространстве, распределение остаточных вод в порах;
- текущая минерализация и диэлектрическая проницаемость вод в порах;
- двойные электрические слои на поверхности пор, характеризующие набухание глинистых частиц при взаимодействии с пресными водами;
- плотность (сжимаемость) пластового флюида;
- температура и давление флюида в пласте.

Контроль выработки при вытеснении нефти и газа закачиваемой водой

Условием рациональной разработки месторождений является оптимальное соотношение нефте- и газоотдачи, а также финансовых затрат. Степень извлечения углеводородов определяют соответствующие коэффициенты, оцениваемые как отношение извлеченной доли запасов к начальным балансовым геологическим запасам.

$$\eta'_{н,г} = Q_{изв_н,г} / Q_{нач-бал_н,г}. \qquad (5.1)$$

В период заводнения *коэффициент нефтеотдачи* (коэффициент извлечения нефти КИН) равен произведению коэффициента охвата пласта заводнением $\beta_{охв.зав}$ и коэффициента вытеснения нефти $\beta_{выт.н}$:

$$\eta'_{н} = \beta_{охв.зав} \cdot \beta_{выт.н}. \qquad (5.2)$$

Величина КИН зависит от многих факторов, основными из которых являются микро- и макронеоднородности коллектора. Также определяющимися критериями являются система разработки, вязкость и газовый фактор нефти. В зависимости от природных условий и условий разработки КИН может варьировать от 0.1 до 0.8, причем, как правило, доля неизвлеченных запасов превышает (иногда существенно) величину $K_{н.о}$, то есть неизвлекаемую долю нефти, определяемую критерием микронеоднородности коллектора.

Текущий коэффициент вытеснения - это отношение объема вытесненной (на момент оценки) нефти к объему с начальной нефтью. Он может быть выражен через параметры нефтенасыщения:

$$\beta_{выт.н.тек} = 1 - K_{н.тек} / K_{н.нач}, \quad (5.3)$$

где $K_{н.тек}$ – текущая нефтенасыщенность; $K_{н.нач}$ – начальная нефтенасыщенность (согласно данным подсчета запасов).

Конечный коэффициент вытеснения может быть представлен аналогичным образом:

$$\beta_{выт.н} = 1 - K_{н.о} / K_{н.нач}, \quad (5.4)$$

где $K_{н.о}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Таким образом, коэффициент $\beta_{выт.н}$ – это отношение вытесненного водой (или газом) объема нефти в условиях полностью промытого пласта (т.е. при остаточном нефтенасыщении $K_{н.о}$) к начальному объему нефти в поровом пространстве пласта.

Коэффициент начальной нефтенасыщенности $K_{н.нач}$ определяется по керну, взятому в условиях раствора на нефильтрующей основе (РНО), или по ГИС в незатронутой обводнением части залежи как $K_{н.нач}=1-K_{в.о}$. Коэффициенты $K_{н.тек}$ и $K_{н.о}$ могут быть определены как по керну, так и по ГИС. Коэффициент $\beta_{охв.зав}$ – это отношение заводненного объема участка пласта, охваченного вытеснением, к первоначально нефтенасыщенному его объему (при этом толщина заводненной части пласта оценивается только по данным ГИС-контроля).

Коэффициент $\beta_{охв.зав}=\beta_{охв}\cdot\beta_{зав}$, где коэффициент охвата $\beta_{охв}$ – это отношение пор, охваченных вытеснением (фильтрацией), к объему всех пор; коэффициент заводнения $\beta_{зав}$ – это отно-

шение заводненных пор к объему пор, охваченному вытеснением. Коэффициент $\beta_{зав}$ учитывает неравномерность фронта вытеснения, на которую влияет: неоднородность, проницаемость, соотношение вязкости нефти (газа) и воды, наличие переходной водонефтяной зоны, система разработки, плотность скважин, дебит, геометрия сетки и т.п.

Коэффициент охвата может быть выражен как:

$$\beta_{охв} = e^{-[\chi\alpha\cdot(1-\psi\cdot L)]}, \quad (5.5)$$

где χ, ψ – параметры функции охвата (с учетом прерывистости в нефтеизвлечении); L – расстояние (км) от линии нагнетания до линии отбора; α – подбираемый эмпирически параметр.

Механизм вытеснения нефти изучают способами петрофизического моделирования на образцах керна (искусственные модели) или в условиях реального пласта (естественные модели). В скважинах $\beta_{выт_н}$ может быть получен в зоне промытого пласта, где можно методами ГИС измерить $K_{н.о}$. Например, по данным электрометрии через отношение удельных электрических сопротивлений, измеренных до и после обводнения, для неизмененной и промытой частей пласта приближенно определяют параметры влажности $P_{в.пл}=\rho_п/\rho_в$ и $P_{в.пп}=\rho_{пп}/\rho_{фл}$, эмпирически связанные с пластовой влажностью W.

Связь влажности дальней зоны пласта $W_п$ и его промытой части $W_{пп}$ с пористостью $K_п$ и водонасыщенностью $K_в$ имеет вид:

$$W_{пл} = K_п \cdot K_в; W_{пп} = K_п \cdot K_{в.пп}. \quad (5.6)$$

ВНИИЯГГ (ВНИИГеоинформсистем) для приближенных оценок $K_{н.о}$ и $\beta_{выт.н}$ были разработаны активные методики исследований ИНК с использованием закачек в пласт меченого вещества МВ (хлоросодержащих жидких смесей) и измерений в процессе отработки [99].

В основе данного способа лежит оценка параметра «емкость вытеснения», адекватного понятию «динамической пористости» $K_{п.дин}$:

$$K_{п.дин} = K_п \cdot \beta_{выт.н} = \Delta\lambda_п / (\lambda_{п.м} - \lambda_{п.ф}), \quad (5.7)$$

где $\Delta\lambda_п$, $\lambda_{п.м}$ и $\lambda_{п.ф}$ – соответственно: измеренное приращение декремента затухания тепловых нейтронов между замерами закачки МВ и фоновым, декременты меченого раствора (определяется концентрацией МВ в закачиваемой смеси) и пластовой нефти (или воды).

Таким образом, предварительно оценив по методам ГИС открытую пористость исследуемого пласта, зная нейтронную поглощающую способность смеси МВ и наблюдаемые против толщин пласта приращения декрементов $\Delta\lambda_п$, оценивают $\beta_{выт.н}$ и далее $K_{н.о}$.

В лабораторных условиях процесс вытеснения моделируют на цельных и составных образцах длиной до 0.5 м, насыщенных нефтью данного месторождения. Нефть вытесняют водой, близкой к пластовой. При этом помимо конечного параметра $\beta_{выт.н}$ возможно на промежуточных этапах оценивать текущие $\beta_{выт.н.тек}$. С помощью полученных на кернах зависимостей $\beta_{выт.н}=f(K_п)$ и $\beta_{выт.н}=f(K_{пр})$ можно оценивать средние значения нефтеотдачи. Недостаток данных методик – сложность создания адекватного пластовым условиям составного керна, а также трудоемкость исследований. В слабопродуктивных породах $K_{н.о}$ по керну оказывается завышенным, а значение $\beta_{выт.н}$ – заниженным [87].

Значения $\eta'_н$ аналогичны понятию *коэффициента извлечения нефти* (КИН) и в зависимости от геолого-промысловых условий месторождений могут варьировать от первых процентов до 50 % и более (суперколлектора, длительная разработка).

Коэффициенты текущей ($\eta'_{г.тек}$) и *конечной* ($\eta'_г$) *газоотдачи* оценивают аналогичным образом. Однако здесь необходимо вносить поправки за изменения пластового давления $P_{пл}$ на разных стадиях разработки. При $\beta_{охв}=1$ имеем:

$$\eta'_г = 1 - K_{г.о}/K_{г.нач} \text{ или } \eta'_г = 1 - (K_{г.о}\cdot P_{пл_нач})/(K_{г.н}\cdot P_{пл_кон}). \quad (5.8)$$

Обычно значения $\eta'_г$ в зависимости от геолого-промысловых условий месторождений составляют от 50 до 95 %.

Таким образом, решение задач по определению текущих или конечных коэффициентов нефте- и газоизвлечения (отдачи) может быть выполнено независимо как способом петрофизического моделирования, так и различными методами

ГИС-контроля. Учитывая крайнюю важность оценки указанных параметров для планирования рациональных систем разработки, оба описанных подхода по возможности должны применяться совместно.

5.1.5. Новые задачи, возможности, приоритеты промыслово-геофизического контроля. Тенденции развития

Последние годы для российских геофизиков-промысловиков были знаменательны тем, что многие нефтегазодобывающие компании, испытывающие определенные затруднения с достижением проектных коэффициентов нефтегазоизвлечения, стали на разрабатываемых месторождениях широко применять современные технологии для интенсификации притока в эксплуатационных скважинах. Так, наибольший успех и распространение в регионах Западной Сибири получили мероприятия по гидроразрыву пласта (ГРП). Частично это способствовало усилению тенденции по трансформации ряда геолого-промысловых задач, решаемых комплексами промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в эксплуатационном фонде скважин. Существуют и другие объективные причины развития указанной тенденции, но приведенный пример наиболее показателен.

Плавная смена приоритетов в геофизических исследованиях скважин при контроле разработки месторождений (ГИС-контроле) существовала практически всегда и была связана в большей степени с промысловыми причинами (с переходом на новые типы объектов эксплуатации, с внедрением более эффективных способов разработки месторождений, с совершенствованием технологий добычи углеводородного сырья в скважинах и т.п.). Кроме того, обновление основных направлений контроля разработки месторождений существенным образом всегда зависело и от развития геофизического аппаратурного, методического и программного обеспечения.

В начале становления ГИС-контроля в 40 – 60-х годах основное внимание геологов уделялось контролю за динамикой движения водонефтяных контактов. Причем наиболее информативными здесь долго оставались электрические методы ГИС-открытого ствола в добуриваемых (на уже эксплуатируемом месторождении) скважинах. Следующий этап в 70 – 80-х го-

дах ознаменовался бурным развитием и внедрением специальных методов геофизического контроля за выработкой нефтяных и газовых пластов, применяемых в обсаженных скважинах. Приоритетными стали радиометрические, термические и «потокометрические» исследования. В эти годы в стране уже активно функционировали крупные научные и производственные геофизические структуры, что в целом позволило для ряда крупных месторождений нефти и газа достичь высокого (по мировым оценкам) технологического уровня промыслово-геофизического контроля разработки месторождений. Достижения могли бы быть еще более весомыми, если бы не скрытые пороки действующей тогда (отчасти еще сохраняющейся) системы планирования и учета эффективности подрядных геофизических исследований.

Однако, несмотря на невиданный для зарубежных компаний объем выполняемых пока еще в России ПГИ, в последние годы позиции этого направления прикладной геофизики постепенно ослабевали. ГИС-контроль сдавал одну свою позицию за другой, теряя на местах свой статус лидера информационного обеспечения процессов разработки. Предпринимаемые временами попытки прорыва в этой области ГИС, к сожалению, не увенчались достойным успехом. Кардинально выходу из наблюдаемого кризиса доверия к ГИС-контролю так и не помогли ни новые сложные геофизические методы оценки текущей насыщенности, ни дорогие активные технологии исследований, ни эффективное программно-методическое обеспечение, созданное к настоящему времени. Правда, сохранились еще целые регионы, где продолжают вестись исследования, обеспечивающие системный промысловый и геофизический контроль (включая организацию качественных исследований с выходом на оценку параметров насыщения пластов, на количественное определение текущей нефте- и газонасыщенности). Но в целом ряде других мест использование геофизической службы при проведении ПГИ сведено исключительно к решению несистемных задач капитального ремонта скважин.

Казалось бы, общие итоги по последнему этапу развития ГИС-контроля далеко не оптимистичны. Однако сама тенденция, на наш взгляд, вполне объективна и закономерна. Она показательна и для зарубежных стран, где пробелы в информационном обеспечении геомониторинга уже давно восполняются результатами цифрового математического моделирования

резервуаров. Основой же для подтверждения динамических процессов на месторождениях и коррекции фильтрационно-емкостных пластовых свойств являются не столько системные (применительно к нашей действительности здесь правильнее говорить «массовые») скважинные ПГИ и ГДИС, сколько целевые точечные промысловые и геофизические исследования, заранее обоснованные исходя из анализа детальной геологической модели и достоверных данных по истории разработки. Тем не менее, несмотря на вроде бы низкий охват и периодичность выполнения этих выборочных исследований, благодаря эффективной организации и качеству их выполнения они вполне могут претендовать на роль «системных» даже при настройке гидродинамической модели месторождения.

Отрадно, что и в организации гидродинамических исследований в России в последнее время происходят заметные перемены к лучшему. Усовершенствованная в некоторых регионах система ГДИС стала основой как промыслового, так и геофизического контроля. Это позволяет по-новому взглянуть на место гидродинамических технологий в единой системе промыслово-геофизического контроля (ПГК) разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа.

5.1.5.1. Новые задачи и возможности

Как уже констатировалось выше, математическое моделирование само по себе стало полноправным способом изучения геометрических и фильтрационно-емкостных свойств разрабатываемых залежей. Наблюдаемая в последнее время тенденция по организации в крупных нефтегазодобывающих компаниях своих проектных и аналитических центров вылилась в создание специальных научно-инженерных групп, нацеленных на ведение геомониторинга и анализа разработки месторождений методами ПГК.

В свете новых задач в рамках организации единой системы промысловых и геофизических исследований при геомониторинге функции ПГК могут быть сформулированы следующим образом:

1. Обслуживание системы геомониторинга на базе автоматизированных информационно-измерительных и информационно-аналитических систем с единой геолого-промысловой базой данных, прямого геологического и гидродинамического моделирования, решения актуальных площадных задач, построения 2D- и 3D- оценок распределений параметров проницаемости по комплексу ГДИС – ПГИ – ГИС.

2. Информационное объединение результатов ГИС – ПГИ – ГДИС с чисто промысловыми и межскважинными исследованиями в единую систему геомониторинга разработки месторождений, включая планирование и организацию совместных целевых исследований из общего аналитического центра добывающей компании.

3. Привлечение к решению задач по управлению разработкой (данная возможность зависит от эффективности не отдельных исследований, а всей системы ПГК).

Правильная организация информационных потоков и оптимизация технологий в процессе их взаимообмена и комплексирования позволяет реализовать на практике ряд новых возможностей ПГК:

1. Уточнение геологической модели на основе выявления межскважинных связей по данным гидропрослушивания, вертикального сейсмопрофилирования, 3D сейсмики, трассирования фильтрационных потоков методами индикаторных исследований и пр.

2. Приведение в соответствие результатов ПГК с данными по истории разработки и с результатами гидродинамического цифрового моделирования (включая уточнение кубов проницаемости и нефтегазонасыщенности, учет межпластовых перетоков, оценки скин-фактора и т.п.).

3. Приведение в соответствие результатов анализа всех данных ПГК с результатами предварительных исследований для отдельных скважин и пластов (ГДИС, ПГИ, ГИС, керновыми исследованиями), а также с результатами опробования пластов в разведочных скважинах – с целью коррекции методики оценки качества исходных материалов.

4. Анализ динамики выработки пластов- объектов разработки (по 2D и 3D моделям) – на основе систематических данных ГДИС, ПГИ, сопутствующей промысловой информации и непосредственно результатов цифрового гидродинамического моделирования.

5.1.5.2. Новые приоритеты

1. Объемы технологических промысловых исследований сокращаются на производстве, уступая место ГДИС, как более информативным и надежным методам изучения таких технологических параметров, как забойное давление и продуктивность.

2. Методы оценки текущего нефтегазонасыщения в боль-

шинстве регионов несистемные и продолжают использоваться только для экспертных оценок построений гидродинамической модели, которая в принципе способна воспроизвести основные динамические процессы замещения углеводородов при различных механизмах вытеснения.

3. Другие промысловые исследования, обеспечивающие мониторинг добычи, приобрели первостепенную значимость при настройке самой гидродинамической модели.

4. Промыслово-геофизические исследования в обсаженных скважинах помимо решения задач оперативного контроля стали также неоценимы при настройке модели фильтрации, так как позволяют уточнить работающие толщины, профили притока и приемистости по вертикали, учесть межпластовые перетоки и техническое состояние скважин.

5. Основная нагрузка по настройке фильтрационной модели легла на базовые ГДИС, так как только эти методы совместно с данными ГИС – ПГИ позволяют оценить масштаб проницаемости в различных зонах неоднородного продуктивного пласта и в итоге – корректно построить куб проницаемости, используемый в модели.

6. Гидродинамическая модель выступает в роли нового метода изучения текущей нефтегазонасыщенности, дополняющего результаты прямых оценок в скважинах.

Хорошо известно, что большинство традиционно используемых технологий ГДИС ориентируются на стабильно или циклически работающие скважины. Это неудивительно, поскольку именно такой режим работы до недавнего времени был характерен для большинства исследуемых объектов. В этот период нашли широкое применение такие технологии исследований, как регистрация давления в процессе пуска скважины на стабильный режим закачки или отбора (КСД), остановки скважины после одного или нескольких циклов стабильной работы (КВД), измерения давления на нескольких стабильных режимах (ИД) и пр. При этом возможная нестабильность поведения скважины непосредственно после изменения режима ее работы учитывалась введением специальных поправок. Подобные подходы стали основой для большей части зарубежного и отечественного программно-методического обеспечения.

Другие (нестандартные) технологии гидродинамических исследований скважин (например, учитывающие влияние на измерения существенного «послепритока») развивались обособленно и долгое время имели лишь вспомогательное зна-

чение. Перед этими способами ГДИС не ставилась задача точной оценки фильтрационных параметров или определения особенностей геометрии пласта. Решались лишь проблемы текущей оперативной оценки его энергетических возможностей (пластового давления, продуктивности и пр.).

Однако в современных условиях циклическая и нестабильная работа чаще всего не эпизод в работе скважины, а наиболее характерное ее состояние. Поэтому под влиянием новых задач возник существенный импульс развития специальных способов гидродинамических исследований, целенаправленно ориентированных на нестабильно работающие скважины. Сущность этих технологий состоит в совместной обработке кривых давления и дебита при произвольном изменении последнего по времени. Оценка дебита предполагает устьевые замеры количества добытой продукции, контроль текущего положения динамического уровня, синхронные замеры давления на забое и устье скважины – то есть ориентирована на совместное использование как устьевых, так и глубинных средств гидродинамических измерений.

Решающее значение для смены приоритетов внутри системы ПГК имеет востребованность основных технологий ГДИС, позволяющих получать достоверную информацию, как о начальных, так и о текущих фильтрационных характеристиках объектов разработки. Последний фактор особенно актуален при настройке цифровых гидродинамических моделей эксплуатируемых месторождений.

В последнее время наблюдается настоящий бум в плане реорганизации на местах системы гидродинамических исследований скважин, как в геофизических, так и в промысловых структурных подразделениях нефтяных компаний. Помимо замены аппаратурного и программного обеспечения существенное значение приобрели вопросы, связанные с оптимизацией методики или отдельных технологий исследований.

5.2. ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВОГО И ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

5.2.1. Специфика промыслово-геофизического контроля как информационно-измерительной системы

Информационная измерительная система в самом общем понимании представляет собой совокупность элементов с оп-



Рис. 5.3. **Схема информационного обеспечения в промысловых и геофизических ИИС**

ределенной структурой и набором связей между элементами, которые объединены общей целью и алгоритмами функционирования.

Информация является одним из базовых понятий промыс-

лово-геофизических исследований и подразумевает непрерывный цикл движения данных, начинающийся со скважинных измерений и завершающийся анализом и обобщением получаемых результатов (рис. 5.3).

Информационная измерительная система в самом общем понимании представляет собой совокупность элементов с определенной структурой и набором связей между элементами, которые объединены общей целью и алгоритмами функционирования.

Промыслово-геофизический контроль за эксплуатацией в целом можно рассматривать как сложную многофункциональную информационно-измерительную систему (ИИС), обеспечивающую проведение измерений в скважинах, передачу информации по каналам связи, а также ее накопление, обработку, интерпретацию, документирование и анализ [81].

5.2.2. Состав и структура системы промыслово-геофизического контроля

Состав данных, которым оперирует система промыслово-геофизического контроля, многообразен. Он включает следующие основные виды информации:

1. Литолого-стратиграфическую характеристику исследуемого месторождения, данные о тектоническом строении и гидрогеологических особенностях изучаемого района.
2. Информацию о свойствах пластовых флюидов.
3. Данные о начальной насыщенности продуктивных коллекторов.
4. Результаты ГИС открытого ствола, полученные при строительстве разведочных скважин.
5. Результаты опробования продуктивных коллекторов.
6. Результаты ГИС, полученные при строительстве эксплуатационных скважин.
7. Промысловые данные о параметрах режимов работы эксплуатационных скважин.
8. Данные о режимах работы продуктивных пластов, включая информацию о текущем охвате пластов выработкой.
9. Данные о текущей насыщенности продуктивных коллекторов, в том числе – об охвате продуктивных пластов обводнением и о причинах обводнения.
10. Данные о текущих фильтрационно-емкостных и энер-

гетических характеристиках продуктивных пластов.

11. Данные о техническом состоянии скважин, внутри объектных и межобъектных межпластовых перетоков.

Первая группа данных (п. 1 – 5) характеризует начальное состояние разрабатываемого объекта и служит информационной основой для так называемой статической модели. Вторая группа данных (п. 6 – 11) характеризует изменение текущего состояния объекта в процессе его эксплуатации и используется в динамической модели.

Деление информации на группы условно. Фактически с момента начала разведки месторождения до завершающего этапа его разработки с использованием ПГК происходит непрерывное накопление информации о месторождении и усовершенствование цифровой модели его разработки.

Нужно подчеркнуть, что полноправными элементами информационной геофизической системы являются не только чисто технические (аппаратурные, программные) средства, но и методики и технологии проведения измерений, а также способы интерпретации получаемой информации. Это особенно характерно для систем ГИС-контроля и ПГК в целом. Так, в отличие от ГИС, имеются существенные отличия в составе используемых в ГИС-контроле датчиков, типов аппаратуры, вспомогательных средств. Помимо этого, коренные различия имеются и в методическом обеспечении систем. Причем речь идет не столько о конкретных методиках, сколько об основных принципах их использования. Среди упомянутых различий следует в первую очередь назвать:

- большое разнообразие решаемых задач, методов ПГК, методик проведения исследований и интерпретации результатов;
- перемещение удельного веса в системах ПГК с технических на методико-технологические средства (методики проведения скважинных измерений, способы интерпретации результатов, алгоритмы автоматизированной интерпретации);
- глубокая взаимосвязь технологии и методики проведения исследований и способа интерпретации результатов от условий в скважине при проведении измерений;
- сложность унификации и стандартизации интерпретации и, как следствие, – многовариантность обработки и большая роль интерактивных методов интерпретации;
- большое количество разнообразной входной и выходной информации и, как следствие, – сложная структура баз данных ПГИ-ГДИС.

Очевидно, что только аппаратные и программные средства не решают проблем информативности ПГК в полной мере. Основной причиной этого является разнообразие, динамичность и нестандартность изучаемых в скважине процессов. Помехой для интерпретации является также одновременное влияние на результаты ГИС нескольких процессов, одинаковых по характеру и степени воздействия. Поэтому, как методика проведения измерений, так и приемы истолкования получаемых данных с трудом поддаются формализации и зачастую дают неоднозначный результат. Это означает, что проблема совершенствования ГИС-контроля состоит не столько в увеличении точности используемых методов, сколько в повышении однозначности получаемых результатов. Следовательно, здесь необходимо обратить более пристальное внимание на создание принципиально новых способов измерений, на развитие технологии и методики скважинных измерений, а также на разработку способов использования получаемой информации.

Названные задачи составляют основу развития современных систем автоматизированной интерпретации ПГК. Приоритетным направлением совершенствования этих систем является опора их методического обеспечения на новые, более эффективные способы исследований, что позволяет целенаправленно формировать оптимальное для решения конкретных задач ГИС-контроля состояние скважины (в частности, управляя условиями измерений).

Не менее важной особенностью современных систем является использование «помехоустойчивых» способов получения и использования информации. Помехами при исследованиях могут являться второстепенные информативные эффекты, препятствующие регистрации основного информативного эффекта. Нивелирование таких «помех» достигается комплексностью и многовариантностью обработок, а также использованием специальных приемов интерпретации, усиливающих влияние изучаемых процессов.

5.2.3. Классификация методов контроля

Промыслово-геофизический контроль объединяет широкий круг методических средств. Их можно подразделить на две большие группы. К первой группе относятся *методы промыслового контроля*. В задачу названных методов входит оцен-

ка устьевых фазовых расходных параметров, отбор и физико-химический анализ проб пластовых флюидов, гидрогеологическая и геохимическая съемки, оценка состояния и режима работы наземного и подземного оборудования, устьевые гидродинамические исследования, испытания пластов и пр.

Ко второй группе принадлежат собственно *геофизические методы* (*методы ГИС-контроля*). В настоящее время достаточно распространенными в мировой практике геофизических исследований являются методы: термометрия, барометрия, активная (с искусственным излучением) и пассивная (регистрация естественного излучения) радиометрия, активная (с использованием источника звуковых колебаний) и пассивная (шумометрия) акустика, механическая и термокондуктивная расходометрия, методы оценки состава смеси и др. Однако качество интерпретации результатов этих измерений в сложных условиях многопластовой залежи при многофазности потоков продукции все еще вызывает неудовлетворенность, что указывает на значительную область для дальнейших работ по совершенствованию данных методов и их аппаратурного обеспечения.

Подобное подразделение весьма условно. В последнее время промыслово-геофизические сервисные подразделения все активнее осваивают объемы традиционно геолого-промысловых работ. Это касается, прежде всего, глубинных гидродинамических исследований, опробования пластов на трубах и на кабеле и др. Геолого-промысловая и промыслово-геофизическая информация составляет единое целое и не может эффективно использоваться раздельно. Поэтому под понятием «ГИС-контроль» следует объединять не только промыслово-геофизические исследования фонда обсаженных скважин (ПГИ), но и гидродинамические исследования (ГДИС). По другой терминологии авторов ГДИС и часть методов ПГИ (для оценки «притока-состава») следует выделить в отдельную группу «гидродинамико-геофизические исследования» (ГГИ) [55].

Для ГИС-контроля более целесообразна классификация, основанная не на единстве физики методов, а на типовом сходстве решаемых задач. На практике один и тот же метод в разных модификациях применим для решения совершенно разных задач. Например, гамма-гамма метод используется: для оценки пористости в необсаженных скважинах (ГГМ плотномер), для определения плотности флюида в стволе (ГГМ плот-

ностемер), для оценок качества цементажа (ГГМ цементомер) или толщины стенок обсадных труб (ГГМ толщиномер).

В последние годы сильно возросли возможности гидродинамико-геофизических методов. Это связано с созданием нового поколения измерительной аппаратуры. Использование цифрового способа регистрации значительно повысило точность существующих методов (в первую очередь термометрии и барометрии), сделало целесообразным применение сверхчувствительных датчиков, позволяющих приблизить погрешность измерений в скважине к уровню естественных флуктуаций измеряемых параметров. Одновременно с совершенствованием существующих датчиков создаются принципиально новые. Благодаря этому появилась возможность реализовать нестандартные идеи и подходы в технологии проведения измерений и в методике интерпретации получаемых результатов.

Рядом отечественных и зарубежных компаний предложена и широко внедрена активная технология проведения радиометрии: «каротаж – воздействие (закачка меченого вещества типа хлоро- и боро- продуктов) – повторный каротаж» [131]. Аналогичные способы воздействия на скважину с помощью индикаторных веществ начали широко применять также при выполнении других геофизических измерений, например, гамма-метода и термометрии (здесь в качестве МВ могут выступать растворы с радиоактивными изотопами (например, радоном) и среды с аномальными температурами соответственно). Кроме того, известны другие эффективные способы воздействия на пласт: гидродинамический, химический, акустический, электромагнитный.

Целью любого технологического воздействия на объект является последующее изучение его реакции на неординарные изменения условий измерений, благодаря чему можно не только повысить точность определения исследуемого параметра, но и искусственно воссоздать ряд эксплуатационных процессов. Существенное повышение эффективности промыслового и геофизического контроля наблюдается также при внедрении нестационарных способов исследований, связанных с искусственными изменениями характеристик режима нефтегазоотдачи пластов в процессе выполнения измерений. В связи с этим современный комплекс измерительной геофизической аппаратуры должен быть направлен на обеспечение надежного

решения задач ГИС-контроля с использованием технологий проведения исследований любой сложности. В этом плане примечательно широкое внедрение на производстве комплексной многоканальной аппаратуры, пригодной для исследований как в чисто нефтяных и газовых скважинах, так и в скважинах, работающих газожидкостной продукцией.

Таким образом, комплекс методов ГИС-контроля в зависимости от поставленных при исследованиях задач может включать следующие группы методов:

- *методы оценки текущего насыщения пластов* (преимущественно нейтронные методы, позволяющие также вести контроль за формированием и развитием искусственных залежей углеводородов, образовавшихся вследствие перетоков);

- *методы оценки гидродинамических свойств пласта* (барометрия, а также барометрия в комплексе с расходометрией и термометрией);

- *методы изучения «притока-состава» флюида в скважине* (расходометрия, термометрия, барометрия, влагометрия, шумометрия и пр.) для выявления работающих пластов, количественной оценки истинных и расходных параметров, фазовых дебитов;

- *методы контроля технического состояния скважин* (радиометрия для оценки качества цементирования, поиска искусственных залежей газа; акустические методы для выявления каналов и пустот в цементном камне; термометрия для изучения герметичности подземного оборудования, оценки заколонных перетоков и степени заполнения заколонного пространства цементом; специальные методы оценки степени износа и герметичности обсадных колонн, цементного камня и подземного оборудования – акустические, электрические, радиоактивные).

5.2.4. Методы промыслового контроля

5.2.4.1. Промысловые исследования

Основой методов промыслового контроля являются *замеры устьевых динамических технологических параметров* скважины (температуры, буферного и затрубного давления, дебитов газа, нефти, конденсата, воды – по НКТ и затрубью, уровней раздела фаз в стволе, др.). Для измерений перечисленных параметров используются преимущественно устьевые назем-

ные датчики технологических измерений (ТИ). Интегральные фазовые расходные параметры могут быть определены с помощью сепараторов.

Параметры технологического режима отбора можно установить по результатам замеров *интегральных параметров для группы скважин*, объединенных единым шлейфом (на сборных пунктах куста, цеха, месторождения, ПХГ).

В скважинах, эксплуатируемых в неустановившемся режиме (при компрессировании, свабировании, газлифтном освоении), проводятся непрерывные измерения во времени перечисленных параметров. Способ обработки и информативность результата зависят от типа и особенностей поведения скважины.

Межскважинные промысловые исследования предполагают продолжительное изменение режима работы скважины и наблюдение за соответствующей реакцией (колебаниями дебита, давления, обводненности и пр.) в соседних скважинах. Для изучения путей движения газа или жидкости по пласту используют различные модификации индикаторных методов, сущность которых состоит в закачке индикаторов в опорные скважины и в периодическом отборе проб в соседних скважинах. В качестве индикаторов в газовых залежах предпочтительнее использовать инертные газы (азот, гелий и пр.), реже – радиоактивные газообразные индикаторы (радон, криптон, ксенон и др.).

К методам промыслового контроля относится также *отбор и физико-химический лабораторный анализ проб пластовых флюидов*, анализ состояния почвы и грунтовых вод на поверхности или в подстилающих горизонтах.

Как правило, изучаются концентрации неуглеводородных элементов, входящих в химический состав нефти, большинство из которых является микроэлементами с концентрациями $10^{-4} - 10^{-9}$ г/см^3. Метод позволяет исследовать малые объемы пробы (2 – 3 см^3) с высокой производительностью (анализируется до нескольких десятков проб в день). В качестве применяемых на производстве методов анализа используются: нейтронно-активационный (ванадий, никель, кобальт, титан, золото, железо и др.), рентгенорадиометрический (ванадий, сера), а также рентгено-спектральный, метод фотокалориметрии нефтей и др. Исследуемые неуглеводородные элементы концентрируются преимущественно в асфальтеновых

молекулах нефти. Последние характеризуются повышенной плотностью, что под воздействием сил диффузии и гравитации приводит к дифференцированию нефтей по содержанию асфальтенов, хотя само изменение асфальтенов не является уверенным признаком.

Технология объектного контроля на месторождении предусматривает проведение исследований в два этапа. Сначала выбираются группы скважин, состав нефти из которых может максимально характеризовать изучаемые объекты-пласты. Из них отбирают пробы нефти, которые в лабораторных условиях обезвоживаются и анализируются расширенным комплексом методов. На основании статистической обработки выбирается признак, который наилучшим образом обеспечивает различие объектов. Обязательным требованием к выбранному признаку является высокая устойчивость во времени, как в пластовых, так и в поверхностных условиях. На втором этапе производится массовый отбор проб на устье, их анализ, интерпретация данных анализа с привлечением промысловых сведений (взаимное расположение скважин, глубины пластов и перфорации, др.), составление заключения исследования.

Широкое развитие в физико-химических исследованиях проб получил *метод фотокалориметрии нефти*. Особенно высока его роль при механизированном способе эксплуатации скважин, когда сложно выполнить замеры против продуктивного пласта. Метод основан на определении коэффициента светопоглощения нефти, который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ (смол, асфальтенов). Определение производится по небольшим (несколько $см^3$) пробам нефти, отбираемой на устье скважины. В многопластовых объектах часто наблюдается скачкообразное изменение этого коэффициента по разрезу. Использование метода позволяет решать такие задачи как выделение работающих пластов, выявление направления фильтрации и оценка остаточных запасов нефти.

Методы промыслового контроля по времени и полноте их проведения подразделяются на ***первичные, текущие и специальные.***

Первичные исследования проводятся во всех разведочных скважинах, а также в эксплуатационных скважинах по окончании их строительства. В их задачу входит определение устьевых давлений и дебитов, фильтрационно-емкостных параметров пласта, статического давления на устье, начального плас-

тового давления, наличия в продукции скважины твердых и жидких примесей, зависимости концентрации примесей от режима отбора, компонетного состава и физических свойств продукции скважины. В разведочных скважинах и в некоторых эксплуатационных скважинах подобные исследования проводятся поинтервально.

Текущие исследования проводятся в эксплуатационных скважинах в процессе разработки месторождения. Их целью является контроль влияния процесса разработки на состояние скважины и пласта. Набор определяемых при этом параметров такой же, как и при первичных исследованиях. Текущие исследования призваны определить устойчивость режима эксплуатации скважин, оценить текущее состояние призабойной зоны, состояние оборудования скважины, динамику обводнения пласта и пр. В задачу текущих исследований входит также оценка эффективности работ по КРС, интенсификации притока и пр.

Специальные исследования решают специфические задачи в целенаправленно выделенных для этого скважинах. Обычно они проводятся при резком внештатном изменении состояния скважины (падения производительности, отказов в работе подземного оборудования, появлении признаков негерметичности, изменении состава продукции и пр.).

Названные направления исследований тесно взаимосвязаны как по цели, так и по условиям проведения и технологии измерений. Отражением этого факта является выделение в инструктивных документах в качестве полноправного этапа промыслового контроля так называемых комплексных исследований. Это включает комплексные гидродинамические исследования, промыслово-геофизические исследования, исследования проб пластового флюида и пр. Данные исследования призваны получить параметры, характеризующих состояние объектов разработки (скважины, пласта, залежи, месторождения в целом).

Все более заметная интеграция промысловых и промыслово-геофизических исследований нашла отражение в технологиях ПК и ГИС-контроля. Стандартные промыслово-геофизические и промысловые гидродинамические исследования все чаще проводятся совместно. При этом вся гамма фильтрационных и динамических параметров пласта определяется по результатам не только устьевых замеров, но и измерений, выполненных на глубине пласта. Одновременная регистрация изменения по глубине профилей гидродинамико-геофизичес-

ких параметров (температуры, давления, скорости потока и пр.) позволяет оценивать как интегральные, так и интервальные фильтрационные параметры. Совместная обработка устьевых и глубинных замеров не только повышает достоверность определения названных параметров, но и позволяет получать дополнительную информацию (о гидравлических потерях в стволе при различных режимах эксплуатации, об интегральных фазовых дебитах, структуре потока).

5.2.4.2. Методы оперативных технологических исследований

Методы оперативных технологических исследований (ТИ) предназначены для определения параметров, характеризующих в целом текущий режим работы скважины, эксплуатируемых пластов и технологического оборудования, включая: состав и свойства флюида продукции, а также текущие динамические характеристики скважины, пласта и оборудования.

Комплекс ТИ включает измерения: устьевых давлений (буферного, затрубного, межколонного); устьевой температуры и дебитов (жидкости, газа, конденсата, нефти, воды); давления и температуры на забое скважины; уровней раздела фаз (статического и динамического). В рамках ТИ проводится также контроль технологических параметров эксплуатации глубинного оборудования в скважинах механизированного фонда.

Технология замеров параметров ТИ зависит от состояния и особенностей режима работы скважины. В фонтанирующих скважинах используются циклы измерений на технологическом режиме эксплуатации и режимах уменьшенного отбора. Каждый такой цикл обычно включает замер параметров во времени на установившемся режиме продолжительностью от 15 – 20 минут до нескольких часов. Результаты исследований обрабатываются методом индикаторных линий (диаграмм). В основе этой обработки лежит анализ взаимосвязи дебита от депрессии на пласт при различных стабильных режимах нагнетания или отбора (аналогичную информацию получают при исследовании скважины на неустановившихся режимах).

Для замеров устьевых технологических параметров (главным образом, давления и температуры) используются как дистанционные, так и автономные приборы, включая уровнемеры (эхолоты) для отбивки в стволе статических и динамических уровней раздела фаз.

По результатам технологических исследований выполняются следующие расчеты.

Пересчет замеренного пластового давления на глубину кровли перфорации и ВНК.

Пересчет замеренного забойного давления на глубину кровли перфорации и ВНК.

Оценка пластового давления по замеру затрубного давления и статического уровня в межтрубном пространстве.

Оценка забойного давления по замеру затрубного давления и динамического уровня в межтрубном пространстве.

Оценка плотности и компонентного заполнителя ствола по замерам давления в скважине на различных глубинах.

Пересчет замеренного пластового давления $P_{пл_зам}$ на глубину кровли перфорации $P_{пл_кро_пер}$ и абсолютную отметку ВНК $P_{пл_ВНК}$ производится с помощью соотношений:

$$P_{пл_кро_пер} = P_{пл_зам} + \gamma_c \cdot g \cdot \left[H_К - Udl(H_{кро_пер}) - (H_{зам} - Udl(H_{зам}))\right], \quad (5.9)$$

$$P_{пл_ВНК} = P_{пл_зам} + \gamma_c \cdot g \cdot \left[H_{ВНК} - (H_{зам} - Udl(H_{зам}))\right], \quad (5.10)$$

где $H_{кро_пер}$ – глубина кровли перфорации; $H_{ВНК}$ – абсолютная отметка ВНК; $H_{звм}$ – глубина замера давления; $\gamma_c = \gamma_н(1-\varphi_в)+\gamma_в\varphi_в$ – плотность заполнителя ствола (воды); g =9.81 м/с^2; $Udl(H_{кро_пер})$ – удлинение на глубине кровли перфорации; $Udl(H_{зам})$ – удлинение на глубине замера давления.

Плотность заполнителя ствола оценивается по величине среднего градиента давления в стволе в призабойной зоне $GradP_{ср}$. Для определения величины $GradP_{ср}$ выполняется серия замеров давления на различных глубинах

Оценка пластовых давлений $P_{пл_кро_пер}$, $P_{пл-ВНК}$ по замеру затрубного давления $P_{зат}$ и статического уровня в межтрубном пространстве в добывающей скважине $H_{ста}$ производится по соотношениям:

$$\begin{aligned} P_{пл_кро_пер} &= P_{заб} + \Delta P_{зат} + \gamma_н \cdot g \cdot \left[H_{НКТ} - Udl(H_{НКТ}) - (H_{дин} - Udl(H_{дин}))\right] + \\ &+ \gamma_c \cdot g \cdot [H_{кро_пер} - Udl(H_{кро_пер}) - (H_{НКТ} - Udl(H_{НКТ}) - (H_{ста} - Udl(H_{ста})) + \\ &+ (H_{дин} - Udl(H_{дин}))] \end{aligned}, \quad (5.11)$$

$$P_{пл_внк} = P_{заб} + \Delta P_{зат} + \gamma_н \cdot g \cdot \left[H_{нкт} - Udl(H_{нкт}) - (H_{дин} - Udl(H_{дин})\right] + \\ + \gamma_c \cdot g \cdot [H_{внк} - (H_{нкт} - Udl(H_{нкт}) - (H_{ста} - Udl(H_{ста}) + \\ + (H_{дин} - Udl(H_{дин})] \quad , \quad (5.12)$$

где $H_{нкт}$ – глубина башмака НКТ; $Udl(H_{нкт})$ – удлинение на глубине башмака НКТ; $H_{ста}$ – глубина статического уровня; $Udl(H_{ста})$ – удлинение на глубине статического уровня; $H_{дин}$ – глубина динамического уровня; $Udl(H_{дин})$ – удлинение на глубине динамического уровня; $\Delta P_{зат}$ – вес столба газа в затрубье, оцениваемый с помощью соотношения:

$$\Delta P_{зат} = P_{зат} \exp\left[\frac{0.03415 \cdot \gamma_{отн} \cdot (H_{ста} + Udl(H_{ста}))}{273.16 + T_{зат}}\right], \quad (5.13)$$

где: $\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху; $T_{зат}$ – температура в затрубье.

Расчеты для нагнетательных скважин в штатном режиме проводятся в предположении, что уровень жидкости (закачиваемой воды) расположен на устье скважины:

$$P_{пл_кро_пер} = P_{зат} + \gamma_в \cdot g \cdot \left[H_{кро_пер} - Udl(H_{кро_пер})\right]. \quad (5.14)$$

При большой вероятности поглощения закачиваемой воды в статике должен быть выполнен и учтен при расчетах замер уровня на момент исследования скважины.

Оценка забойного давления $P_{заб_кро_пер}$, по замеру затрубного давления $P_{зат}$ и динамического уровня в межтрубном пространстве в добывающей скважине $H_{дин}$ производится по соотношениию:

$$P_{заб_кро_пер} = P_{заб} + \Delta P_{зат} + \gamma_н \cdot g \cdot \left[H_{нкт} - Udl(H_{нкт}) - (H_{дин} - Udl(H_{дин})\right] + \\ + \gamma_c \cdot g \cdot \left[H_{кро_пер} - Udl(H_{кро_пер}) - (H_{нкт} - Udl(H_{нкт})\right] \quad . \quad (5.15)$$

Расчеты для добывающих скважин с большим газосодержанием продукции выполняются с учетом расходных дебитов

жидкостной и газовой фаз (например, в ПО «Гидра-Тест»). Оценка забойного давления для нагнетательных скважин проводится по величине затрубного давления $P_{зат}$ с помощью соотношения:

$$P_{заб_кро_пер} = P_{зат} + \gamma_в \cdot g \cdot \left[H_{кро_пер} - Udl(H_{кро_пер}) \right]. \quad (5.16)$$

Для построения индикаторных диаграмм и оценки продуктивности (с целью оптимизации добычи или при испытаниях пласта) необходимы данные расходометрии (глубинной или наземной) по каждой фазе продукции. В качестве устьевых расходометрических телеметрических комплексов в настоящее время используются различные ИИС. Наиболее распространенные измерительные системы типа «Спутник» имеют невысокую точность, а трехфазные сепараторы дороги и громоздки. Поэтому в последнее время активно развивались как стационарные, так и мобильные (для периодического опробования) мультифазные системы промыслового мониторинга типа «Phase Tester» компании Schlumberger, обеспечивающие непрерывную передачу данных о фазо-

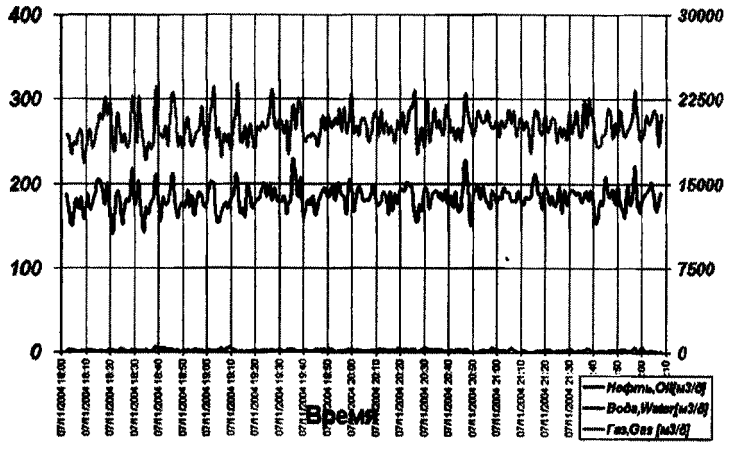


Рис. 5.4. **Пример регистрации устьевой ИИС («Phase Tester», Schlumberger) кривых изменения во времени суммарных фазовых дебитов (нефти, воды, газа – при стандартных условиях)**

вых дебитах в режиме реального времени [107].

Измерительное устройство «Phase Tester» включает в себя: для измерения скорости течения – трубку Вентури (ее диаметр может варьировать от 30 до 90 мм), для измерения объемной доли фаз – гамма-фракциометр (плотномер) с двумя уровнями энергии. Диапазон измерения дебита жидкости может достигать несколько тыс.м^3/сут, газа – до млн.н.м^3/сут. Оборудование компактно и размещено в стандартных контейнерах. Измерение индивидуального расхода по каждой из фаз происходит без разделения (сепарирования) потока.

Пример регистрации временных кривых фазовых суммарных дебитов с помощью устройства «Phase Tester» дан на рис. 5.4.

5.2.5. Методы геофизического контроля

Промыслово-геофизические методы контроля разработки (включая ГИС-контроль) классифицируются по целям исследований:

- *для определения текущей нефтегазонасыщенности коллектора* – различные модификации нейтронных методов, волновой акустический метод, гамма-метод, электрометрию в открытом стволе; высокочувствительную электрометрию (типа «CHFR» компании Schlumberger) в обсаженных скважинах, методы опробования пластов;

- *для оценки работающих интервалов, профиля притока* (приемистости), состава притока, состава флюида в стволе работающей скважины – протностеметрия ПЛ, влагометрия (ВЛ), индукционная резистивиметрия (РИ), барометрия (БМ), кислородно-активационный нейтронный гамма-метод (КАНГМ), механический и термокондуктивный (расходометрия, шумометрия);

- *для оценки качества технического состояния скважины*, включая оценку герметичности эксплуатационной колонны и цементного камня – термометрия (ТМ), шумометрия, АКЦ, ГГЦ, ГГДТ, ЭМД, МК.

5.2.5.1. Методы изучения «притока-состава» в обсаженной скважине

Общая характеристика комплекса методов

К методам оценки «притока-состава» (другой устаревший термин – «потокометрия») [1] относятся методы ПГИ, предназначенные для определения сугубо эксплуатационных па-

раметров работающих пластов и скважины в целом, - расходометрия (РМ), термометрия (ТМ), барометрия (БМ); методы оценки состава в стволе - влагометрия (ВЛ), плотностометрия (ПЛ), индукционная (РИ) и токовая (ТИ) резистивиметрия, светооптические анализаторы (СОА), шумометрия (ШИ и ШС), а также кислородно-активационный нейтронный гамма-метод КАНГМ (при определении интенсивности и направления перетока (движения) воды). Данные методы применяются в условиях обсаженных перфорированных скважин с избыточным давлением, режим работы которых обычно включает как динамику, так и статику.

В основном, модули для оценки «притока-состава» спускают на забой (в зону продуктивных пластов) на геофизическом кабеле или проволоке (автономный прибор) через пространство НКТ, вследствие чего имеют место следующие характеристики аппаратуры: комплексная (число одновременно работающих датчиков до 10 – 15), малогабаритная (диаметры прибора не более 36 – 42 мм), термо- и баростойкая (рабочие диапазоны соответственно: до 80, 120, 145°С и 40, 60,

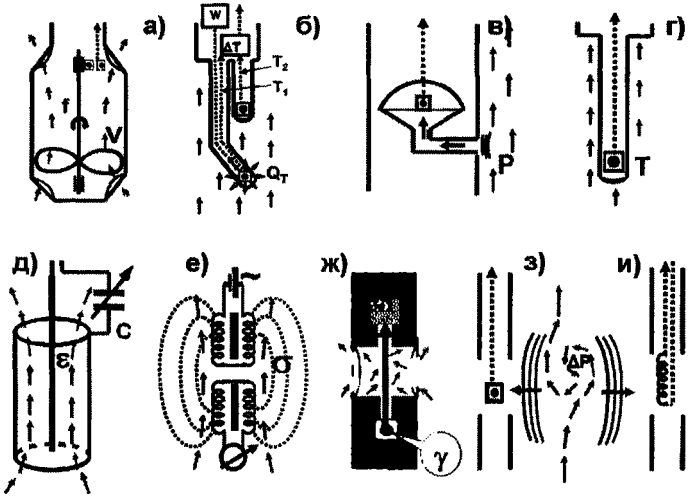


Рис. 5.5. **Устройство датчиков методов определения «притока – состава»:**
а) – РМ; б) –ТА; в) – МН; г) – ТМ; д) – ВЛ; е) – РИ; ж) – ПЛ; з) – ШИ-А; и) – ШИ-Э

80 МПа), способная работать на одножильном кабеле, коррозионно-стойкая (к составу продукции), с центраторами (или без), с открывающимся пакером (или без) и др. Для работы на устье используют специальные устройства лубрикаторов.

На рис. 5.5 схематично изображено устройство датчиков основных методов оценки «притока-состава» и далее дается краткая характеристика по каждому из методов.

Помимо аппаратурного обеспечения, спускаемого на забой через НКТ, в ряде регионов успешно используют специально разработанные модули ПГИ уменьшенного диаметра (например, 28 мм), использующие для спуска межтрубное пространство скважин, как правило, оборудованных ШГН. Примером такой аппаратуры является комплекс «АГАТ-28» с модулями методов: расхода («РН-28»), РИ («МРИ-28»), ТМ, МН, ВЛ, ГМ, ЛМ. Дополнительной решаемой задачей для указанного комплекса является выявление мест негерметичностей ЭК (по методу РИ) [138].

Расходометрия механическая

Механическая расходометрия (тахометрия) предусматривает определение скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты [15]. Чувствительным элементом (рис. 5.6. а) механических расходомеров является многолопастная турбинка, обороты вращения которой преобразуются в регистрируе-

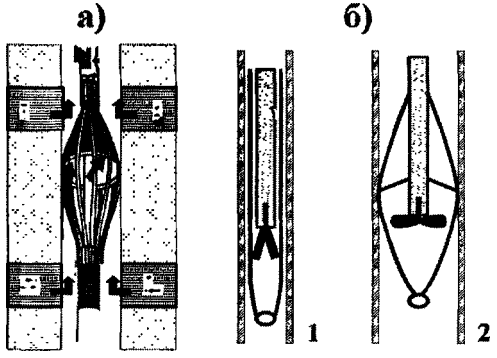


Рис. 5.6. **Устройство механических расходомеров:**
а) с раскрывающимся пакером; б) с раскрывающейся вертушкой (1 – в НКТ, 2 – в колонне)

мый электрический сигнал (герконом либо индукционным датчиком). На практике используют беспакерные и пакерные расходомеры, последние – только для измерения потоков жидкости. Пакер (рис. 5.6. а) служит для перекрытия сечения скважины и для направления потока жидкости через измерительную камеру, в которую помещена турбинка. При использовании пакера невозможен непрерывный режим записи. Регистрацию данных производят либо в непрерывном («на протяжке»), либо в поточечном (замеры «по точкам») режимах. Для увеличения чувствительности расходомера в последнее время широко применяются модули с раскрывающимися вертушками (рис. 5.6. б).

Механическая расходометрия является количественным методом определения скорости потока и оценки интенсивности притока (поглощения) в работающих прослоях, хорошо выделяет работающие интервалы в высокодебитных скважинах. При освоении скважин компрессором (свабированием) применение механических расходомеров ограничено низкими дебитами скважин, нестабильностью работы пласта и неоднородностью состава притока. При стабильном притоке более 15 – 20 м^3/сут возможно применение механических расходомеров со складными вертушками (например, «Sondex»). Некоторыми авторами [14] заявляется и более высокая чувствительность (например, 4.8 м^3/сут у модуля «Гранат-Р»).

Метод является прямым для выделения интервалов притоков в добывающих скважинах и интервалов (приемистости) в нагнетательных скважинах, для оценки профилей притока и приемистости в перфорированных интервалах, определения поинтервальных и суммарных дебитов, выявления внутриколонных перетоков.

Измерения выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах. Ограничения метода заключаются в недостаточной чувствительности датчиков в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола. Существуют также ограничения по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или других сужений.

Механическую расходометрию комплексируют с термокон-

дуктивной и другими методами изучения «притока – состава».

Калибровку механического расходомера производят в единицах скорости потока. Градуировочная зависимость связывает частоту F вращения турбинки (Гц, имп/мин) и скорость w потока жидкости (газа) в скважине:

$$w = K_{ап} \cdot F + b,$$

где $K_{ап}$ – аппаратурный коэффициент, b – пороговая чувствительность. По скорости потока w рассчитывают объемный расход жидкости ($м^3$/сут), или газа (тыс.н.$м^3$/сут).

Предварительную градуировку (заводскую) выполняют на специальном гидро- или газодинамическом стенде. Контролируемые параметры: аппаратурный коэффициент, пороговая чувствительность, коэффициент пакеровки прибора и его стабильность.

Реальная градуировочная характеристика расходомера в скважине может сильно отличаться от стендовой вследствие:

- неустановившегося или периодически фонтанирующего режима работы пласта, вихревого движения флюидов в колонне, наличия во флюиде механических примесей;
- непостоянных вязкости и плотности потока;
- различия фазовых скоростей составляющих потока и средней скорости;
- наличия порогового значения скорости потока, при которой турбинка начинает вращаться;
- неравномерного движения скважинного прибора по стволу.

Для исключения неоднозначности значение аппаратурного коэффициента обычно уточняют непосредственно по результатам скважинных измерений. Применяют два способа таких калибровочных измерений:

- сопоставление значений дебитов, измеренных в отдельных точках ствола с помощью расходомера, с суммарным дебитом скважины;
- регистрацию в зоне постоянного потока в НКТ серии расходограмм, отличающихся скоростью и направлением записи (в условиях стационарных режимов потока).

Первый способ применяют для фонтанных скважин со стабильным высоким расходом (скорости потока более 0.5 – 1 м/с).

Второй способ используется в малодебитных скважинах, в

которых скорость потока не превышает 0.5 м/с. При этом данные измерений наносятся на график: по оси абцисс значение скоростей записи (перемещения прибора) w, по оси ординат – число оборотов турбинки F. Все точки соединяются прямой, по точке пересечения прямой с осью абсцисс определяют скорость потока (при этом необходимо учитывать, что показания неподвижного прибора в отсутствие движения флюида отличны от нуля). По тангенсу угла наклона прямой определяют аппаратурный коэффициент (рис. 5.7).

Описанный способ градуировки и расшифровка показаний не являются высокоточными. Могут наблюдаться расхождения по сравнению с истинными в пределах 20 %. Обычно способом контроля качества расходограмм является сопоставление основной и повторной (дублирующей) записей. Для применения количественных методик обработки расходометрии указанное расхождение должно быть в пределах 5 %.

Помимо обычных операций редактирования первичных

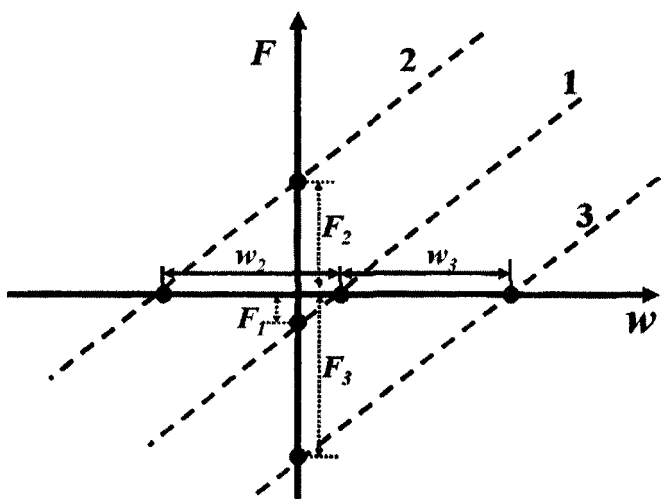


Рис. 5.7. **Принцип калибровки результатов механической расходометрии**

F – число оборотов турбинки; w – скорость записи; 1, 2, 3 – зависимости F(w) в потоке: неподвижном (1), движущемся навстречу прибору (2), при совпадающих направлениях движения потока и прибора (3); F_I (I=1,2,3) – показания неподвижного прибора; w_I (I=2, 3) – скорость потока

данных, придания им физических масштабов и увязки по глубине, в процессе первичной обработки производят построение интегральной расходограммы, характеризующей изменение дебита или расхода по всему интервалу притока (приемистости), а также построение дифференциальной расходограммы, характеризующей величину притока (приемистости) на единицу толщины пласта.

Увязку по глубине проводят по непрерывным измерениям. Корректировка расходограмм по результатам точечных измерений существенно повышает достоверность количественной интерпретации.

Расходометрия термокондуктивная

Термокондуктивная расходометрия (термоанемометрия ТА) – индикаторный метод для выделения работающих интервалов, основан на применении устройства термоанемометра в качестве индикатора движения и состава флюида [48].

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров является датчик – резистор (рис. 5.5. б), нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды. Набегающий поток флюида охлаждает датчик, изменяя его активное сопротивление. Непрерывная кривая терморасходометрии представляет собой изменение этого сопротивления. Характеристика преобразования термоанемометра нелинейная, поэтому его чувствительность падает с увеличением скорости потока.

Измеряемая величина – электрическое сопротивление (или перепад температур).

Метод комплексируют с другими методами оценки «притока-состава» и применяют для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов, установления негерметичности обсадных колонн в работающих и остановленных скважинах для оценки разделов фаз в стволе скважины. Исследования мало информативны при многофазном составе притока. При освоении скважины свабированием термоанемометры реагируют на термобарические аномалии в подошве перфорированного интервала, что затрудняет выделение интервалов притока.

Ограничением метода является также возможность интерпретации данных только на качественном уровне; количественная оценка скорости потока флюида в скважине ненадежна вследствие сильной зависимости показаний от состава флюи-

дов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя. Тем не менее, при однородном потоке допускаются приближенные оценки относительных расходов для совместно работающих интервалов.

К недостаткам метода относят низкую надежность нагревательного элемента (из-за большой потребляемой мощности). В настоящее время в некоторой аппаратуре (например, в СГДК) применяют термоанемометр с большим эксплуатационным диапазоном и малой (0.5 Вт) мощностью нагрева (изменение температуры датчика при переходе из воздуха в воду – 10°С, изменение температуры датчика при изменении движения скорости воды от 0 до 1 м/с – 2°С). Время непрерывной работы данного термоанемометра с включенным нагревом – неограниченно.

Основным видом измерений является непрерывная регистрация, дополнительным – измерение в точках.

Основное и контрольное (дублирующее) измерения выполняют по всему исследуемому интервалу со скоростью не выше 200 м/час. Полученные данные используют для решения следующих задач:

- для выделения интервалов притоков или приемистости перфорированных пластов в исследуемый интервал включают как эти пласты, так и прилегающие к ним зоны;
- негерметичность обсадной колонны устанавливают в неперфорированных интервалах ниже лифтовых труб;
- для выявления перетоков по стволу скважины измерения проводят между перфорированными пластами в остановленной скважине в процессе и после остановки работы скважины.

На точках измерения ведут в двух вариантах:

- дискретные измерения на нескольких различных глубинах при стабильном режиме работы скважины;
- регистрация на фиксированной глубине непрерывной кривой изменения показаний в процессе целенаправленного воздействия на скважину.

Для оценки качества данных термокондуктивной расходометрии применяются следующие критерии:

- воспроизводимость основного и контрольного измерений в зоне отдающих интервалов должна сохраняться по конфигурации и по абсолютным значениям приращений в начале и конце записи на одних и тех же глубинах;
- вне интервалов перфорации и при нестабильной работе

скважины допускается превышение погрешностей флуктуации до двух раз;

- расходограммы могут не повторяться в нестабильно фонтанирующих или поглощающих скважинах, особенно в скважинах с глубинно-насосной эксплуатацией.

Барометрия

Барометрия изучает поведение давления во времени или градиента давления по стволу скважины [57]. Метод применяют для определения значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, оценки плотности и состава неподвижной смеси, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами оценки «притока-состава»).

Дистанционные приборы метода барометрии должны удовлетворять следующим требованиям: основные диапазоны измерений – 10; 25; 40; 60 и 100 МПа; чувствительность преобразователей давления – 0.001 – 0.05 МПа; основная относительная погрешность измерения – ±0.25 % или ±0.5 %.

Прибор (модуль) с датчиками давления комплексируют с другими датчиками методов оценки «притока-состава», а также гамма-методом и локатором муфт (для привязки к разрезу).

Первичную и периодические калибровки выполняют на поверочной установке высокого давления, использующей аттестованные грузопоршневые манометры. Вследствие сильного влияния температуры на показания глубинных манометров калибровку выполняют не менее, чем при трех фиксированных температурах, термостатируя при этом преобразователь и сам прибор. Градуировочная зависимость имеет вид $P=f(J;T)$, где P, T – значения давления (МПа) и температуры (°C) соответственно, J – показания прибора.

Измерения абсолютных давлений и их изменений проводят тремя способами, регистрируя:

- изменения давления в функции времени на фиксированных точках глубины;
- стационарное поле давления по стволу скважины как функцию глубины;
- нестационарное поле давления по стволу как функцию глубины и времени.

Регистрацию изменения давления как функции времени производят при флуктуационных измерениях либо при гидродинамических исследованиях пластов (регистрация кривой притока КП, кривых изменения давления – кривые восстановления давления КВД и уровня КВУ и т.п.).

Дифференциальные манометры, измеряющие разность гидростатических давлений на базе порядка 1 м, применяют для количественных определений плотности флюида в стволе простаивающей скважины. Поскольку измеряемая разность давлений пропорциональна средней плотности смеси флюидов в стволе скважины, то находимые значения плотности усреднены как по сечению потока, так и по интервалу замера. Аналогичная оценка плотности смеси допустима также при низких скоростях потока, когда влияние гидравлических потерь несущественно.

Термометрия

Метод заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине. Измеряемая величина – температура (разность температур) – в градусах Цельсия (°С).

Естественные тепловые поля обусловлены региональными процессами тепломассопереноса в недрах Земли. Измерения параметров естественных полей выполняют в неработающих или длительно простаивающих скважинах с целью определения естественной температуры пород и геотермического градиента, изучения региональных гидрогеологических процессов и пр.

Искусственные тепловые поля связаны с нарушением естественного температурного режима массива горных пород вследствие строительства и ремонта скважин, а также эксплуатации скважин и пластов. Измерения выполняют преимущественно в действующих и кратковременно простаивающих эксплуатационных скважинах, а также в строящихся скважинах в процессе и непосредственно после окончания операций по промывке ствола, цементирования и т.п. Специальным предметом изучения являются искусственные поля в интервалах заколонных перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами и пр. Подобные исследования могут быть выполнены и в неработающих скважинах.

Измерения искусственных полей ведут для:

- оценки технического состояния обсаженных скважин: оп-

ределения высоты подъема цемента; выделения интервалов затрубных перетоков;

- контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб;

- сопровождения процесса эксплуатации скважин в комплексе с другими методами определения «притока–состава»: выделения интервалов и профилей притоков и приемистости; установления обводненных интервалов в добывающих скважинах; прослеживания температурного фронта закачиваемых вод; определения интервалов внутриколонных перетоков; контроля за внутрипластовым горением, паротепловым воздействием и термозаводнением [35].

Результаты измерений естественных полей используют при этом в качестве фоновых наблюдений.

Термометр сопротивления (рис. 5.5. г) комплексируют с приборами методов ГИС, он является частью технологического блока в сборках модулей ПГИ. Он должен удовлетворять следующим требованиям: разрешающая способность – не хуже 0.01 °С (для отдельных модификаций приборов – 0.1 °С); погрешность измерения температур в заданном диапазоне измерений – не выше ± 2%; постоянная времени – не выше 1 – 2 секунд.

Контролируемым параметром является постоянная времени τ_o. Основным средством периодических калибровок являются термостаты с водой (или маслом); температуру воды фиксируют с помощью образцовых ртутных манометров.

Для регистрации аномалий температур, имеющих небольшую протяженность по глубине, скорость каротажа (записи) рассчитывают как $w_{зп}=(3600 \cdot t_o)/(2 \cdot G \cdot \tau_o)$, где t_o – порог чувствительности термометра; G – градиент температуры в скважине; τ_o – постоянная времени.

Геотермические исследования проводят только на спуске прибора после пребывания скважины в покое не менее 10 суток. Более точный промежуток времени устанавливают для конкретного района опытным путем. В скважине не должно быть перелива, газопроявлений, затрубного движения. При определении естественной температуры необходимо: провести измерения на ряде глубин при неподвижном термометре; выполнить не менее двух повторных измерений по всему стволу с интервалом времени между ними не менее суток. В обоих вариантах разница показаний не должна превышать 1°С.

Следует иметь в виду, что даже при выполнении перечисленных требований в скважине могут наблюдаться локальные аномалии, обусловленные предшествующей работой скважины и вмещающих пластов. В длительно простаивающих бурящихся скважинах такие аномалии характерны для интервалов каверн и поглощающих фильтрат бурового раствора коллекторов. В простаивающих строящихся и эксплуатируемых скважинах аномалии связаны, главным образом, с предшествующей работой коллекторов, а также с интервалами аномальной теплопроводности. В качестве последних чаще всего выступают глинистые пласты, а также интервалы каверн. Такие аномалии могут сохраняться на термограмме спустя несколько месяцев или даже лет после возникновения. Они являются основной помехой для выявления и оценки по геотермограмме межпластовых перетоков.

Измерения температуры для оценки технического состояния обсаженных скважин выполняют при спуске скважинного прибора, повторное измерение – при его подъеме.

Для определения высоты подъема цемента за обсадной колонной измерения проводят от устья до забоя скважины после затвердевания цемента, но не позже, чем через двое суток после цементирования колонны для нормально схватывающихся цементов и через 15 – 20 часов для быстросхватывающихся цементов. Оптимальное время исследований для нормально схватывающихся цементов – через 15 – 30 часов после окончания заливки. Запрещается проведение любых работ в скважине перед измерениями во избежание нарушения температурного режима.

Для определения интервалов перфорации измерения проводят на спуске и подъеме прибора непосредственно после перфорации, захватывая участок не менее 50 м выше проперфорированного интервала. Температурная аномалия, образованная горением зарядов перфоратора, «расплывается» в течение 1 – 2 суток. Эффективность выделения максимальна для бескорпусных перфораторов.

При определении мест негерметичности обсадных колонн и лифтовых труб термометрию комплексируют с методами комплекса оценки «притока-состава» (ПГИ).

В случае хорошей приемистости регистрируют термограммы в процессе закачки в нее воды под давлением, в случае низкой приемистости – после снижения уровня жидкости в скважине. Выполняют серию измерений: в остановленной сква-

жине (фоновое); после (в процессе) закачки воды в скважину или после снижения уровня в ней.

Измерения в эксплуатационных скважинах ведут одновременно с измерениями других методов ПГИ. Допускается применение термометров с порогом чувствительности не хуже 0.01°С. По результатам измерений решаются следующие задачи: выделение интервалов притока и приемистости, определение местоположений отдающих пластов и установление обводненных интервалов в добывающих скважинах, прослеживание температурного фронта закачиваемых вод, определение интервалов перетоков, мест нарушения эксплуатационных колонн и лифтовых труб.

Обязательна выдержка скважины перед выполнением фонового замера в течение не менее одних суток после остановки скважины.

В режиме притока регистрируют серию термограмм (не менее трех), первую из которых непосредственно после вызова притока, вторую через 1 – 1.5 часа после первой, затем через 2 – 3 часа проводят следующие замеры. Общее время наблюдений за формированием аномалии дроссельного эффекта зависит от дебита скважины и должно быть не менее 10 часов при дебите более 10м^3/сут и не менее 20 часов при меньших дебитах.

Влагометрия диэлькометрическая

Диэлькометрическая влагометрия (диэлькометрия) основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины.

Метод чувствителен к содержанию в нефти воды любой минерализации. Наиболее благоприятные условия для выделения обводненных интервалов - начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти) [35].

Применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей, установления мест негерметичности обсадной колонны и при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной или газовой скважине.

Ограничения связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока (существенные погрешности при разделенных структурах – кольцевой, пробковой) и

с экспоненциальной формой градуировочной зависимости датчиков. При объемных содержаниях воды в продукции свыше 40 – 60 % метод плохо реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

Скважинные влагомеры представляют собой «LC» или «RC»-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа (рис. 5.5. д). Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Пакерный влагомер должен удовлетворять следующим требованиям: иметь возможности фиксации притока нефти в гидрофильную водонефтяную смесь и обнаружения обводненности нефти в скважинах с дебитом менее 100 м^3/сут.; нестабильность работы в течение 6 часов не должна превышать ±1 %; погрешность определения содержания воды в равномерно смешанной гидрофобной водонефтяной смеси не должна быть выше ±3%.

Влагометрия комплексируется с другими методами оценки «притока-состава».

Первичную и периодические калибровки выполняют в специальном метрологическом устройстве, содержащем дисперсные водонефтяные смеси (эмульсии) с объемным содержанием воды от 0 до 100 % через каждые 10 %. Результатом метрологических измерений является градуировочная зависимость относительного разностного параметра $\Delta F=(F_в-F_{см})/(F_в-F_н)$ от процентного содержания воды в дисперсной смеси, где $F_{см}$, $F_в$, $F_н$ – показания прибора в водонефтяной смеси, в воде и нефти. Не допускается линейная аппроксимация градуировочной зависимости влагомера в полном динамическом диапазоне (при $\varphi_в$=0–100 %).

При калибровке учитывают изменения показаний прибора в зависимости от температуры среды, так как при изменении температуры от 20 до 100 °С относительная диэлектрическая проницаемость воды меняется от 81 до 55 относительных единиц.

Исследование интервала включает непрерывные и точечные измерения. Для пакерных влагомеров непрерывные измерения выполняют с закрытым пакером при спуске прибора, точечные – при подъеме прибора, полностью открывая пакер. При перемещении прибора с точки на точку пакер прикрывают.

Непрерывные измерения выполняются в интервалах перфорированных пластов или предполагаемой негерметичности обсадной колонны, распространяя их на 20 метров вниз и вверх от исследуемого интервала. Повторное измерение выполняют в том же интервале. Скорость движения прибора при детальных исследованиях – 300 м/час, при общих – не более 1000 м/час, дискретность записи данных по глубине 0.2, 0.1 и 0.05 м.

Точечные измерения выполняют в тех же точках, что и измерения расходомером, включая аномальные участки, выделенные по результатам непрерывных измерений влагомером. На каждой точке проводят не менее трех измерений с последующим расчетом среднего значения. Для учета структуры потока применяют многодатчиковые влагомеры (рис. 5.8).

Первичная обработка включает расчет по данным непрерывных и точечных измерений профиля объемного содержа-

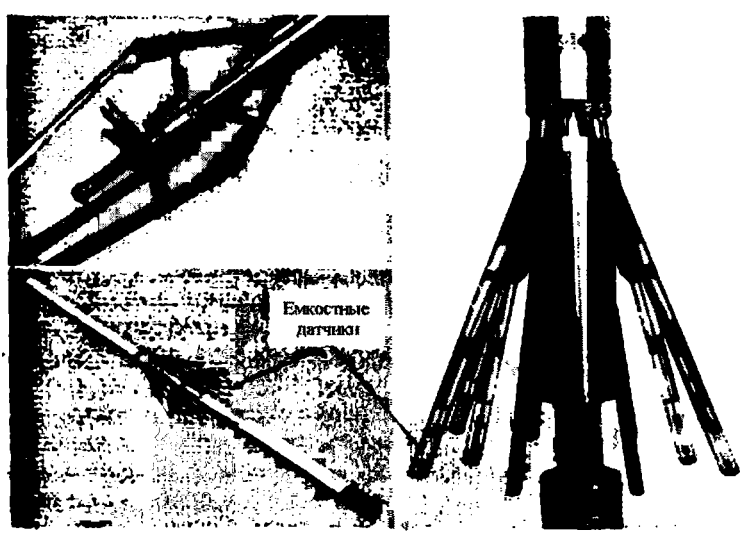


Рис. 5.8. **Многодатчиковые влагомеры**

ния воды в стволе скважины с использованием градуировочной зависимости (без учета температурной поправки и поправок за структуру потока).

Гамма-гамма плотностеметрия

Гамма-гамма плотнометрия («плотностеметрия» согласно принятых ГОСТ [29, 129]) основана на изучении плотности флюидов в стволе скважины с помощью гамма-излучения, рассеянного от стационарных (ампульных) источников «мягкого» низкоэнергетического излучения [105].

Применяют для определения состава (плотности) жидкости в стволе скважины; выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходометрии и термометрии). Ограничения заключаются в зависимости показаний от состава многофазной продукции, особенно – структуры потока флюида в стволе скважины, а также в необходимости строгого соблюдения правил техники радиационной безопасности.

Кроме излучателя гамма-излучения низких энергий («мягкого» гамма-излучения) в состав прибора входит чувствительный элемент (сцинтилляционный или газоразрядный детектор гамма-излучения (рис. 5.5. ж). Плотностемер должен удовлетворять следующим требованиям: диапазон измерения плотности – 0.7 – 1.2 г/см^3 с погрешностью не выше 0.01 г/см^3; для исследования низкодебитных нефтяных скважин обладать пакером. Комплексируют в одном приборе с ГМ; в сборке – с другими методами оценки «притока-состава».

Первичную и периодические калибровки выполняют на моделях скважин, заполненных флюидом с разной плотностью, построением зависимости $J_ж/J_в=f(r_ж, r_в)$, где $J_ж$, $J_в$ – показания в флюиде с плотностью $r_ж$ и в пресной воде $r_в$, плотность которой 1г/см^3. Скорость движения прибора по стволу скважины при детальных исследованиях 50 – 100 м/час, при общих – 400 – 600 м/час.

Критерии качества – расхождения основного и повторного измерений не должны превышать ±3 %. При неустойчивых режимах работы скважины (пульсирующем, с разделенными структурами многофазного потока и т.п.) воспроизводимость измерений проверяют по записи в зумпфе ствола скважины.

При первичной обработке привязку результатов измере-

ний по глубине и учет естественного гамма-излучения пород производят по кривой ГМ, которую регистрируют отдельным каналом плотностемера или модульной сборки.

Резистивиметрия

Индукционная резистивиметрия (РИ)

Резистивиметрия – основной количественный метод для определения минерализации воды. Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электропроводности жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов (рис. 5.5. е), что позволяет производить оценки параметров не контактным, а дистанционным (объемным) способом измерения.

Метод применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды (включая притоки слабой интенсивности), оценки солености скапливаемой на забое воды, установления мест негерметичности колонны, разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий, а также капельной и точечной структур течения для гидрофильной смеси [36].

Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух (возбуждающей и приемной) тороидальных катушек. Объемный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Прибор комплексируют с другими модулями ГИС-контроля в единой сборке методов оценки «притока-состава».

Первичную и периодические калибровки производят с помощью метрологического устройства, выполненного в виде цилиндрического сосуда диаметром свыше 150 мм. Измерения выполняют в водных растворах хлористого натрия, отличающихся проводимостью. Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (см/м) или минерализации воды (г/л).

Источником погрешностей измерений удельной электропроводности является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания устройства.

Непрерывные измерения выполняют на спуске в интервалах перфорированных пластов с перекрытием на 20 м прилегающих к ним участков. Повторное измерение выполняют по всей длине исследуемого интервала. Скорость измерений 400 – 600 м/час.

Токовая резистивиметрия (ТР)

В настоящее время для оценки состава продукции в скважине широко используются современные датчики электрической проводимости (фактически токовые резистивиметры) типа «FCIT», Schlumberger [11]. Такие датчики предназначены для измерения в очень ограниченном объеме пространства скважины (размер чувствительного элемента «FCIT» зонда «FloView» всего 1 мм) удельного электрического сопротивления среды заполнителя ствола, а также оценки истинного объемного содержания компонент потока (разделения воды от углеводородов). Устройство датчика изображено на рис. 5.9.

Определение объема всего сечения потока достигается за счет применения в измерительном приборе не одного, а сразу нескольких аналогичных по устройству датчиков. Примером использования данного модуля можно считать «DEFT» Schlumberger (диаметр 43 мм, длина 2.1 м), который применяется в скважинах с отклонением до 30° и использует 4 цифровых точечных электрода объемного содержания воды (совмещенных с каверномером и измерителем относительного азимута).

Точность измерения параметра $\varphi_в$ – 5% (2%, если $\varphi_в > 90\%$).

Применяются токовый (контактный) резистивиметр и в некоторой отечественной аппаратуре (например, в СГДК, где с помощью датчика в газовых обводняющихся скважинах в стволе может быть выделен приток жидкого газового конденсата из отдельных газоносных толщин).

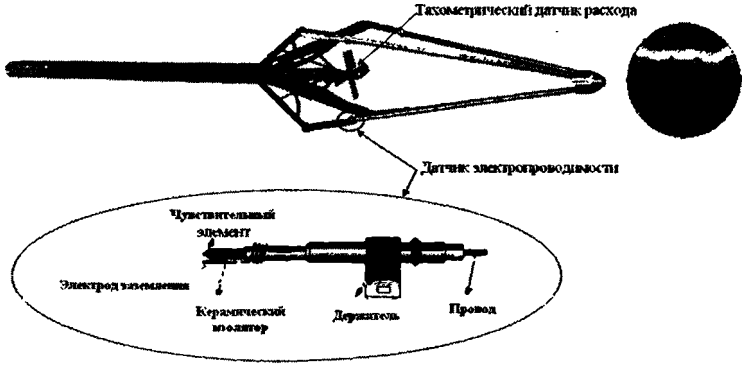


Рис. 5.9. **Датчики электропроводимости (токовые резистивиметры «FCIT», Schlumberger [11])**

Светооптические анализаторы содержания газа

Также в последние годы в практике исследования состава продукции активно начали применять различные светооптические анализаторы (СОА). В частности, их применяют не только в устройствах ПГИ, но и ГДИС (например, «MDT» Schlumberger для контроля состава отбираемой пробы, чтобы отделить пластовый флюид от притока проникающей буровой жидкости). В комплексах ПГИ использование датчиков на основе СОА особенно важно тем, что позволяет определить объемное содержание газа, выделив его из жидкой фазы.

Устройство датчика «GHOST» Schlumberger (показано на рис. 5.10) включает два оптиковолоконных канала: один – для подачи света в среду измерения, второй – для считывания отраженного сигнала (для газа степень отражения светового луча максимальна) [24]. При пробковой структуре потока фактически считывается сигнал от отдельных включений газа, нефти и воды. Размер чувствительного элемента «GHOST» еще

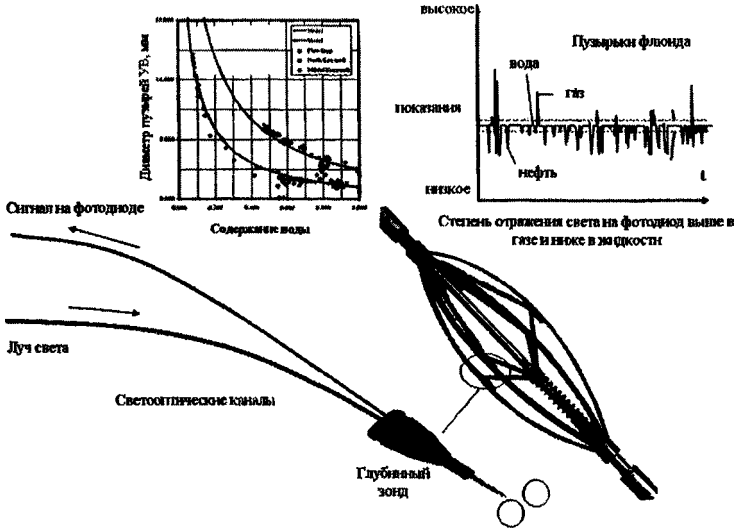


Рис. 5.10. **Устройство оптического внвлизвторв гвзосодержвния («GHOST», Schlumberger)**
Зависимости показаний от типа флюида и размера пузырьков углеводородов (УВ) от содержания воды в потоке [11]

меньше (0.1 мм), чем у «FCIT». Определение объема всего сечения потока достигается за счет применения в измерительном приборе не одного, а сразу нескольких аналогичных по устройству датчиков.

Примером применения данного модуля можно считать «GHOST» Schlumberger (диаметр 43 мм, длина 2.2 м), который использует 4 цифровых точечных оптических анализатора (совмещенных с профилемером и измерителем относительного азимута), фиксирующих включения газа от 0.5 мм.

Применение: идентификация содержания газа в жидкости (жидкости в газе) $\varphi_г$ от – 1%, расчет $\varphi_г$ и $\varphi_в$ для трехфазного течения, дифференциация газа и газового конденсата, определение начала разгазирования (давления насыщения). Использование светооптического анализатора газа имеет следующие ограничения: применяется в скважинах с отклонением до 30° и при скорости потока менее 4 м/с.

Пассивная низкочастотная акустическая шумометрия

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды в диапазоне частот от 100 Гц до 60 кГц. Применяют преимущественно для:

– выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины (включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами);

– выявления интервалов заколонных перетоков газа;

– выявления типа флюидов, поступающих из пласта;

– фиксации уровней раздела фаз в межтрубном пространстве [62, 96].

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты (геометрии датчика), одновременным влиянием на частоту шумов (вследствие изменений скорости потока) диаметра канала, вязкости флюида, а также со сложностью калибровки [126].

Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь или сборный гидрофон (рис. 5.5. з), расположенный в отдельном модуле сборки «притока-состава» (желательно снаружи на «гибкой» подвеске или защищенный от шумов трения о стенки скважины об-

резиненным кожухом) или конструктивно совмещенный с одним из приемников акустической цементометрии (в последнем случае измерения проводят отдельной спуско-подъемной операцией при выключенном излучателе).

Классический тип акустического шумомера является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные, полученные без применения спектральной модификации (не путать с регистрацией на нескольких фиксированных диапазонах), не пригодны для количественных определений расходов притока (или фильтрации) флюида.

Данные многоканальной регистрации в принципе могут быть использованы для косвенной идентификации типа притока флюида (однофазный/двухфазный) [146].

Качественные измерения акустическим шумомером выполняют дважды: в непрерывном режиме и в точках, в которых установлена аномальная интенсивность шумов.

Непрерывные измерения обычно выполняют со скоростью 300 – 600 м/час несколько раз при спуске и подъеме прибора. Полученные данные используют для выделения интервалов поступления в скважину пластовых флюидов и заколонных перетоков.

Дискретные измерения выполняют в течение 2 – 3 минут в точках, характеризующихся аномальной интенсивностью шумов, регистрируя их не менее, чем в трех-четырех частотных каналах (хотя обычно на практике наблюдается сильное взаимовлияние каналов).

Пассивная низкочастотная электромагнитная шумометрия

Шумометрия нестационарных электромагнитных полей основана на регистрации слабых электромагнитных шумов, возникающих в пластах, а также в стволе и в заколонном пространстве скважины при турбулентном движении заряженных вследствие электрокинетических процессов (посредством потенциалов фильтрации) диполей (молекул) воды в диапазоне частот от единиц Гц до десятков кГц. Аналогичные поля, возникающие при фильтрации углеводородов – на порядки слабее. Поэтому электромагнитные шумы в комбинации с изучением акустического шумового поля позволяют для высокочастотного диапазона выполнить разделения интенсивности и характера движения пластовой (или прокаченной через пласт) воды от движения других фаз (нефти и газа) [56].

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении как самого прибора, так и при возможном наложении разных диапазонов частот, создаваемых различными процессами (например, фильтрацией воды в порах и ее движением по микротрещинам цементного камня в заколонном пространстве).

Чувствительным элементом электромагнитной шумометрии является многовитковый индукционный датчик с сердечником (рис. 5.5. и), расположенный снаружи корпуса (для большей чувствительности) прибора, предназначенного для оценки «притока-состава». Хотя ранее были удачные попытки оценки по аномалиям электромагнитной эмиссии интервальных дебитов воды [56], на практике применение данного метода ограничено функциями индикатора.

Как и для акустического шумомера, измерения электромагнитным датчиком желательно выполнять дважды (в непрерывном режиме и запись флуктуаций на точках, в которых установлена аномальная интенсивность).

Предполагается, что для решения сложных задач по контролю дренирующих толщин и оценкам заколонных перетоков методы электромагнитной и акустической шумометрии должны использоваться в исключительно спектральной модификации.

Спектральная шумометрия сигналов акустической и электромагнитной эмиссии

Специализированная технология обработки и анализа волновых записей спектральной акустической и электромагнитной шумометрии позволяет в принципе судить о структуре, составе, фазовых расходах потоков нефте(газо)водяной смеси в случаях ее движения:

- по стволу скважины;
- по негерметичному заколонному пространству скважины (микротрещины ЦК);
- по поровому или трещиноватому пространству пласта.

Благодаря этому дополнительно оцениваются дренируемые толщины пласта, параметры и структура каналов фильтрации в породе, состав фильтрации.

Теоретическое обоснование метода спектральной акустической электромагнитной шумометрии ШС-А Э на основе физического и математического моделирования выполнено авторами в Российском Государственном Университете нефти и газа им. И. М. Губкина совместно с компанией Schlumberger [57].

Технология скважинных измерений основана на:

- обработке полного волнового сигнала и анализе спектров амплитудно-частотных характеристик (АЧХ), регистрируемых аппаратурой типа «АВИС» [60];
- выделении сигналов фоновых статичных спектров и вычитании фона из спектральных характеристик информативных записей;
- построении (с помощью цветовой гаммы) распределений аномалий амплитуд сигналов в зависимости от частоты и глубины (времени) волновых записей;
- выдаче количественных критериев, характеризующих расход и состав флюидов при их фильтрации (или движении) в поровом пространстве породы (или по различным каналам внутрискважинного пространства).

Измерительные каналы построены таким образом, что принятые волновые сигналы шумов движения или фильтрации оцифровываются в скважинном приборе и в цифровом виде передаются по кабелю на поверхность. Затем полученная информация восстанавливается в исходный вид и анализируется стандартными методами обработки волновых картин (Фурье).

Нейтронный активационный метод по кислороду

Метод основан на активации ядер кислорода в стволе скважины и окружающей среды быстрыми нейтронами (энергии порядка 14 МэВ) с помощью скважинного генератора нейтронов. Продуктом активации кислорода является радиоактивный изотоп азота N^{16}. Затем в результате β-распада из ядер этого изотопа вновь образуются ядра кислорода O^{16} с выделением гамма-квантов энергии 6.13 и 7.12 МэВ. Период полураспада для этой ядерной реакции составляет порядка 7 с. Поскольку энергия фонового гамма-излучения в данном случае не превышает 3 МэВ, по интенсивности вторичного жесткого гамма-излучения можно определить содержание кислорода в окружающей среде.

Кроме того, метод используется для определения скорости и направления движения активированных ядер кислорода относительно источника излучения. Для этого в измерительной установке источник и регистраторы гамма излучения разнесены друг относительно друга (принцип прямого и обратного зондов).

Пороговая энергия описанной выше ядерной реакции по-

рядка 10 МэВ, что не намного ниже энергии первичного излучения нейтронной трубки. Поэтому эффект наблюдается на небольшом расстоянии от источника нейтронов (первые десятки сантиметров). То есть глубинность метода не очень велика и в обсаженной скважине ограничена внутриколонным и заколонным пространством.

Измерительные установки делятся на однозондовые и двухзондовые. В состав однозондовой измерительной установки включен один детектор гамма-излучения, располагаемый выше (верхний зонд) или ниже (нижний зонд) источника. В двухзондовой установке детекторы расположены по обе стороны от источника.

Метод применяется для установления границы подвижной и застойной воды в эксплуатационной скважине, выделения интервалов поступления воды во внутриколонное пространство из перфорационных отверстий и интервалов негерметичности, а также выявления заколонных перетоков воды. Для получения более полной информации КАНГМ комплексируется с такими методами, как термометрией, механической расходометрией, С/О-каротажем и импульсными нейтронными методами.

Градуировочной зависимостью для КАНГМ является зависимость интенсивности регистрируемого излучения от дебита воды в колонне с известным диаметром. Для получения градуировочных зависимостей используются результаты модельных исследований, а также результаты одновременных замеров в нагнетательных скважинах КАНГМ и расходомером.

К недостаткам метода относятся сложный вид градуировочной зависимости, узкий диапазон измеряемых скоростей воды при фиксированном размере зонда, а также влияние на результаты измерений параметров массива окружающих пород.

Особенности зарубежных комплексов «PLT» и многодатчиковых систем

При конструировании «продвинутых» измерительных модулей ПГИ (PLT), предназначенных для определения задач «притока-состава», должны учитываться проблемы измерения многофазных расслоенных потоков (особенно в условиях наклонных и горизонтальных скважин). Недостаточно также только достоверно оценивать распределение фаз в эксплуатационных и лифтовых трубах (с учетом расслоенных структур), должны ставиться и более сложные задачи прямой оценки

заполнения (насыщения) прискважинной зоны дренируемых пластов и определения фазовых профилей притока (т.е. раздельно для нефти, газа и воды).

Отечественные разработки аппаратурных комплексов ПГИ обычно уступают зарубежным аналогам, т.к. практически не применяют многодатчиковые системы измерения состава (т.е. игнорируют многообразие структур потока и их влияние на эпюры фазовых скоростей потока), а также ограниченно решают задачу по текущей насыщенности пластов (обычно для этого применяются отдельные приборы, а не модули единого измерительного комплекса PLT). Из практики известно, что интерпретация результатов стандартных РМ и радиометрии чувствительна к геометрии и разделению потока смеси по сечению, но для того, чтобы интерпретировать отклик каждого датчика, необходима осредненная гидродинамическая модель течения в скважине. К сожалению, такие модели находятся пока в стадии разработки [11].

В последние годы в зарубежных аппаратурных комплексах систем PLT достигнуто существенное улучшение в исследованиях многофазных потоков в нефтяных и газовых скважинах. В частности, были разработаны новые компактные датчики (и методы), позволяющие оценивать изменения в структуре потока смеси продукции. Обычные датчики оценки состава в лучшем случае способны оценить только осредненные показатели (на самом деле и при решении этой упрощенной задачи для сложных режимов потока существенное влияние оказывает то, что измерительная камера с датчиком не идентична по условиям измерений с самим потоком). Для наклонных скважин со сложной структурой потока это не позволяет при интерпретации выходить на достоверные количественные оценки. В то же время, многодатчиковая система позволяет не только оценить распределение фаз в стволе, но и получать данные о масштабе фазовых включений (капель, пузырей и т.п.) диаметром более 1 мм. Переходы от электропроводящей жидкости к непроводящей дают основу подсчета пузырьков.

В качестве наиболее современных типов измерителей состава сложного потока сейчас применяют: датчики электропроводимости (токовые резистивиметры «FCIT» зондов «FloView» Schlumberger – рис. 5.8), миниатюрные диэлькометры (емкостные датчики Halliburton-Sondex – рис. 5.9), а также датчики, анализирующие светоотражающие способности вклю-

чений потока (оптические анализаторы содержания газа в потоке «GHOST» Schlumberger – рис. 5.10). Датчики объемного содержания, как правило, объединяют с расходомером вертушечного типа (иногда – с раскрывающимися лопатками) и профилемером.

Комплексный прибор PLT (PS Platform (PSP), Schlumberger), частично включающий указанные типы датчиков, приведен на рис. 5.11. Сборка из представленных выше модулей может работать как на геофизическом кабеле, так и в автономном режиме (на проволоке). Прибор позволяет определять структуру потока, получить объемное распределение его компонент, а также рассчитать профили расходов для каждой из фаз (в том числе и путем подсчета количества движущихся пузырьков углеводородов по «DEFT-GHOST»). В комплексе с методами оценки насыщенности С/О-каротаж – ИНК – КАНГМ (модуль «RST») дает распределение фаз в ближней зоне пласта. Длина сборки прибора может меняться в зависимости от требуемой конфигурации компонуемых датчиков (обычно это примерно 5.6 м, диаметр – 54 мм). В прибор также включены датчики ГМ и ЛМ (для контроля глубины), термометр, тензометрический манометр (при необходимости – кварцевый CQC), плотностемер (градиентманометр), а также может быть добавлен модуль оценки качества цементажа (SCMT). Прибор PSP может быть применен и в процессе ГИС-бурения [24].

Из отечественных приборов наиболее близким по идео-

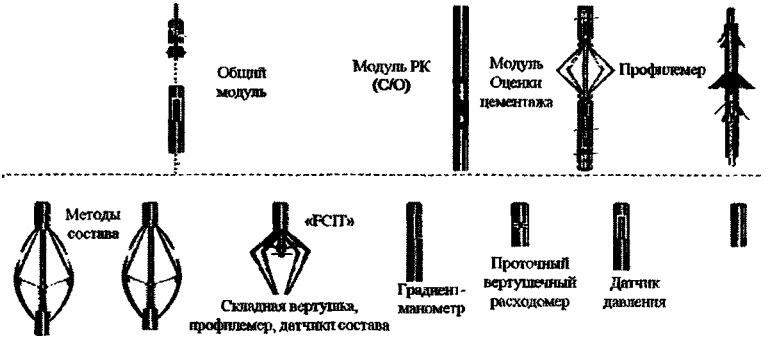


Рис. 5.11. **Современный модульный комплексный прибор «каротажа продуктивности» PLT («PC PLATFORM», Schlumberger [11])**

логии с PSP следует признать АГАТ (НПФ Геофизика), включающий: высокочувствительный расходомер, расходомер малого диаметра, модули ТМ, ТА, РИ, ВЛ, ШИ, ГМ, ЛМ [14].

Другой прибор компании Schlumberger (Flagship – рис. 5.12) построен по аналогичному с «PSP» принципу и предназначен для применения в ГС (его можно опускать в сильно искривленные скважины без применения гибких НКТ). Дополнительно в этом приборе реализован принцип оценки расхода каждой из фаз на основе методов НК с двумя измерительными датчиками (для определения скорости перемещения по ГС нефти в нее впрыскивается порция меченого вещества, а для

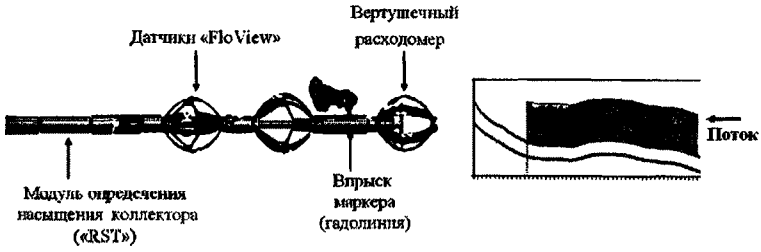


Рис. 5.12. **Комплексный прибор PLT для ГС («Flagship», Schlumberger [11])**

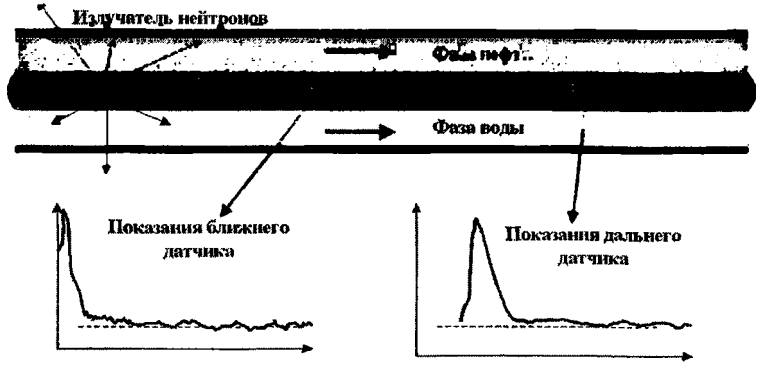


Рис. 5.13. **Способ измерения потока воды на базе метода КНАМ в ГС (Flagship, Schlumberger [11])**

определения скорости перемещения воды применяется метод активации кислорода КНАМ – рис. 5.13).

5.2.5.2. Методы исследований для оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах

Нейтронные методы

Поскольку подавляющая часть исследований по ГИС-контролю выполняется в обсаженных скважинах, основой комплекса для оценки текущего насыщения пластов традиционно являются нейтронные методы [119].

В основе нейтронных методов лежит изучение взаимодействия нейтронов с ядрами вещества горных пород и заполнителей скважины: неупругое, упругое рассеяние и диффузия и поглощение, а также искусственная активация.

Нейтронные методы подразделяют на две группы: интегральные и спектральные. Каждая из групп включает стационарные и импульсные модификации. Интегральная модификация предполагает регистрацию частиц всех энергий, спектральная – в ограниченном диапазоне энергий. Стационарные (СНК) модификации методов используют стабильно работающие источники нейтронов ампульного типа. В импульсной (ИНК) модификации применяются облучение прерывистым потоком нейтронов и изучается динамика изменения параметров полей частиц во времени.

В практике ГИС-контроля наиболее широко используются:

- стационарный нейтрон-нейтронный метод (ННМ) при котором породы облучают быстрыми нейтронами, а регистрируют замедленные вследствие упругого взаимодействия с ядрами атомов среды нейтроны: надтепловые с энергией менее 0.1 МэВ и тепловые с энергией около 0.025 МэВ;

- стационарный нейтронный гамма метод (НГМ), предполагающий облучение породы быстрыми нейтронами и регистрацию возникающего при захвате замедленных нейтронов вторичного гамма-излучения;

- импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ), предполагающий регистрацию темпа спада плотности тепловых нейтронов после периодического облучения породы пачками быстрых нейтронов;

- нейтронный активационный метод по кислороду (КАНГМ – модификация метода наведенной активности МНА), основанный на активации быстрыми нейтронами атомов кислорода флюида.

Среди спектральных модификаций наиболее известен импульсный спектрометрический нейтронный гамма метод, являющийся разновидностью ИНК и основанный на изучении вторичного гамма-излучения неупругого рассеяния быстрых нейтронов. Этот метод часто именуют углеродно-кислородный каротаж или С/О-каротаж.

Волновая широкополосная акустика

Акустический метод основан на теории упругих деформаций пористых насыщенных тел и предназначен для изучения параметров высокочастотных акустических колебаний в стволе скважины и горных породах. Основой метода является зависимость его показаний от упругих свойств системы «скважина – массив горных пород» [52].

В процессе акустического воздействия в скважине и горной породе генерируются различные типы волн, отличающиеся амплитудой, частотой и скоростью распространения. Из множества типов волн, которые распространяются в скважине и окружающей среде, с точки зрения ГИС некоторые считаются информативными. Критерием информативности является достоверность выделения волны на фоне помех и обоснованная зависимость параметров волны от свойств пластов, особенностей конструкции и технического состояния скважины.

В необсаженной части ствола волны распространяются в горных породах в скважинной жидкости и по стенке скважины (на границе жидкой и твердой фаз). В породе распространяются два типа волн: продольная P и поперечная S. В продольной волне частицы колеблются в направлении распространения волны, в поперечной – перпендикулярно ему. Вдоль стенки скважины распространяется так называемая волна Лэмба-Стоунли L. Скорости распространения названных волн связаны соотношением: $V_P > V_S > V_L$.

Эти же типы волн регистрируются в стволе скважины, обсаженной зацементированной обсадной колонной. В незацементированных интервалах дополнительно регистрируется волна Лэмба по обсадной колонне. Она идентифицируется достаточно легко, поскольку ее скорость существенно выше, чем у остальных типов волн.

Простейший измерительный акустический зонд содержит только приемник акустических колебаний. Такой зонд используется в так называемом методе пассивной акустики – шумометрии.

Стандартный двухэлементный зонд содержит излучатель упругих волн И звукового или ультразвукового диапазона (соответственно 2 – 20 и 20 – 60 кГц) и широкополосного приемника П. Такой зонд используется, в частности, при оценке качества цементирования.

Более сложный зонд представляет собой комплекс, включающий несколько излучателей и приемников упругих колебаний, разнесенных на некоторое расстояние друг от друга. Его конструкция зависит от конкретного предназначения. Трехэлементные И-П-П или И-И-П и четырехэлементные компенсированные зонды И-П-П-И или И-И-П-П используются при стандартных исследованиях на головных волнах. Преимущество последних в том, что они позволяют учесть влияние на результаты измерений свойств промывочной жидкости и положение зонда в стволе скважины.

Для исследования низкоскоростных разрезов приборы дополнительно оснащаются измерительными зондами с дипольными излучателями и приемниками, позволяющими регистрировать большие значения интервального времени для поперечной волны, чем интервальное время упругой волны в жидкости.

Современная универсальная аппаратура для акустических исследований является многоэлементной. Она работает в широком диапазоне частот акустических сигналов – от п·10^2 до п·10^6Гц и позволяет одновременно исследовать широкий спектр акустических сигналов и надежно выделять все информативные типы волн.

Результаты исследований волнового акустического метода (ВАК) представляют в виде диаграмм интервальных времен, амплитуд и коэффициентов затухания продольных волн, амплитуд и коэффициентов затухания поперечных волн, а также фазокорреляционных диаграмм (ФКД) и волновых картин.

При этом решаются следующие задачи:

- литологическое расчленения разрезов и расчет упругих свойств пород;

- выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства со вторичной (межзерново-трещинной, кавернозно-трещинной и межзерново-трещинно-кавернозной) пористостью;

- определение коэффициентов межзерновой и вторичной (трещинной и кавернозной) пористости коллекторов;

- выделения проницаемых интервалов в чистых и глинистых породах;

- оценка преимущественной ориентировки трещин (в том числе искусственно созданных при гидроразрыве пласта);
- оценка характера насыщенности коллекторов.

Физической предпосылкой использования метода ВАК для оценки нефтенасыщенности является существенное различие в сжимаемостях основных компонент коллекторов: минеральной твердой фазы и насыщающих поровое пространство флюидов (воды, нефти, газа) [43]. При комплексной обработке данных ВАК и ГИС в число решаемых задач входит:

- оценка коэффициентов текущей нефтегазонасыщенности, положения ВНК и ГЖК;
- оценка общей, динамической, трещинной и кавернозной пористости, а также проницаемости;
- определение упругих свойств породы (сжимаемости, модуля Юнга, коэффициента Пуассона);
- выявление зазоров между колонной и цементным камнем;
- оценка гидродинамической сообщаемости продуктивных пластов со скважиной в интервале перфорации.

Основным результатом измерений ВАК является ФКД, по которой определяют интервальные времена для продольной и поперечной волн. На основе этих параметров рассчитывают так называемый индекс динамической сжимаемости (ИДС), который определяет соотношение сжимаемостей твердой фазы и флюида в порах. При расчетах используется априорная информация о пористости, плотности и глинистости изучаемых отложений. Полнота и достоверность перечисленных данных является одним из основных факторов, определяющих информативность метода. В основе интерпретации полученных результатов лежит зависимость параметра ИДС от параметра нефтенасыщенности.

Оценка нефтенасыщенности наиболее достоверна при полном отсутствии в поровом пространстве свободного газа. С ростом газонасыщенности коллектора чувствительность метода к разделению воды и нефти в порах резко снижается. При газонасыщенности пласта 0.5 и выше количественные оценки этого параметра затруднительны. В этих условиях метод может использоваться только для выявления нефтеносных пластов, характеризуемых высоким содержанием свободного газа.

Поляризационный акустический каротаж

Появление многоканальных акустических зондов с возможностью направленного возбуждения и приема поперечных

волн позволило повысить точность традиционных для метода акустического каротажа измерений динамических и кинематических характеристик волн разных типов, а также дало средство изучения трещинной пористости и напряженного состояния горных пород как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Получаемые данные о направлении и степени открытости трещин необходимы для оптимизации разработки месторождений нефти и газа, оценки свойств коллектора (пористости), контроля гидроразрыва пласта, анализа механических свойств пород, сейсмической интерпретации.

При наблюдениях в скважине система наблюдений постоянна, определяется конструкцией зонда и шага наблюдений (перекрытием). Примерами такого устройства являются скважинные зонды ХМАС производства компании Baker Atlas, дипольный акустический имеджер DSI Schlumberger.

Прибор DSI имеет 8 линейно расположенных приемников, 1 монопольный и 2 дипольных возбудителя. Приемники обеспечивают большую пространственную выборку сигналов волнового поля и наиболее полный анализ форм волны. Расположение приемников позволяет измерять параметры волн, наиболее глубоко проникающих в породы. Величины напряжения сжатия и ее направленности оцениваются по акустической анизотропии (в анизотропной среде волны сдвига делятся на 2 волны по направлениям распространения, обладая при этом различным затуханием и взаимно перпендикулярной поляризацией частиц среды).

Прибор DSI (Schlumberger) имеет следующие режимы работы:

- монопольный;
- верхне- и нижнедипольные;
- волн Стоунлея;
- определения анизотропии (кросс-дипольный);
- первого прихода волны.

В приборе ХМАС (Baker Atlas) реализованы две системы наблюдений:

- источник продольных волн (монополь) - восемь вертикальных приемников и два ортогонально направленных источника;

- источник поперечных волн (диполи) – восемь пар горизонтальных приемников, расположенных в тех же осях, что и источники.

Для изучения анизотропии скоростей, вызванной упорядоченной субвертикальной трещиноватостью в акустическом диапазоне частот (2 кГц), используется дипольная (32 канала) секция зонда с направленным возбуждением и приемом поперечных волн, совмещенных с устройством ориентации (скважинный инклинометр).

При контроле эффективности ГРП по результату обработки в скважине (например, с карбонатным коллектором) оценивают зону развития вертикальных трещин – по интегральному и дифференциальному анализу коэффициентов анизотропии. При этом на результирующем планшете изучается их развертка по азимуту совместно с графиками азимутов быстрой волны, а также наложение волновых полей с быстрой и медленной волнами друг на друга, то есть «разбег» этих волн) [142].

Исследования скважин, обсаженных стеклопластиковой колонной

Использование системы наблюдательных скважин, обсаженных стеклопластиковой (радиопрозрачной) колонной, позволяет резко повысить эффективность контроля состояния продуктивных объектов. В этих условиях становится возможным применение высокоинформативных методов оценки состояния продуктивных и вмещающих пластов. В их числе стандартный индукционный и диэлектрический методы, а также высокочастотное индукционное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) [7].

Результаты электромагнитного зондирования с помощью индукционного и диэлектрического метода позволяют осуществлять мониторинг за изменением геоэлектрических характеристик прискважинной зоны. При этом решаются задачи оценки текущей и остаточной насыщенности продуктивных пластов, определения положения ВНК, контроля процессов заполнения пластов.

Как показывает опыт подобных исследований, технология обсадки стеклопластиковой колонны (хвостовика) не отличается от обычной, а их прочностные свойства позволяют выполнять свои функции практически в течение всего времени существования скважины.

При мониторинге наблюдаются вариации показаний методов относительного фонового уровня. В качестве фоновых желательно использовать данные измерений в колонне. Спе-

цифической особенностью интерпретации является необходимость введения поправок, связанных с влиянием на результаты пластиковой колонны и цементного кольца.

Среди электромагнитных методов наиболее информативен сравнительно недавно внедренный в практику ГИС метод высокочастотного индукционного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ).

Нельзя также не сказать о возможностях использования в этих условиях метода широкополосной акустики (ВАК), который вошел в число методов, применяемых при исследовании скважин, оборудованных стеклопластиковыми колоннами. Рядом исследователей [45] выявлена хорошая корреляция между результатами акустического и индукционного методов, совместное использование этих методов особенно эффективно для оценки ВНК в продуктивных пластах, подстилаемых слабоминерализованными и пресными водами.

Измерения удельного электрического сопротивления в обсаженных скважинах

Измерения УЭС наиболее информативны для оценки коллекторских свойств и насыщения продуктивных пластов. Долгие годы электрокаротаж сопротивлений (метод кажущегося сопротивления – КС) применялся только в необсаженных скважинах, т.к. использование зондов бокового каротажного зондирования (БКЗ) в условиях обсадки пород металлической колонной приводило к огромным утечкам электрического тока по металлу ЭК, выступающего в роли заземлителя. Тем не менее, основные принципы измерения УЭС в обсаженных колоннах были разработаны в 1939 г. Л.М. Альпиным и в 1949 г. В. Стюартом. Развитие современных технологий позволило в последние годы ряду компаний реализовать данный метод для применения в обсаженных скважинах (устройства CHFR Schlumberger, TCR Baker Atlas, отечественный аналог ЭКОС).

Измерительный модуль представляет собой зонд БЭЗ диаметром 86 мм с некоторым количеством электродов (например, в CHFR – 12 на 4-х уровнях, разнесенных под углом 120°), измеряющих разности напряжений, возникающих при протекании тока по горным породам вокруг ствола [6]. Прибор генерирует низкочастотный (примерно 1 Гц) ток 0.5 – 6 А, большая часть которого протекает по колонне вверх и вниз, меньшая (от части, движущейся вниз) – попадает в пласт (фикси-

руемые разности потенциалов составляют всего лишь 5 – 500 нВ) – рис. 5.14, где: U_0 – напряжение обсадной колонны; U_1 и U_2 – напряжения в породе, измеренные между двумя парами электродов; ρ_c – сопротивление обсадной колонны.

Зонд измеряет разность тока ΔI (сопротивления $\Delta\rho_c$) в нисходящем токе между парами измерительных электродов (например, при наличии четырех электродов можно произвести два измерения, трех – одно). Падение напряжения между электродами включает потери тока из-за утечек как в колонне, так и породе. Влияние размера утечки тока по колонне учитывается способом дополнительной калибровки. При дополнительном режиме измеряется ток при прохождении от верхнего (питающего) электрода к нижнему (также питающему) электроду (раз-

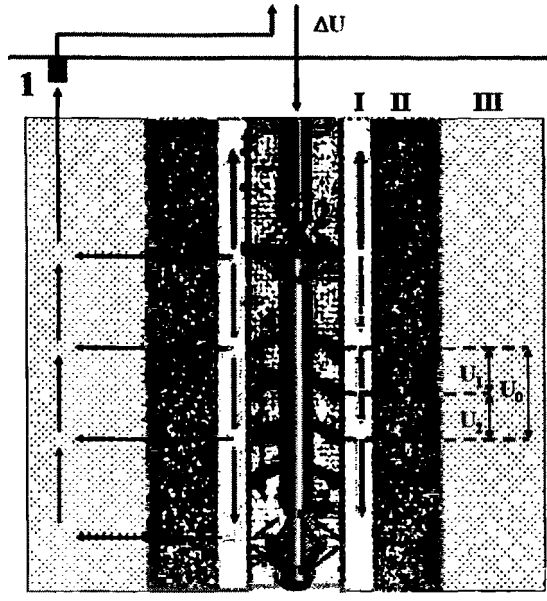


Рис. 5.14. **Принцип работы устройства CHFR (Schlumberger) по [6]:**
1 - поверхностный электрод; 2, 3 - верхний (2) и нижний (3) токовый электроды; 4 - измерительные электроды (12 шт.); DU - питающее напряжение; U_1, U_2, U_0 - измеряемые перепады напряжения; I - обсадная колонна; II - цементное кольцо; III - горные породы (стрелками схематично изображены токи электричества)

несенных на 10 м) – здесь утечка в породу уже ничтожно мала. Пластовый ток оценивают из тока обсадной колонны путем вычитания. Питающий ток величиной 1 А создает токи утечки в породе величиной до нескольких мА/м. Естественно, что наиболее чувствителен прибор будет к сопротивлению пород вблизи измерительных электродов. Поскольку помехи от движения прибора столь велики, что делают невозможным проведения измерений, регистрацию выполняют только на фиксированных точках (обычно это двухминутная стоянка, что эквивалентно скорости записи 36 м/ч), обеспечив предварительно идеальный контакт прижимного электрода к предварительно очищенной от примесей стенке колонны.

Погрешность измерения в пластах с сопротивлением 1 – 10 Ом·м составляет 10%, радиус исследования достигает 2 – 10 м (т.е. максимальная глубинность для ПГИ), вертикальное разрешение 1.2 м, прибор обеспечивает хорошую повторяемость записей и близость их с контрольными замерами в диапазоне до 100 Ом (полученных после бурения скважины). Однако наблюдается влияние на показания метода некоторых характеристик цементного кольца (качества, сопротивления), а также место расположения поверхностного электрода, плохой контакт между секциями обсадной колонны и электродов с колонной также негативно влияют на качество измерений (поэтому технологией работ обычно предусматривается предварительное скребкование внутренней поверхности колонны) [10]. Преимуществами метода измерения УЭС в обсаженных скважинах является: возможность доразведки ранее неисследованных пластов (например, вышележащих) без их прямого опробования или бурения новых скважин, определение остаточной нефтенасыщенности, мониторинг выработки пластов, применение в низкопористых коллекторах со слабоминерализованной водой.

Поскольку иногда возникает необходимость проведения измерений УЭС в скважинах, оборудованных насосно-компрессорными трубами, компания Baker Atlas разработала свой аналог TSR с внешним диаметром прибора 54 мм. Корпус модуля прижимается к стенке обсадной колонны, после чего развертывается 7 электродов, обеспечивающих электрический контакт с металлом колонны. Влияние цемента обычно незначительно и может быть учтено. Прибор также компенсирует влияние муфт и других неоднородностей колонны.

Комплексирование методов оценки текущей насыщенности в современном аппаратурном обеспечении

В последние годы при решении задач по определению текущей насыщенности терригенных коллекторов применяются комплексы радиоактивных методов ядерно-физической спектрометрии, включая спектрометрический гамма-метод ГМ-С, двухзондовый ИНМ, спектрометрический импульсный нейтронный гамма-метод, основанный на гамма-излучении неупругого рассеяния ГИНР и радиационного захвата ГИРЗ [47].

Разработаны такие комплексы и для обсаженных скважин. Причем, в качестве дополнительного модуля здесь еще включен КАНГМ. В совокупности модуль РК для обсаженных скважин позволяет: оценить пористость, а по соотношениям С/О (методы на основе ГИНР) и Ca/Si (методы на основе ГИРЗ) выделить газо(нефте)насыщенные коллектора и определить насыщенность толщин по зависимостям вида [135]:

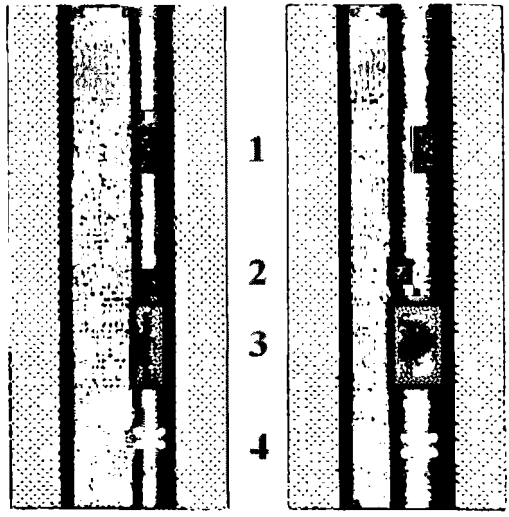


Рис. 5.15. **Принцип работы и модификации устройства RST (Schlumberger [11]): RST-A (1 11/16"); RST-B (21/2"):**
1 – дальний детектор; 2 – ближний детектор; 3 – защитный экран; 4 – генератор быстрых нейтронов

$$K_{Н-тек} = a \cdot (R_{C/O} - b \cdot R_{Ca/Si}) + c \qquad (5.17)$$

где a, b, c – калибровочные константы; $R_{C/O}$ и $R_{Ca/Si}$ – отношения концентраций элементов.

Среди наиболее широко применяемых в России комплексов данного типа: RST Schlumberger (рис. 5.15), PSGT, RMT Elite Halliburton, RPM Baker Atlas, АИМС-С Тверьгеофизика. Обычно указанные приборы имеют диаметр порядка 65 – 90 мм (т.е. не могут быть спущены через НКТ – кроме модификаций RST-A и RPM с диаметром 43 мм, RMT Elite с диаметром 54 мм), длину 3500 – 5500 мм, используют трехжильный бронированный кабель, включают импульсный генератор нейтронов с энергией выхода 14 МэВ и частотой генерации 10 кГц, детектор на базе германата висмута, количество энергетических «окон» – 256.

Как правило, дополнительно при комплексной интерпретации полученных данных привлекается также информация по PVT-свойствам пластовых флюидов, результатам ГИС открытого ствола (как минимум, ПС и ГМ, методы оценки $K_п$), данным испытаний (опробований) пластов, ПГИ другими (независимыми) методами оценки текущей насыщенности.

Комплексирование методов оценки текущей насыщенности позволяет проводить количественную оценку насыщенности в условиях пресных вод (включая локализацию ВНК), выделение газовых шапок (пластов) с определением ГНК. С использованием КАНГМ возможно также производить локализацию заколонных перетоков с определением их направления и скорости.

Основное ограничение применяемых комплексов на основе С/О-каротажа: чрезвычайно низкая глубинность (до 10 см) и низкая достоверность измерений в условиях перфорированных интервалов. Для повышения достоверности измерений каждый интервал последовательно исследуется несколько раз (от 5 до 10) на скорости 60 м/ч.

5.2.5.3. Методы изучения технического состояния скважин

Промыслово-геофизический контроль технического состояния скважин является актуальной задачей на протяжении всего срока ее эксплуатации от строительства до ликвидации. В некоторых случаях ведется технический мони-

торинг и ликвидированных скважин. При помощи геофизических и других методов решаются проблемы: проложения ствола скважины, предупреждения аварий при бурении, определения необходимого объема цемента и точности установки колонн и скважинного оборудования, мониторинга технического состояния скважины в процессе эксплуатации, выявления и локализации дефектов и оценки их влияния на работу скважины, проверки качества ремонтных работ и операций.

Методами контроля технического состояния скважин охвачен практически весь спектр физических полей. Эти методы подразделяются на следующие группы:

1. Методы определения геометрии ствола (инклинометрия, профилеметрия).
2. Акустические методы изучения преломленных (АКЦ, ВАК), либо отраженных (САТ) ультразвуковых волн.
3. Пассивная акустика (шумометрия).
4. Электромагнитные методы (ЛМ, комплексы «ЭМДС», «МИД»).
5. Радиоактивные методы (гамма-гамма толщинометрия, гамма-гамма цементометрия).
6. Другие методы.

Рассмотрим более подробно методы, наиболее широко применяющиеся в практике промыслово-геофизического контроля.

Инклинометрия скважин

Инклинометрия скважин – это измерения зенитного угла и азимута скважины по глубине. По полученным данным рассчитывают координаты оси скважины, абсолютные отметки глубины, приращения (удлинения) длины ствола, величину и направления смещения забоя скважины относительно устья, абсолютные отметки глубин расположения элементов конструкции скважины (НКТ, насос, перфорация) и геологических объектов (подошва и кровля продуктивных объектов, фазовые контакты и пр.) [78, 129]. По типу применяемого датчика инклинометры делятся на магнитные и гироскопические.

В магнитных инклинометрах в качестве измерителя азимута используется магнитная стрелка (буссоль), а в качестве измерителя зенитного угла (искривления) – отвес. Ввиду использования магнита данный тип инклинометра применяется только в немагнитных средах, то есть в разрезах, не содержащих

большого количества ферромагнетиков и обсаженных немагнитными трубами.

Гироскопический инклинометр устроен принципиально иначе [89]. В качестве датчиков в современных инклинометрах данного типа используется измеритель угловой скорости на базе трехстепенного гироскопа и измерители ускорений (акселерометры).

Процедура определения траектории скважины состоит из двух этапов. Первый этап включает начальную ориентацию инклинометра по горизонту и по азимуту (определение географического меридиана). На данном этапе скважинный прибор, соединенный геофизическим кабелем с наземным блоком, неподвижно фиксируют на устье скважины с помощью специального фланца. Далее по показаниям измерителей ускорений (акселерометров) и угловой скорости определяют начальную горизонтальную и азимутальную ориентацию прибора. На втором этапе проводятся измерения траектории ствола скважины в автономном режиме. Гироскопические инклинометры имеют более высокую точность по сравнению с магнитными, особенно при измерении малых углов (до 3°). Еще одним несомненным преимуществом гироскопической инклинометрии является возможность ее использования в обсаженных скважинах (то есть при ГИС-контроле).

Процедуры обработки результатов магнитной и гироскопической инклинометрии сходны. Исходные результаты оформляют в виде таблицы значений зенитных и азимутальных углов с заданным шагом. По измеренным азимутам определяют соответствующие дирекционные углы, вводя поправки за магнитное склонение и сближение меридианов. Далее рассчитывают изменение по глубине координат точек ствола скважины {X, Y, Z}. Существуют несколько способов обработки данных инклинометрии, имеющих свои достоинства и недостатки [25].

Тангенциальный способ базируется на использовании значений зенитного угла и азимута, измеренных в начале и конце интервала. Расчеты проводятся исходя из предположения постоянства значений на протяжении всего интервала, что при больших углах отклонения скважины от вертикали и увеличении шага записи дает большие погрешности.

Компенсированный тангенциальный способ состоит в делении интервала измерений пополам и присваивании срединной точке средних значений измеренных параметров.

В способе осреднения углов расчет углов ведется по фор-

мулам для тангенциального способа, но с использованием осредненных значений углов, измеренных в начале и конце интервала. Способ отличается существенно меньшей погрешностью в сравнении с перечисленными выше.

Способ радиуса кривизны основан на построении дуги окружности, проходящей через начальную и конечную точку интервала измерений. Способ характеризуется высокой точностью, но погрешность вычислений возрастает с увеличением интервала измерений и интенсивности искривления ствола.

Способ двух хорд близок по своей сути к компенсированному тангенциальному способу, но расчет углов в средней точке производится по специальному алгоритму; имеет несколько меньшую точность по сравнению с предыдущим способом.

Ниже приведены формулы для расчета координат по наиболее часто используемому способу осредненных углов.

$$X_n = \sum_{i=1}^{n} l_i \sin\frac{\theta_{i-1}+\theta_i}{2}\cos\frac{\alpha_{i-1}+\alpha_i}{2}$$

$$Y_n = \sum_{i=1}^{n} l_i \sin\frac{\theta_{i-1}+\theta_i}{2}\sin\frac{\alpha_{i-1}+\alpha_i}{2}, \qquad (5.18)$$

$$Z_n = \sum_{i=1}^{n} l_i \cos\frac{\theta_{i-1}+\theta_i}{2}$$

где l – шаг измерений между i и i+1 точками; α, θ – дирекционный и зенитный углы.

Полученные данные используются для построения плана и профиля ствола скважины.

Инклинометрические измерения применяются на различных этапах исследований скважин. В задачи инклинометрии на этапе строительства скважины входят: контроль соответствия направления ствола строящейся скважины проектному, выделение участков перегиба ствола скважины, получение исходной информации для геологических построений (определение глубин залегания продуктивных пластов, пластопересечений). В забойных телеметрических системах инклинометрические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения для точного наведения ствола. Особо велика роль инклинометрических измерений в горизонтальных сква-

жинах и в боковых стволах, где к точности используемых инклинометров определены существенно более жесткие требования, чем в вертикальных.

Инклинометрические модули применяются в составе комплексной аппаратуры для исследований, требующих получения пространственной ориентации геологического или иного объекта в скважине. К таким методам относят наклонометрию, сканирующие методы, аппаратурно-методические комплексы для исследования горизонтальных скважин.

Результаты инклинометрии применяются при расчете положения пластопересечения, приведения значений измеренных глубин к вертикали, получение вертикальных толщин, а при известных или малых углах наклона пластов и истинных толщин. Результаты инклинометрии применяют также при интерпретации методов ПГК, в частности, при оценке плотности заполнителя ствола скважины по градиенту давления.

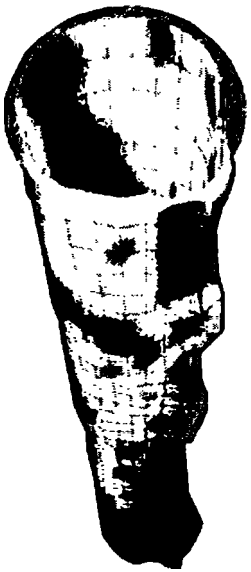


Рис. 5.16. **Пример интерпретации записей многорычажного профилемера MIT (Multi-finger Image Tool) по материалам фирмы Sondex**

Профилеметрия скважин

Скважинная профилеметрия – это метод определения размеров и формы поперечного сечения скважины и их изменений с глубиной. Метод имеет две модификации – вертикальную и горизонтальную. При вертикальной профилеметрии регистрируют изменения формы и размеров поперечного сечения по стволу. При горизонтальной профилеметрии более детально изучается профиль поперечного сечения на фиксированной глубине.

Скважинный профилемер (каверномер) представляет собой одну или несколько пар противоположно ориентированных механических подпружиненных рычагов, один конец которых скользит по стенке скважины (колонны), а второй соединен с резистивным мостом, преобразующим угловые изменения положения рычага относительно оси прибора в модулированный электрический сигнал. Прибор калибруется при помощи устройства (кольца или гребенки), обеспечивающего отклонение рычага (рычагов) на фиксированные углы, соответствующие диапазону измерений радиусов для данного типа аппаратуры.

Наиболее часто встречаются приборы с двумя, четырьмя и восемью рычагами. Двух- и четырехрычажные каверномеры-профилемеры применяются для исследований бурящихся скважин, восьмирычажные – обсаженных. Для исследования существенно наклонных и горизонтальных скважин приборы необходимо центрировать.

Для детальных исследований поверхности ствола скважины или колонны труб применяются многорычажные (multifinger) профилемеры с числом рычагов-пальцев до сорока и более (рис. 5.16). Детальность исследований этими системами позволяет получить развертку стенки скважины, выделить трещины, а в интервале перфорации отдельные перфорационные отверстия.

Обработка данных обычного восьмирычажного профилемера (типа «ПТС») производится следующим образом. По величине угла раскрытия мерных рычагов определяют расстояние оси прибора до стенки колонны (малейшие изменения любого чувствительного рычага преобразуются в электрическое напряжение). Исходными результатами являются кривые изменения с глубиной радиусов колонны $R_i (i=1-8)$.

При последующей количественной обработке по этим данным рассчитывают:

Средние взаимно перпендикулярные диаметры трубы:

$$D_1 = 0.5\sum_{i=0}^{3} R_{2i+1}$$
$$D_2 = 0.5\sum_{i=0}^{3} R_{2i+2} \quad . \qquad (5.19)$$

Средний диаметр трубы:

$$D_{cp} = 0.5(D_1 + D_2) \, . \qquad (5.20)$$

Смятие (эллипсность) колонны в двух взаимно перпендикулярных направлениях:

$$\varepsilon_1 = \frac{R_1 + R_5}{R_3 + R_7}; \varepsilon_2 = \frac{R_2 + R_6}{R_4 + R_8} \, . \qquad (5.21)$$

Среднеквадратическое значение радиуса колонны, периметр колонны:

$$P = \sum_i^7 (R_i^2 + R_{i+1}^2 - 1.41 R_i R_{i+1})^{0.5} \, . \qquad (5.22)$$

Площадь колонны:

$$S = \sum_i^7 1.41 R_i R_{i+1} / 4 \, . \qquad (5.23)$$

Данные профилеметрии в открытом стволе (кавернометрии) используются для определения геометрии ствола скважины, выявления аномальных изменений параметров сечения ствола (желобов, сальников, глинистых корок, вывалов пород и пр.), обоснования работ по ликвидации аварий и ремонту скважин, оценки объема ствола скважины.

Данные о диаметре ствола необходимы также для введения поправок в показания электрометрии, радиометрии и других методов ГИС. Данные профилеметрии об открытом стволе используются, в частности, при выявлении коллекторов (по появлению глинистой корки).

Данные трубной профилеметрии (в обсаженных скважинах) используются для определения геометрических параметров обсадных колонн и позволяют судить о смятии, износе колонны, фиксировать разрывы обсадных труб, выявлять сальники в трубах (образующиеся вследствие налипания цементной корки, формирования различного типа отложений на стенках скважины).

Данные трубной профилеметрии позволяют существенно повысить достоверность количественной интерпретации результатов гидродинамико-геофизических методов (в частности, механической и термокондуктивной расходометрии) при их комплексировании в единой сборке скважинных приборов.

Акустические методы оценки технического состояния

Исследование технического состояния скважин акустическими методами основано на изучении волн, распространяющихся по колонне и цементному камню. Динамические и кинематические характеристики волн, регистрируемых в обсаженных скважинах, определяются условиями на границах цементного камня с колонной и породой, соотношением волновых сопротивлений горной породы и колонны, отношением длины волны и толщины стенки. Количество энергии упругих колебаний, удерживаемых в обсадной колонне, уменьшается при увеличении жесткости контактов на границах цементного камня, а также при увеличении отношений акустических сопротивлений и длины волны к толщине колонны [52, 79].

Акустическая цементометрия основана на измерении характеристик волнового поля, созданного источником упругих колебаний с частотой излучения 10 – 30 Гц. При этом регистрируют следующие параметры:

- амплитуда или коэффициент эффективного затухания волны по колонне в фиксированном временном окне (положение окна выбирается значением интервального времени распространения волны по колонне);
- интервальное время, амплитуда и затухание первых вступ-

лений волн, распространяющихся в горных породах;

- фазокорреляционные диаграммы (ФКД).

Метод применяют для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, оценки сцепления цемента с обсадной колонной (АКЦ) и горными породами (ФКД), определения размеров и местоположения дефектов цементного камня и раскрытости кольцевых зазоров. Эффективность метода снижается в высокоскоростных разрезах, где первое вступление при хорошем и удовлетворительном качестве цементирования относится к волне по породе.

В современных системах АКЦ применяется регистрация кинематических параметров акустической волны в виде волновых картин или ФКД и динамических (пиковые или суммарные амплитуды и эффективное затухание) в определенном или плавающем временном окне, которое открывается первым вступлением волны Лэмба по колонне или амплитудным дискриминатором при определенном уровне сигнала [16].

Зарегистрированная информация обрабатывается различными способами. В зарубежной практике качество заполнения заколонного пространства цементом принято оценивать по индексу цементирования (отношению зарегистрированной амплитуды к амплитуде в свободной колонне). Отличному качеству цементирования соответствует значение индекса, равное 0.8 (80 %). Наличие или отсутствие сцепления цемента с горными породами определяется на качественном уровне фиксацией на ФКД фазовых линий, принадлежащих упругим волнам, распространяющимся в горных породах, и их корреляцией с материалами ГИС открытого ствола. Толщина кольцевого зазора рассчитывается по выработанным аналитическим зависимостям.

Измерения акустическими цементомерами сканирующего типа основаны на изучении распространения отраженных волн. Сканирующие приборы позволяют получить информацию о качестве цементного камня в кольцевом сегменте 45°. При этом имеется возможность локализовать каналы в цементном камне раскрытостью 30°. Преимущество приборов такого типа состоит в возможности регистрации внутреннего диаметра колонны, а также, используя явление акустического резонанса, и толщины обсадной колонны с точностью ±0.1 мм [24].

Метод *волновой широкополосной акустики* (ВАК) рассматри-

вался в разделе 5.2.5 в качестве метода оценки текущего насыщения пластов. На самом деле диапазон информативных возможностей гораздо шире и он успешно используется для оценки состояния цементного камня и качества его сцепления с обсадной колонной. В частности, этим методом можно оценить величину зазора между колонной и породой. Правда, по сравнению с АКЦ метод имеет более жесткие ограничения на величину определяемого зазора (не менее 10 мкм). Но это ограничение не столь существенно, поскольку именно такова предельная величина зазора, начиная с которой он оказывает существенное влияние на техническое состояние скважины (развитие заколонных перетоков и пр.).

Несомненным преимуществом метода ВАК по сравнению с АКЦ является возможность прямого обнаружения гидродинамической связи между пластами (по негерметичному заколонному пространству, трещине гидроразрыва). Физической предпосылкой решения подобной задачи является развитие в канале, связывающем отдельные пласты, волны Лэмба-Стоунли, успешно выявляемой на фоне помех при спектральном частотном анализе результатов измерений.

Скважинное акустическое телевидение (САТ или АВК) предназ-

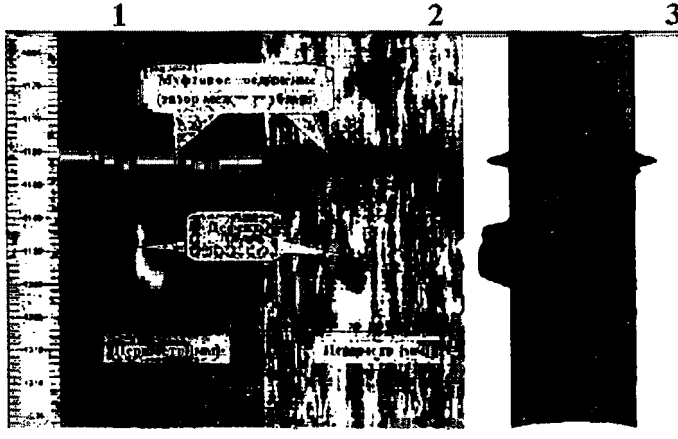


Рис. 5.17. **Информативные возможности метода САТ (АВК):**
1, 2 – сканобраз внутренней поверхности трубы по времени прихода (1) и амплитуде (2) сигнала; 3 – трехмерное изображение внутренней поверхности трубы

начено для изучения скважины или обсадной колонны по интенсивности отраженных высокочастотных упругих импульсов. Принцип акустического телевидения состоит в сканировании поверхности скважины по винтовой линии при движении зонда узким сфокусированным акустическим лучом, вращающимся в горизонтальной плоскости. Ввиду высокой частоты передаваемого на поверхность сигнала при этом получают практически непрерывное изображение стенки скважины. Для измерений используется одноэлементный зонд, который работает в импульсном режиме, периодически испуская излучение, а затем переключаясь на прием отраженных волн. Измеряются времена и амплитуды отраженной волны. В результате может быть получено растровое изображение поверхности стенки скважины или обсадной колонны.

В необсаженных скважинах метод применяют для измерения диаметра скважины (по времени прихода отраженной волны), определения типа литологии пород, выделения зон вторичной пористости (трещиновато-кавернозных), положения границ пластов с различной акустической жесткостью.

В обсаженных скважинах метод применяют для определения внутреннего диаметра и эксцентриситета колонны, выделения положения муфт и различных дефектов, нарушающих целостность и гладкость колонны, уточняют также местоположение других элементов конструкции, определяют положение перфорационных отверстий, а также дефектов обсадной колонны и НКТ (рис. 5.17, рис. 5.18).

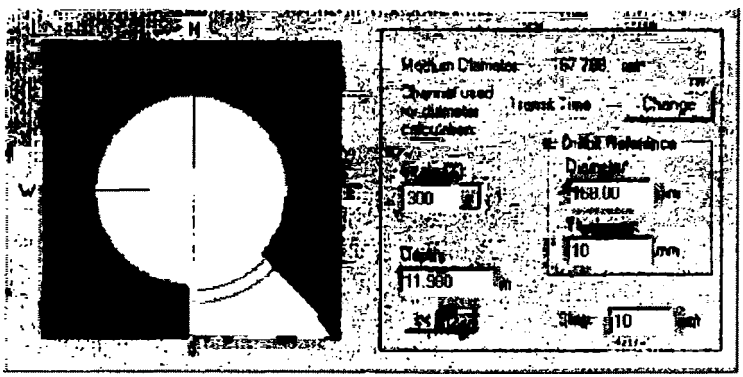


Рис. 5.18. **Информативные возможности метода САТ (АВК). Поперечное сечение колонны в интервале дефекта**

Недостатком метода перед другими сканирующими методами является критичность к однородности по акустическим свойствам флюида, заполняющего скважину, особенно наличие газопроявлений.

Пассивная акустика или шумометрия изучает упругие акустические колебания, возникающие в скважине и пласте в процессе ее эксплуатации. Физическая сущность метода состоит в том, что при течении флюиды издают акустические шумы в широком спектре звуковых колебаний от первых герц до первых килогерц. При этом спектр и интенсивность шума несет информацию о характере флюида (вода, нефть или газ) и среды, в которой происходит его течение (пласт, заколонное пространство, колонна, интервал перфорации).

В качестве измерительного элемента используется обычный гидрофон или их комбинация. Измерительные датчики могут быть установлены как на отдельном скважинном приборе, так и входить в качестве модуля в комплексные сборки. Также в некоторых типах аппаратуры акустической цементометрии измерительный зонд используется в качестве канала шумометрии. Исследования выполняются в процессе отдельной спускоподъемной операции при выключенном излучателе.

Материалы шумометрии используются для выделения мест поступления в скважину пластовых флюидов в интервалах перфорации и через дефекты обсадной колонны, а также межпластовых перетоков флюидов за колонной.

Метод электромагнитной локации муфт

Метод локации муфт (ЛМ), как и прочие электромагнитные методы, основан на принципе электромагнитной индукции в проводниках электрического тока. При исследованиях регистрируются изменения магнитной проводимости в металле обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности (утолщений, разрывов, перфорации).

Измерения выполняются локатором муфт, датчик которого представляет собой дифференциальную магнитную систему, состоящую из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, которые создают в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности металла труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительной катушке импульсов ЭДС. Амплитуда

сигнала пропорциональна числу витков в обмотке датчика, мощности используемых в локаторе магнитов и скорости движения прибора мимо неоднородности.

Малогабаритные локаторы (диаметром 36 мм) имеют ограниченную разрешающую способность по отношению к выделению интервалов перфорации. Отношение сигнал/шум может быть увеличено за счет регистрации и совместной обработки нескольких измерений [124].

Локатор муфт применяется для установления положения муфтовых соединений колонны, точной привязки показаний других приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, уточнения глубины спуска лифтовых труб, определения текущего забоя скважины, в благоприятных условиях – определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (типа разрывов, трещин) обсадных колонн, НКТ. В обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах в комплексе с другими методами ГИС-контроля метод используется для привязки, выявления дефектов, перфорации и элементов конструкции скважины.

Близким по физической сути к ЛМ методом является *прихватоопределитель* (ПХ) [25], используемый для определения места прихвата колонны труб при бурении и капитальном ремонте скважин. Метод основан на способности ферромагнетиков утрачивать намагниченность при деформации. Прибор ПХ представляет собой электромагнит, которым с определенным шагом наносятся магнитные метки на стальной колонне путем кратковременного пропускания тока через катушку электромагнита. После приложения критических напряжений кручения или растяжения к колонне, ПХ считываются проставленные ранее метки. Выше интервала прихвата колонны метки полностью исчезают или уменьшаются по амплитуде. Верхняя зафиксированная метка является началом интервала прихвата колонны.

Скважинная дефектоскопия и толщинометрия

Метод скважинной индукционной дефектоскопии и толщинометрии основан на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлических колоннах и элементах конструкции скважины под воздействием электромагнитного излучения генераторной катушки. В ходе исследований измеряются различные параметры ЭДС индукции:

амплитуда, декремент затухания, фазовый сдвиг сигнала относительно фазы возбуждающего тока в зависимости от модификации метода. На формирование ЭДС, главным образом, влияют: удельная электропроводность и магнитная восприимчивость (являющиеся характеристиками материала труб), толщина и сплошность интервала исследования, диаметр колонн и их соосность (являющиеся геометрическими характеристиками), конструкция катушек, характеристики излучаемого сигнала и положение прибора в стволе (являющиеся характеристиками аппаратуры и условий измерения). На сигнал могут оказывать влияние блуждающие и гальванические токи, а также большая концентрация ферромагнетиков в разрезе скважины при исследовании обсадных колонн.

Современные скважинные дефектоскопы-толщиномеры позволяют выделить элементы конструкции скважины (трубы, муфтовые соединения, пакеры, центраторы, фильтры, перфорационные интервалы и др.), выделить продольные и поперечные дефекты типа «трещина» практически с нулевой раскрытостью и протяженностью от нескольких сантиметров, обрывы колонны и интервалы активной коррозии, определять толщину трубы с точностью до 0.5 мм. При проведении исследований прибор должен быть центрирован.

Простейшим устройством этого типа является *индукционный индикатор дефектов* [25], принцип работы которого основан на регистрации фазового сдвига между возбуждаемым и регистрируемым сигналом, обусловленного наличием дефекта в колонне. Для повышения разрешающей способности прибор изготавливают из расчета наибольшего сближения диаметров катушек и внутреннего диаметра труб. Метод дает интегральную картину потери металла (коррозия) или нарушение сплошности (трещина) в кольцевом секторе колонны, обусловленным геометрическим фактором измерительного зонда.

В настоящее время разработаны и активно применяются системы, позволяющие проводить изучение многократных колонн, в том числе и при малом диаметре внутренней колонны (диаметр прибора 36 мм) [126, 129]. В отечественной геофизической практике наибольшее развитие получили направления *электромагнитной дефектоскопии* (серия «ЭМДС») и *магнитно-импульсной дефектоскопии* (серия «МИД»). Аппаратура этих серий несколько различна по принципам формирования и регистрации сигнала, телеметрии и разрешающей способнос-

ти, но в обоих типах используется методика регистрации и анализа декремента затухания ЭДС индукции для зондов с различной базой.

Дальнейшим развитием этого направления являются сканирующие дефектоскопы, которые позволяют локализовать дефекты в определенном сегменте и существенно повысить разрешающую способность метода [126].

Исходной информацией для обработки и интерпретации является серия кривых амплитуды ЭДС индукции для нескольких зондов на различных временах задержки от инициирующего импульса. Специальная обработка позволяет восстановить декремент затухания для различных по удаленности зон, настроиться на соответствующий диаметр исследуемой колонны и отфильтровать влияние других колонн. Результатом интерпретации является серия дефектограмм и толщинограмм для каждой колонны.

Средством калибровки прибора является набор из аттестованных стальных труб, отличающихся диаметром и толщиной стенок, а также искусственными дефектами (в виде ориентированных по радиусу и образующей трубы трещин).

Для калибровки в условиях стенда используется набор из пяти и более различных труб. Для калибровки в полевых условиях применяют аттестованный отрезок стальной трубы, внутренний диаметр которой равен диаметру исследуемой колонны.

Гамма-гамма толщинометрия

Гамма-гамма толщинометрия – это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения. Длина зонда выбирается такой (9 – 12 см), чтобы исключить влияние на результаты измерений плотности среды за обсадной колонной и обеспечить максимальную чувствительность метода к изменению толщины стенки колонны.

Метод используется для определения средней по периметру толщины обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей, пакеров и других элементов конструкции скважины, оценки степени механического и коррозионного износа труб и пр. Прибор в скважине должен быть центрирован.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающих скорость счета

датчика (импульсов/мин) с толщиной стальной колонны. При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности заполнителя ствола скважины и заколонного пространства.

В качестве средства калибровки используется набор труб с различными диаметрами и толщиной стенок.

Гамма-гамма цементометрия

Гамма-гамма цементометрия – это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего импульсный источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения.

Зонды гамма-гамма цементометрии и дефектоскопии имеют более сложную конструкцию. На практике наиболее часто используется многоканальный зонд с несколькими (не менее трех) взаимно экранированными детекторами, расположенными симметрично относительно оси. Применяются также одноканальные зонды с вращающимся во время измерения с заданной угловой скоростью экраном («сканирующие»), который обеспечивает прием полезного сигнала из радиального сектора 30 – 50°. И в том, и в другом случае зонд центрируется.

Показания зонда (при длине несколько десятков сантиметров) определяются главным образом плотностью среды в затрубном пространстве.

Метод используется для установления высоты подъема цемента за колонной, определения границ сплошного и частичного заполнения заколонного пространства цементом (в том числе зон смешивания цемента и промывочной жидкости либо чистой промывочной жидкости). Еще одной областью практического применения метода является выделение в цементном камне каналов и каверн, а также для оценки эксцентриситета обсадной колонны.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающие скорость счета датчика (импульсов/мин) с плотностью среды в затрубном пространстве, а также интерпретационные зависимости, позволяющие определить плотность цементного камня, степень заполнения заколонного пространства цементом, выделения в цементе дефектов и пр.

При интерпретации вносятся поправки за фон естественного гамма-излучения, а также за влияние плотности запол-

нителя ствола скважины. Для этой цели используются диаграммы плотности породы и кавернометрии открытого ствола.

К недостаткам метода относится его малая эффективность при различии плотности цементного камня и промывочной жидкости менее, чем на 0.5 – 0.7 г/см^3.

В качестве средства калибровки используется набор труб различных диаметра и толщины стенок, установленных в емкости с водой и зацементированных в нижней части.

Причинами нарушения цельности ЦК могут являться: некачественное сцепление на границах раздела, некачественное удаление корки бурового раствора, сильная усадка цемента, усталостное разрушение цемента, высокая проницаемость цементного раствора, его повышенная водоотдача, неправильно подобранная плотность, преждевременное загустевание и др. Наиболее типичным дефектом ЦК является микрокольцевой зазор, одновременно вызываемый влиянием температуры, гидродинамического давления и механических нагрузок. Обычно с помощью гамма-гамма цементометрии такого рода дефекты зафиксировать не удается (требуется применять ВАК или при наличии потока – ТМ, ШС-А).

Другие методы оценки технического состояния скважин

Буровыми и ремонтными бригадами при строительстве или ремонте скважины применяются различные методики *опрессовки скважины* внутренним или наружным давлением. При опрессовке внутренним давлением в стволе скважины создается избыточное давление и отслеживается его падение в определенном временном интервале. Если снижение давления отсутствует или не выходит за регламентированные значения, колонна или цементный мост считаются герметичными. При опрессовке давление в скважине снижают путем снижения уровня и в дальнейшем отслеживают его изменение.

При исследованиях герметичности цементного камня активно используются *технологии закачки индикаторных смесей*. В качестве индикаторов используются флюиды с аномальной температурой, нейтронно-поглощающими или радиоактивными свойствами. Исследования проводятся по принципу сравнения между собой показаний методов на фоновом (до закачки) и рабочем (после закачки) замерах. Разновидностью этого метода можно также считать и наблюдение за формированием «естественных» (радиоактивных, солевых, флюидаль-

ных) аномалий, связанных с эксплуатацией залежи. При возникновении подобных аномалий вне эксплуатируемого объекта косвенно можно констатировать наличие дефектов заколонного пространства или колонны.

Ряд компаний, в частности Halliburton, разработали экспериментальные глубинные комплексы *скважинного видео* для получения на забое действующей скважины качественных видеоизображений. Саморегистрирующее устройство (видеокамера) при этом находится на поверхности (в каротажной станции), а на забой спускают только два оптиковолоконных кабеля (один из них – для подводки освещения, другой – непосредственно для передачи видеокадров наверх). Специальное покрытие рабочего наконечника такого кабеля обеспечивает отсутствие налипания вязких фракций (нефти, грязи), а управляемый с устья манипулятор позволяет направить камеру на интересующий оператора объект.

Результатом проводимых с помощью скважинного видео измерений являются видеокартинки, в реальном времени иллюстрирующие движение компонент потока по стволу скважины, поступление капель нефти через перфорационные отверстия. Кроме того, можно контролировать состояние труб на забое. Недостаток метода – обеспечения требуемой степени прозрачности среды на забое, что возможно только при высокой степени обводненности продукции.

В редких случаях, требующих точного знания качества крепи скважины, проводится контрольный отбор керна из стенки скважины с последующей герметизацией или без нее. При этом отобранные керны тщательно изучают в лаборатории.

5.2.5.4. Гидродинамические методы изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов

В число гидродинамических методов исследования скважин (ГДИС) входят устьевые и глубинные измерения параметров «PVT-группы» (давления-скорости-температуры) во времени (забойных и устьевых давлений, фазовых расходов, температуры) в процессе целенаправленного измерения характера поведения скважины (пуска, остановки, изменения расхода и пр.).

Выделение названных методов в специальную группу связано в первую очередь со *спецификой решаемых задач*, основной из которых является оценка фильтрационных и энергети-

ческих параметров пласта. Не менее существенна и *специфика используемых при этом технологий*, базовым элементом которых является *регистрация процесса изменения гидродинамических параметров во времени на фиксированной глубине*. Причем используются измерения, как на устье, так и на забое скважины. Часто названные технологии измерений комплексируются друг с другом. Все это определяет особенности используемого при проведении работ технологического оборудования и скважинных приборов. Измерения температуры и давления чаще всего выполняются глубинными *автономными приборами на проволоке*. В процессе этих измерений проводятся *устьевые замеры расхода жидкости и газа* (газового фактора). В настоящее время для гидродинамических исследований нередко используется стандартная аппаратура ПГИ-ГДИС или даже промысловые дистанционные датчики (устанавливаемые на приеме ЭЦН), позволяющие измерять и передавать по кабелю непрерывную синхронную запись таких гидродинамических параметров, как давление и температура.

При гидродинамических исследованиях в процессе освоения скважин используется также специализированное оборудование (опробователи пластов), выполняющее функции как воздействия на пласт, так и регистрации PVT-параметров. И наконец, нельзя не сказать о специализированных дистанционных устройствах, предназначенных для измерений в высокодебитных (включая ГС) скважинах механизированного фонда, не вмешиваясь при этом в режим их эксплуатации.

Информация ГДИС может использоваться для решения следующих задач:

1. Уточнение геологического строения месторождения.
2. Оценка эффективности применяемой системы разработки.
3. Оценка энергетического состояния залежи.
4. Подбор оптимального режима и способа эксплуатации скважины.
5. Оценка качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважины.
6. Контроль эффективности мероприятий воздействия на пласт.
7. Обслуживание геомониторинга и геомоделирования.

Основные объекты ГДИС на месторождении:

- разведочные скважины (при опробовании пластов с возможным отбором проб);

- осваиваемые скважины (при свабировании, в исключительных случаях – при компрессировании);
- нагнетательные скважины;
- фонтанирующие добывающие скважины (включая газлифтные);
- добывающие механизированного фонда (исследуемые в межремонтный период или датчиками, установленными под приемом насоса).

Все перечисленные методы (технологии) построены на единых физических принципах и используют сходные способы обработки и интерпретации получаемых данных.

При проведении ГДИС применяют следующие способы (методы) измерений:
- снятие кривой стабилизации давления (КСД);
- снятие кривой восстановления давления (КВД);
- снятие кривой падения давления (КПД);
- снятие индикаторной диаграммы (ИД);
- снятие кривой восстановления уровня (КВУ);
- снятие кривой изменения давления во времени (КД);
- снятие кривой изменения давления по глубине (ДГ);
- комплексные циклические исследования ИД – КВД, ИД–КСД;
- комплексные исследования при опробовании (с применением ИПТ, ИПК, зарубежных комплексов типа RFT, MDT, CHDT);
- снятие кривой гидропрослушивания (ГДП).

ГДИС подразделяются на базовые и экспресс-исследования (классификация по А.И. Ипатову, М.И. Кременецкому).

Базовые исследования

Базовые ГДИС (БИ) проводятся в опорных (специально отобранных) скважинах по индивидуальным программам, либо согласно программе плановых исследований скважин эксплуатационного фонда. Информация БИ используется при совместном площадном анализе промысловых и геофизических данных с целью оценки характера выработки залежи, а также при гидродинамическом моделировании процессов разработки месторождения.

Объекты базовых исследований выбираются исходя из следующих условий.

Информация об исследуемом пласте (участке пласта) дол-

жна являться опорной для понимания геологического строения и оценки гидродинамического состояния залежи.

Объекты исследований должны быть по возможности равномерно распределены по площади, удовлетворять требованиям действующих руководящих документов по охвату и этапности исследований.

В результате базовых исследований получают следующую информацию:

- уточнение геологического строения, размера резервуара (область дренирования), наличия границ, неоднородностей пласта;
- количественная (с высокой степенью достоверности) оценка фильтрационно-емкостных и динамических параметров дальней зоны пласта (гидропроводности, подвижности, пьезопроводности, проницаемости), зональности их распространения по площади;
- количественное определение полного набора гидродинамических параметров (включая величину скин-фактора), характеризующих радиальную неоднородность и совершенство вскрытия пласта (включая параметры трещины ГРП);
- параметры энергетического состояния залежи (пластовое, забойное давления и пр.);
- оценка достоверности гидродинамических параметров пласта, получаемых при массовой обработке данных экспресс- исследований.

Базовые исследования в первую очередь нацелены на изучение начального (не нарушенного эксплуатацией) состояния пласта и определения фильтрационных свойств наполняющего его флюида. Поэтому в качестве объектов для БИ обязательно используются разведочные скважины, которые должны исследоваться как непосредственно после бурения (в открытом стволе), так и в процессе освоения (в обсаженной скважине).

Другой задачей БИ является получение информации о текущих гидродинамических параметрах пласта. Поэтому они должны проводиться в части скважин эксплуатационного фонда. Охват базовыми исследованиями всего фонда эксплуатационных скважин может варьировать от 5 до 30%.

В качестве объектов для изучения гидродинамических параметров удаленных зон пласта чрезвычайно благоприятны длительно эксплуатируемые нагнетательные скважины, до 30 % фонда которых должны периодически исследоваться с часто-

той не реже раз в 2 года. Допускается проведение ГДИС в нагнетательных скважинах, работающих как в процессе закачки, так и в условиях излива.

Оптимальный охват базовыми исследованиями добывающих скважин – 10 – 15 % (с периодичностью не реже раз в 5 лет). Приоритет должен отдаваться фонтанирующим скважинам, фонд которых по возможности должен исследоваться полностью.

Одной из главных составляющих системы БИ являются исследования по специально подготовленным программам, с проведением гидропрослушивания, с использованием забойных датчиков давления под приемом насоса, с закрытием скважины непосредственно на забое, с применением нестандартных комплексов ГДИС и т.п. Объем специальных исследований на конкретном месторождении зависит от стадии разработки, а также от сложности задач.

При планировании базовых исследований очень важно обоснование оптимальной для решения задачи технологии рвбот. При обосновании программы некоторых БИ (межскважинное гидропрослушивание, методы оценки ФЕС дальней зоны пласта) применяют секторное моделирование (например, с применением программных продуктов Eclipse, Well Test).

Экспресс-исследования

Экспресс-исследования проводятся в большинстве скважин эксплуатационного фонда по упрощенным технологиям с целью приближенной оценки фильтрационных параметров пласта и изучения динамики их изменения во времени. Тем не менее, некоторые результаты ЭИ могут иметь статус базовых (например, для параметров забойных и пластовых давлений, продуктивностей). ЭИ являются относительно дешевым и наиболее распространенным способом получения оперативной информации. Частота исследований выбирается из расчета охвата оперативными ГДИС большей части действующего фонда скважин в течение года.

Исходные данные ЭИ должны подвергаться обязательной оценке качества замеров. Результаты недостоверных исследований не должны использоваться на этапах документирования и анализа. Среди данных ЭИ, характеризующих работу пластов, наиболее значимыми являются оценки, сделанные с помощью забойных датчиков.

Гидродинамические ЭИ позволяют определить забойные и

пластовые давления, коэффициенты продуктивности скважины (по жидкости). По последним оценивают приближенные значения параметра проницаемости пласта (обычно искаженные влиянием скин-фактора). Оценки продуктивности по ГДИС (особенно, полученные по данным глубинных датчиков) используются для экспертизы имеющихся промысловых оценок удельной продуктивности. Значения продуктивности обязательно должны быть исправлены с учетом имеющихся достоверных данных ГДИС. Не допускается создание моделей разработки на основании невыверенных значений удельной продуктивности.

Данные выполненных ЭИ должны использоваться для выбора объектов при проведении специальных работ, а также для изучения характера изменчивости параметров пласта во времени. Исключительную значимость при планировании ЭИ имеют достоверные оценки пластового давления. С этой целью на месторождениях резервируется специальный фонд скважин-пьезометров (с равномерным охватом по залежи – не менее 5%, периодичностью замеров статического уровня – раз в квартал). По возможности вместе с пьезометрическими скважинами должны исследоваться и долго простаивающие эксплуатационные скважины. При построении карт изобар обязательно наносить текущие значения пластового давления в каждой из исследованных скважин с указанием способа оценки $P_{пл}$.

В качестве экспертных данных для оценки качества ЭИ предпочтительно использовать результаты БИ, а для самих базовых ГДИС – альтернативные источники информации о ФЕС пластов (результаты геомоделирования, ГИС и опробования в добуриваемых скважинах.

Регистрация кривых стабилизации давления КДС

Исследования методом КСД предполагают запись кривой изменения давления во времени после пуска скважины на стабильный режим эксплуатации (отбор или закачку) или при переводе с одного стабильного режима на другой. В течение всего периода исследований прибор должен находиться в скважине на фиксированной глубине. В добывающей скважине измерения давления проводятся на забое в максимальной близости к исследуемому пласту. В нагнетательной скважине возможны измерения вблизи устья. Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о дебите на исследуемом режиме, а также данными о предыстории эксп-

луатации за период, как минимум в 3 – 5 раз превышающий период исследований. Данные о предыстории включают значения дебитов и продолжительности предшествующих проведению ГДИС циклов эксплуатации.

Регистрация кривых восстановления давления КВД

Исследования методом КВД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно или циклически работающей скважины в режиме отбора. При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости от исследуемого пласта. Исследования могут быть выполнены при закрытии скважины на забое ($КВД_з$) или при закрытии скважины на устье ($КВД_у$).

Исследования методом $КВД_з$ предполагают перекрытие притока с помощью пакерного устройства, расположенного в непосредственной близости к исследуемому пласту. Исследования обладают максимальной информативностью, так как сводят к минимуму искажающее влияние эффекта послепритока (поступления флюида из пласта после закрытия скважины). Исследования одинаково успешны в фонтанирующих и непереливающих скважинах.

Учитывая минимальное влияние на данный способ исследований послепритока, для получения качественной информации достаточно длительности КВД 1 – 3 суток.

Исследования методом $КВД_з$ могут быть выполнены в процессе опробования пластов. При этом используется оборудование типа КИИ или аналогичные устройства. Ввиду специфичности подобной технологии она рассматривается в специальном разделе.

Исследования методом $КВД_у$ предполагают перекрытие притока на устье. Информативность исследования существенно снижена вследствие влияния послепритока. Исследования возможны только в фонтанирующих скважинах.

При исследованиях методом $КВД_у$ наряду с забойным давлением синхронно регистрируются кривые изменения во времени буферного и затрубного давлений.

Учитывая существенное влияние послепритока, длительность КВД должна быть не менее 3 – 5 суток. В малопроницаемых коллекторах длительность исследований увеличивается в 1,5 – 2 раза.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации (продолжительности и дебитах циклов предшествующей работы) за период,

в 5 – 10 раз превышающий период исследований. Если скважина эксплуатируется на упругом режиме (без ППД), необходимо учитывать всю предысторию работы скважины.

Исследования методом падения давления КПД

Исследования методом КПД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей скважины в режиме нагнетания (закачки). Остановка скважины производится ее закрытием на устье. Учитывая высокую вероятность искусственного разрыва пласта при нагнетании, время КПД должно составлять не менее 7 – 10 суток. Это необходимо для уверенной интерпретации кривой в условиях возникновения билинейного и линейного типов режимов течения.

Исследованиям должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины длительностью, не менее чем в 3 – 5 раз превышающей время регистрации кривой.

При исследованиях прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

Исследования методом индикаторной диаграммы ИД

Исследования методом ИД предполагают измерения давления и расхода на нескольких стабильных режимах работы скважины, отличающихся дебитом (депрессией на пласты). При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости к исследуемому пласту.

Прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

Минимальное количество режимов при исследовании методом ИД – 3, оптимальное количество режимов – 4 – 5. Режим минимального и максимального дебита должны отличаться по дебиту в 3 – 5 раз. Различия в дебитах от режима к режиму должны оставаться примерно одинаковыми.

Время работы скважины на каждом режиме должно составлять от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от дебита скважины.

По прошествии названного периода работы скважины на фиксированном режиме регистрируется значение давления на забое. По каждому режиму работы определяется средний дебит. По результатам исследований оформляется таблица значений забойного давления и соответствующего среднего дебита для каждого режима.

Исследования методом восстановления уровня

Исследования методом КВУ проводятся в нефонтанируемых скважинах после снижения уровня жидкости в стволе: в процессе эксплуатации (насос, газлифт и пр.) или после цикла освоения (свабирование, опробование и пр.).

Следует различать принципиальные возможности данного метода при регистрации кривой изменения давления непосредственно на забое ($КВУ_з$) и пересчетным способом при регистрации вторичных параметров (динамических уровней) на устье ($КВУ_у$). По сути, это два принципиально отличных метода с разной информативностью и достоверностью оценок, но исторически относимых к единому методу оценки давления в условиях послепритока (то есть к КВУ).

Таким образом, исследования могут быть выполнены путем регистрации кривой изменения давления на забое скважины во времени ($КВУ_з$, штатный режим) или регистрации кривой изменения динамического уровня в затрубье на устье ($КВУ_у$, экспресс-исследования).

При исследованиях методом $КВУ_з$ регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени на забое скважины. Если вынос жидкости на устье маловероятен, измерения проводятся при открытом устье. При интенсивном подъеме уровня измерения проводятся при полностью закрытом устье. В последнем случае выполняется синхронная запись кривых изменения во времени забойного, буферного и затрубного давлений. Проведение измерений в скважине, подключенной к выкидной линии при открытом устье, недопустимо.

При исследованиях методом $КВУ_у$ регистрируются дискретные значения изменения динамического уровня на забое скважины.

Исследования методом $КВУ_у$ недопустимы в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором при обводненности продукции менее 80 %.

Длительность регистрации КВУ должна быть не менее 1 – 2 суток. Кратковременные КВУ, длительностью несколько часов, должны быть исключены из комплекса ГДИС, как абсолютно неинформативные.

Регистрация непрерывных кривых изменения давленияи дебита во времени при произвольном изменении дебита

Сущность технологии КД состоит в синхронном определе-

нии кривых изменения во времени давления и дебита в условиях, когда дебит может меняться произвольным образом.

Данный тип исследований характеризуется ограниченными возможностями по регулированию режима работы скважин. Его применяют в исключительных случаях, когда вмешательство в работу скважины либо нежелательно по условиям эксплуатации, либо вообще невозможно.

В зависимости от условий проведения исследований дебит может быть определен непосредственно путем измерения либо путем расчета.

Исследования стабильно работающих скважин предполагают непрерывный контроль за изменением давления и дебита в течение межремонтного периода работы скважины. В скважинах механизированного фонда подобные исследования целесообразно проводить с помощью специальных глубинных датчиков, устанавливаемых под насосом или (в исключительных случаях) автономными приборами, помещаемыми на межремонтный период под прием насоса.

Исследования нестабильно работающих скважин (где дебит не может регулироваться) предполагают выполнение контроля за динамикой изменения давления и дебита в процессе всего цикла проводимых в скважине технологических операций, включая: вызов притока, изменение дебита, восстановление давления (с фиксацией динамического уровня), нестабильный излив в режиме накопления, поглощение и пр.

Одновременно производится синхронная запись изменения во времени затрубного и буферного давлений, а также положения динамического уровня в затрубье.

Для каждой технологической операции (цикла освоения и пр.) должно быть известно количество добытой жидкости (по результатам замеров в мерной емкости).

Комплексные циклические гидродинамические исследования

При циклических исследованиях регистрируется непрерывная кривая изменения давления на забое скважины во времени при смене различных циклов работы скважины (пуска, остановки, изменения дебита и пр.).

Конкретные особенности технологии работ (количество, временная последовательность, продолжительности циклов,

и пр.) определяются условиями работы скважины и выбираются для каждой скважины.

Циклические исследования проводятся по следующим технологиям:

- регистрация непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы скважины (ИД – КСД);
- регистрация непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД – КВД);
- регистрация непрерывной кривой давления во времени в процессе циклической смены режимов стабильного отбора и восстановления уровня (ИД – КВУ).

При исследованиях в процессе смены режимов стабильной работы скважины (ИД – КСД) в скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой. По каждому режиму работы определяется средний дебит. Данные о средних дебитах в процессе исследований оформляются в виде таблицы.

При исследованиях в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД – КВД) в скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой. Дебиты режимов выбираются в порядке возрастания. По окончании последнего режима (с максимальным дебитом) регистрируется КВД в остановленной скважине. По возможности скважина должна быть закрыта при КВД на забое.

При исследованиях в процессе циклической смены режимов стабильного отбора и восстановления уровня (ИД – КВУ) в скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой. Дебиты режимов выбираются в порядке возрастания. По окончании последнего режима (с максимальным дебитом) регистрируется КВУ в остановленной скважине.

Комплексные исследования при опробовании с применением испытателей пластов на трубах и кабеле

При исследованиях с применением ИПТ в открытом стволе регистрируется непрерывная кривая изменения давления на забое в процессе притока ($КВУ_3$) и восстановления давления. Недостатком стандартной технологии работ является малое

время притока (0.5 – 1 час) и время восстановления давления (до 2 часов), что уменьшает радиус исследования. Тем не менее, при герметичности используемого инструмента можно получать качественные данные о скин-факторе и других свойствах призабойной зоны пласта.

Исследования с применением ИПТ в колонне проводят по аналогичной технологии, но время КВД может быть увеличено до 24 часов, что существенно повышает надежность интерпретации. Подобные исследования следует рассматривать в качестве базовых.

Достоинством гидродинамических способов опробования пластов ИПК считается: возможность поинтервального испытания пластов, прямое определение насыщенности (при отборе пластовых проб), пластового давления и фильтрационных свойств, определение гидродинамической взаимосвязи испытываемых толщин и межфлюидальных контактов, точность привязки к разрезу, оперативность [16], возможность оценки анизотропии проницаемости.

Исследования с помощью стандартного испытателя пластов на кабеле ИПК (зарубежные аналоги RFT, MDT, Schlumberger) не отличаются от рассмотренных выше по технологии проведения измерений. Однако малый объем измерительных камер резко ограничивает время исследований, что уменьшает радиус исследований прискважинной зоной. С другой стороны, наличие камер дает возможность отбора пробы флюида из исследуемого пласта.

В современной модификации пластоиспытателя многократного действия на кабеле (MDT, Schlumberger) для открытого ствола реализован ряд новых возможностей. Основная из них – это наличие мультизондового измерительного модуля, позволяющего использовать результаты измерений для оценки анизотропии проницаемости (подвижности). Другими функциями устройства является поточечное определение пластового давления и проницаемости в заранее выбранных толщинах пласта для оценки гидродинамической разобщенности пропластков и отбор пластовых флюидов (пробы 3.8, 10.4, 22.7 л) для PVT-исследований, определения ВНК, ГНК. «MDT» включает в себя разнесенные на 1 м два надувных пакера для изоляции зоны тестирования (площадь тестирования позволяет получить КВД с достижением глубинности исследования до 25 м). Для получения PVT-проб производится предварительная очистка призабойной зоны от фильтрата буро-

вой жидкости, для чего используется модуль откачки из пласта в скважину. В процессе откачки оптический анализатор OFA оценивает состав флюида вплоть до фиксации начала притока пластовой жидкости (которая затем скапливается в пробоотборнике).

Динамический испытатель пластов для обсаженного ствола (CHDT Schlumberger) осуществляет предварительное сверление обсадной колонны и цементного камня (с одновременным контролем всего процесса по характеру изменения давления), что дает возможность определять параметры пласта в интервалах, не вскрытых перфорацией. Предварительно состояние обсадной колонны оценивают по данным ультразвукового имиджера (например, USI), акустической цементометрии (АКЦ + ФКД). Анкерные башмаки прижимают пакер прибора к обсадной трубе, чтобы обеспечить уплотнение с поверхностью эксплуатационной колонны. После проверки качества уплотнения происходит сверление коронкой на гибком валу. По окончанию проведения испытаний отверстие в колонне заклепывается.

Исследования методом гидропрослушивания

Гидропрослушивание относится к классу межскважинных гидродинамических исследований и проводится с целью определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту и оценки гидродинамических параметров пласта.

Технология ГДП предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления. Возмущающей может быть действующая либо простаивающая добывающая или нагнетательная скважина. До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 10 – 15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока. Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме.

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (остановки, пуска, изменения дебита). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или оценкой характера взаимодействия скважин с помощью гид-

родинамического моделирования (например, с помощью программных комплексов Eclipse или Well Test). Реагирующими могут быть пьезометрические, простаивающие и специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины.

Реагирующие скважины должны простаивать перед исследованиями не менее 10 – 15 суток. При выборе реагирующих скважин обязательно соблюдать следующие условия:

- реализация спуска манометра под уровень жидкости;
- наличие гидродинамической связи ствола скважины с пластом.

В длительно простаивающих скважинах перед установкой в них измерительной аппаратуры должны быть выполнены специальные исследования по оценке сообщаемости ствола с вмещающим пластом путем долива жидкости или способом «оттартывания». В скважинах с загрязненным забоем необходимы дополнительные работы по его очистке.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись во времени кривых изменения давления на забое. Регистрация давления начинается не менее, чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины и продолжается в течение расчетного времени реагирования. Расчетное время обосновывается с помощью гидродинамического моделирования (с использованием программного обеспечения Eclipse или Well Test).

Приближенная оценка времени реагирования возможна с помощью соотношения:

$$\Delta P(t) = -\frac{\Delta Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} - Ei\left(-\frac{r^2}{4 \cdot æ \cdot t}\right), \qquad (5.24)$$

где: ΔQ – изменение дебита возмущающей скважины; $k \cdot h/\mu$ – предполагаемая гидропроводность пласта; r – расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, æ – пьезопроводность.

По данной формуле определяется минимальное время, при котором аномалия давления в скважине превышает пороговое значение в 0.01 – 0.02 МПа. Время исследования должно превышать указанное минимальное время в 3 – 5 раз.

5.3. СИСТЕМНЫЙ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ И ЕГО КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ

5.3.1. Понятие системного контроля

Обобщая методологические разработки Ю.В. Коноплева [80], В.В. Масленникова [94] и др., под системностью контроля за разработкой месторождений можно понимать восприятие объекта изучений как целостной системы, состоящей из комплекса элементов разной сложности (иерархичности), находящихся во взаимосвязи и взаимодействии.

Таким образом, системность подхода в изучении сложно организованной технической структуры залежи в первую очередь подразумевает необходимость широкого использования научно обоснованных качественных и количественных комплексных повторяющихся промысловых и геофизических исследований, позволяющих своевременно и эффективно осуществлять регулирование разработки месторождения.

Другое назначение системного контроля разработки месторождений состоит в информационном обеспечении управления процессами разработки, включая обеспечение необходимыми данными постоянно действующих моделей залежей (ПДГТМ). Системный контроль объединяет возможности промыслового (технологические исследования – ТИ), гидродинамического (ГДИС) и геофизического контроля (ПГИ – ГИС). ПГИ – ГИС вместе с ГДИС вместе составляют предмет ГИС-контроля (классификация А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий).

Принципы контроля разработки могут быть определены в соответствии:

- с поставленными задачами и обеспеченностью их решения средствами промыслово-геофизического контроля или геомоделирования;
- с особенностями геологического строения и принятой системой эксплуатации месторождения, стадией его разработки и обводнения;
- с полнотой и достоверностью уже полученного информационного обеспечения.

Системный промысловый и геофизический контроль разработки месторождений преследует достижение следующих глобальных целей:

1. Детализация геологического строения (включая оценки гидродинамической связи между пластами и скважинами), оценка запасов углеводородов.

2. Прогноз добычных возможностей продуктивных пластов с учетом планируемой динамики изменения физико-химических свойств пластовых флюидов.

3. Мониторинг добычи продукции на устье (индивидуально для каждого лицензионного участка).

4. Оценка характера выработки нефти (газа) при заводнении пластов, выявление направления фильтрационных потоков, поиск целиков.

5. Оценка текущей и остаточной нефте(газо)насыщенности в отдельных частях залежи и в пластах.

6. Контроль за перемещением ВНК и ГНК в процессе разработки.

7. Контроль энергетического состояния пластов, расчет гидродинамических параметров резервуара.

8. Контроль за технологическими параметрами эксплуатационных скважин и их технического состояния (профилями притока-поглощения, перетоками, интервалами обводнения).

9. Контроль эффективности проводимых геолого-технологических мероприятий и ремонтно-изоляционных работ в скважине.

Таким образом, системный контроль подразумевает систему мер по исследованию скважин и пласта с целью изучения процессов эксплуатации и выработки для своевременной корректировки схем и проектов разработки, принятия мер по ее регулированию.

Основные проблемы, связанные с недостаточной для проектирования и оптимизации разработки месторождений информацией ПГИ и ГДИС, состоят в:

- низком охвате месторождения данными ПГИ – ГДИС и результатами опробования (включая проведенные на стадии разведки);

- низком качестве результатов исследований, выполненных до широкого внедрения цифрового способа регистрации (нарушения технологии исследований и обработки);

- отсутствии на месторождении опорных сетей для ПГИ – ГДИС и наблюдательных скважин (невозможность прямой оценки динамики изменения $K_{нг}$ пласта);

- дефиците «базовых» (полноценных) исследований ПГИ – ГДИС;

- проблемах с документированием материалов ПГИ – ГДИС;
- неточности промысловых оценок продуктивности, скин-фактора s, т.п;
- проблемах детализации геологической модели по ГИС и сейсмике.

В настоящее время оценки системного ПГК удается проводить только на крупных месторождениях России, обладающих продолжительной историей разработки и значительным охватом исследований скважин. Информационное обеспечение значительно выигрывает, если на месторождениях имеется достаточное количество специальных объектов наблюдений – наблюдательных (контрольных) скважин. Отсутствие системного ГИС-контроля на отдельных месторождениях (особенно на сложных и крупных) существенным образом снижает на них эффективность проводимых мероприятий по разработке.

Таким образом, в основе системного ПГК эксплуатационных объектов лежит организация определенных циклов и уровней движения геофизической и геолого-промысловой информации. Схемы движения этой информации отражают принцип естественного усложнения процесса познания, связанного с:

- накоплением все большего числа информационных параметров на последующих уровнях интерпретации;
- усложнением моделей взаимодействия вследствие необходимости учета пространственно-временных факторов;
- необходимостью учета условий в работе скважины, пластов и залежи.

5.3.2. Этапность и периодичность исследований, их комплексирование

Контролирующими процесс разработки органами установлены необходимые для соблюдения условия системности ПГК требования по охвату и периодичности исследований объектов различными видами промысловых и геофизических исследований. В прямой зависимости от этих требований находятся правила комплексирования методов и технологий ПГИ-ГДИС (или ГИС-контроля).

Условия проведения исследований определяются геологическими особенностями залежи, назначением скважины, ее конструкцией, техническим состоянием, физическими свойствами флюидов в стволе скважины, состоянием и поведени-

Таблица 5.1

Комплексирование ПГИ – ГДИС при контроле разработки месторождений нефти и газа

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
1. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ЗОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ		
1.1. Уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины		
1.1.1. Границы продуктивных толщин при опробовании*	Методы открытого ствола вместе с методами оценки «притока-состава», опробователей пласта	Разведочные скважины. Поэтапное опробование путем установки пакеров для разобщения отдельных пласто (пропластков). На этапе опробования
1.1.2. Границы продуктивных толщин при дополнительном использовании неэлектрических методов оценки насыщения*	Методы открытого ствола вместе с методами НК, ИНК, С/О-каротаж, ВАК, МНА	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные скважины. Фоновые ПГИ в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения
1.1.3. Границы продуктивных толщин при обсадке продуктивного интервала стеклопластиковыми трубами*	ИК, ДК, ВИКИЗ, ТМ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны. В статике или динамике. На этапе освоения
1.1.4. Привязка методов ГИС-контроля к терригенному разрезу скважины *	ГК, ЛМ	Все скважины с терригенным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении ГИС-контроля
1.1.5. Привязка методов ГИС-контроля к карбоиатному разрезу скважины*	НК, ЛМ	Все скважины с карбоиатным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении исследований ГИС-контроля
1.1.6. Геотермический градиент в долго простаивающих скважинах, интервалы залегания многомерзлых пород*	ТМ	Наблюдательные (глухие) или долго простаивающие скважины. Фоновая съемка. Повторные (временные) исследования геотермии нецелесообразны
1.2. Определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве		
1.2.1. Профильная или объемная корреляция границ продуктивных толщин при использовании данных опробования***	Методы открытого ствола вместе с методами оценки «притока-состава», опробователями пластов	Разведочные и осваиваемые эксплуатационные скважины. Опробование при установке пакеров для разобщения отдельных пластов. На этапе опробования
1.2.2. Геологические неоднородности и нарушения в межскважинном пространстве**	ВСП, ГДП, межскважинное прозвучивание, метод пассивной геоакустики	Любые группы скважин, включающие: задающие (при ГДП – работающие в циклическом режиме) и реагирующие (при ГДП – простаивающие). Исследования по специальной программе
2. КОНТРОЛЬ ЗА ВЫРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЛИ ГАЗА		
2.1. Определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока		
2.1.1. Профиль (интервалы) притока жидкости*	РМ_Ж, ТА, ТМ	Добывающие нефтяные, водозаборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 10 % действующего фонда (20 % – в начальной стадии заводнения), периодичность – 1 год.
	ТМ, ТА, замеры уровней	Насосные действующего фонда – по необходимости
2.1.2. Профиль (интервалы) притока газа*	РМ_Г, ТА, ТМ, ШИ	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 20 % действующего фонда, периодичность – 1 год

Продолжение табл. 5.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
2.1.3. Дебиты (интервальные) притока жидкости*	РМ_Ж Многокомпонентная смесь (нефть+вода) ухудшает точность количественных оценок	Добывающие нефтяные, водозаборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – до 10%, периодичность – от 1 года
	ТА, замеры уровней по ВЛ	Насосные действующего фонда, СФ при КРС
2.1.4. Дебиты (интервальные) притока газа	РМ_Г Наличие жидкости в потоке снижает точность количественных оценок	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 20 % действующего фонда, периодичность – 1 год
2.1.5. Состав интервального притока смеси жидкости (нефти с водой), включая ее обводненность*	ТА, ВЛ, БМ, ГЛ, РИ, ШС	Добывающие нефтяные скважины. Скважины в процессе освоения *. Замеры в динамике. Охват – 10% ДФ, периодичность – 1 год
2.1.6. Состав интервального притока газожидкостной смеси, включая ее обводненность*	РИ, БМ, ВЛ, ТА, ШС	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват – до 10 % действующего фонда, периодичность – 1 год
2.1.7. Структура газожидкостного потока в интервале оценки состава притока*	РМ_Г, БМ, ВЛ, ТА	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват – до 10 % действующего фонда, периодичность – по обстановке
2.1.8. Гидравлические потери в лифте при потоке газожидкостной смеси в интервале оценки состава притока*	РМ_Г, БМ	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Охват – до 10 % действующего фонда, периодичность – по обстановке
2.1.9. Профиль (интервалы) приемистости воды*	РМ_Ж, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины. Охват – 30 % (50 % – в начале закачки) фонда нагнетательных скважин, периодичность – 1 год
2.1.10. Профиль (интервалы) приемистости газа*	РМ_Г, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины по газу. Охват – 30 % (50 % – в начале закачки) НФ, периодичность – 1 год
2.1.11. Расходы (интервальные) приемистости воды*	РМ_Ж, ТА	Нагнетательные скважины. Охват – 30% НФ, периодичность – 1 год
2.1.12. Расходы (интервальные) приемистости газа*	РМ_Г, ТА	Нагнетательные скважины по газу. Охват – 30 % НФ, периодичность – 1 год
2.2. Определение начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта		
2.2.1.Начальное ВНК*	ГИС, НК, ИНК, С/О-каротаж, ВАК	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные, транзитные скважины. Фоновые в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газоносных)
2.2.2. Начальное ГВК*	ГИС, НК, временные ТМ	
2.2.3. Начальное ГНК*		
2.2.4. Начальная нефтегазонасыщенность*	НК, ИНК, С/О-каротаж, ВАК	
2.2.5. Начальная нефтенасыщенность*		
2.2.6. Начальная газонасыщенность*	НК	
2.2.7 Положение ВНК*	НК, ИНК, С/О-каротаж, ВАК	Контрольные (наблюдательные) глухие скважины (100 % фонд контрольных скважин), ТФ – по необходимости, разведочные. Периодичность 3 – 6 мес. (при прослеживании фронта обводнения) до 2 лет (на завершающем этапе разработки). Строящиеся эксплуатационные скважины. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газоносных)
2.2.8. Положение ГВК*	временные НК	
2.2.9. Положение ГНК*		
2.2.10. Текущая нефте-газонасыщенность*	НК, ИНК, С/О-каротаж, ВАК	

Продолжение табл. 5.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
2.2.11. Текущая нефтенасыщенность**	То же плюс ИНК с закачкой МВ и последующей очисткой пласта при отработке	То же, плюс добывающие нефтяные скважины (технология ИНК с закачкой МВ и прослеживанием темпа и степени очистки у отдельных толщин) – охват 3 % действующего фонда, периодичность – по необходимости
2.2.12. Текущая газонасыщенность*	НК, ИНК (ИННК), ВАК	
2.2.13. Изменение нефтегазонасыщенности за период времени***	Временные замеры НК, ИНК	То же (100% КФ), плюс эксплуатационный фонд скважин. Охват 5 %, по необходимости · ТФ
2.2.14. Изменение водонасыщенности во времени***	То же	
2.2.15. Обводнение продуктивных толщин при обсадке стеклопластиковыми трубами, количественные оценки текущей нефтегазонасыщенности и ее изменений*	ИК, ДК, ВИКИЗ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны (общий фонд – 100%). Периодичность 3 месяца (прослеживание фронта обводнения) до 1 раз/2 года (оценки остаточной нефтегазонасыщенности)
2.3. Работающие толщины пласта		
2.3.1. Работающие толщины пласта при притоке	Серия ТМ, ШС, РМ, ТА	Добывающий фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Охват – 10 % действующего фонда, периодичность – 1 год
2.3.2. Работающие толщины пласта при поглощении		Нагнетательный фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Охват – до 30 % нагнетательного фонда, периодичность - 1 год
2.3.3. Действующие толщины пласта, затронутые процессами выработки		Свыше 10 % эксплуатационного фонда, периодичность 1 год
2.3.4. Обводненные (обводняющиеся) толщины неперфорированного пласта	Серия ТМ, ГК (по радиогеохимическому эффекту РГЭ), ШС (ШИ), ВАК, ИНК (С/О-каротаж)	То же, применение методов РК, АК – по необходимости
2.3.5. Обводненные (обводняющиеся) толщины перфорированного пласта	То же и методы оценки состава (ВЛ, ПЛ, РИ, БМ)	
2.3.6. Коэффициент вытеснения вырабатываемых толщин**	ИННК с закачкой МВ, С/О-каротаж	Добывающие скважины. Фоновые замеры, замеры при закачке МВ, при очистке пласта от МВ на режимах отбора. По программе спец. исследований
	Трассирование фильтрационных потоков	По спец.программе закачка трассеров через НФ (ДФ – реагирующие)
3. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ СВОЙСТВ ПЛАСТА		
3.1. Оценка параметров режима работы скважины и энергетических свойств пласта		
3.1.1. Устьевые: давление (буферное, затрубное и в межтрубье), температура*	Замеры во времени на замерной установке или на устьевых БМ, ТМ	Эксплуатационный фонд скважин. Ежесуточные наблюдения (в том числе, автономными датчиками под ЭЦН)
3.1.2. Забойное давление*	Замеры во времени БМ, в отдельных случаях – перерасчеты по устьевым давлениям или по динамическим уровням (ЭХ), замеры ГГК в НКТ с целью отбивки уровней раздела фаз в межтрубье (спец.программа)	Эксплуатационный фонд скважин. В процессе проведения ГДИС или ПГИ. Охват ЭФ – до 50% (расчетами – до 100%). Периодичность: ЭФ – 3 мес., сеть ОФ – ежемесячно

Продолжение табл. 5.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
3.1.3. Пластовое давление*	Замеры во времени БМ, РМ_Ж,Г + БМ Пересчитывается с отметки замера на ВНК (а.о.)	Охват ДФ – 10 %, НФ – 50 % (периодичность 0.5 лет), ОС – ежеквартально, ПФ – до 100 %
3.1.4. Депрессия (репрессия) на пласт(ы)***	То же	То же
3.1.5. Фактическая продуктивность пласта (удельная) по жидкости***	Замеры во времени в кровле пласта БМ, РМ_Ж,Г	То же для нефтяных и нагнетательных скважин
3.1.6. Фактическая фазовая (по нефти, по газу) удельная продуктивность пласта***	То же, плюс уточненная информация о фазовых дебитах	То же для нефтяных или газовых добывающих скважин
3.1.7. Динамические изменения фактической фазовой продуктивности в скважине (во времени)***	Динамический (временной) анализ всех результатов ГДИС-ПГИ по отдельной скважине, ФХИ	Эксплуатационная скважина. Временные исследования (любая периодичность)
3.1.8. Изменения фактической фазовой продуктивности по площади (объему) залежи***	Площадной (пространственный) анализ результатов ГДИС – ПГИ для всех скважин, эксплуатирующих объект (пласт, залежь)	Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ не менее 20 30 %, периодичность порядка 0.5 –1 года
3.1.9. Коэффициент потенциальной продуктивности пласта по жидкости***	Расчеты на основании данных о проницаемости по ГДИС, работающих эффективных толщин и реальном радиусе контура питания	Опорная сеть эксплуатационных скважин, равномерно охватывающая залежь. Охват ЭФ не менее 20 – 30 %, периодичность порядка 0.5 – 1 года
3.1.10. Коэффициент потенциальной фазовой (по нефти, по газу) продуктивности***	То же, плюс текущая информация о вытеснении нефти (газа) из пласта	То же
3.1.11. Прогноз изменения потенциальной продуктивности пласта при последующей разработке месторождения***	То же, плюс гидродинамическая (фильтрационная) модель месторождения, обобщающая данные по истории разработки, ФХИ	
3.1.12. Динамика изменения температуры пласта*	ТМ в статике	ЭФ (выборочно при ПГИ), КФ – периодичность 2 раза в год
3.2. Оценки фильтрационных свойств пласта		
3.2.1. Гидропроводность дальней зоны пласта*	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины. Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ДФ 10 %, НФ 20 %, периодичность порядка 0.5 – 1 года
3.2.2. Проницаемость дальней зоны пласта (с учетом работающей (по ПГИ) эффективной толщины)*	Замеры во времени на забое БМ	То же, охват ЭФ 10 – 20 %, периодичность 1 год, для опорной сети базовых ГДИС – 0.5 лет
3.2.3. Гидродинамические связи продуктивных толщин по вертикали в дальней зоне пласта**	ГДП, поточечное испытание (БМ), трассирование фильтрационных потоков	Эксплуатационные добывающие и нагнетательные скважины. По программе спец. исследований (ГДП, трассирования)

Продолжение табл. 5.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
3.3. Оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне		
3.3.1. Гидропроводность ближней зоны пласта*	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины. Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ до 20 %, периодичность порядка 0.5 – 1 года
3.3.2. Коэффициент призабойной закупоренности*		То же
3.3.3. Скин-фактор*		
3.3.4. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины*		
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ		
4.1. Оценки работы элементов подземного оборудования (по необходимости)		
4.1.1. Срабатывание пусковых муфт (при компрессировании)*	Устьевые давления на замерной установке или ТМ, БМ	Добывающие малодебитные скважины. Исследования в процессе пуска в работу (осваиваемые, малодебитные, с КРС)
4.1.2. Герметичность пакера (способом контроля уровней над пакером)*	Устьевые давления на замерной установке, эхолокация, ШИ в динамике	Добывающие скважины (газовые или с раздельной эксплуатацией объектов). В процессе других исследований ПГИ-ГДИС или по спец.программе
4.1.3. Эффективность работы насосов ЭЦН*	Дебиты по замерной установке, динамическим уровням (ЭХ), методам оценки динамических уровней в стволе (ВЛ, БМ, др.)	Добывающие нефтонагнетающие скважины, оборудованные ЭЦН. Периодичность определяется мероприятиями промыслового мониторинга и технологических измерений ГДИС
4.2. Оценки состояния продукции в стволе работающей скважины		
4.2.1. Уровень жидкости в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ) *	ЭХ (уровни) или замеры ВЛ, РИ, БМ, ГЛ, ТА	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см.п. II.I)
4.2.2. Уровни жидкости в межколонном пространстве (ЗТ)*	ЭХ, ГГК (ГЛ по рассеиванию гамма квантов)	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см.п. II.I) при отсутствии пакера
4.2.3. Фазовые уровни в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ) *	ВЛ, РИ, БМ, ГЛ, ТИ	Добывающие скважины с многокомпонентной продукцией. В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см.п. II.I)
4.2.4. Состав смеси на забое в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ) *	БМ(ГЛ), ВЛ, РИ, ТМ	То же
4.2.5. Динамика изменения уровней жидкости (работа ЭЦН) *	ЭХ	Добывающие нефтонагнетающие скважины, оборудованные электроцентробежным насосом. Периодичность определяется мероприятиями промыслового мониторинга и ГДИС
4.2.6. Интервалы разгазирования нефти в стволе при снижении забойного давления ниже давления насыщения	БМ, ГЛ, ТМ	Добывающие нефтяные и газоконденсатные скважины. Периодичность – по необходимости (при создании условий для разгазирования продукции)
4.3. Определение межпластовых перетоков (по стволу)		
4.3.1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Прямые замеры РМ совместно с БМ(ГЛ), ВЛ. РИ (с закачкой солевых МВ). Серия ТМ на переходных режимах с выходом на стабилизацию процесса. ШИ, КНАМ, ИНГК с применением гидрофильных (гидрофобных) МВ.	Эксплуатационные скважины, в процессе освоения, простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см. охват и периодичность в соответствии с п.II)
4.3.2. Направления межпластовых перетоков*		
4.3.3. Тип флюида в межпластовом перетоке)**		
4.3.4 Дебиты межпластовых перетоков		

Продолжение табл. 5.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
4.4. Определение суммарных фазовых расходов скважины		
4.4.1. Суммарный расход стабильно работающей скважины по жидкости*	Замерные установки или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), дополнительно – ФХИ (анализ проб)	Добывающие нефтяные или водозаборные скважины. В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см. п.II.1)
4.4.2. Суммарный расход скважины по газу*	Замерные установки или РМ_Г, дополнительно – ФХИ (анализ проб продукции)	Добывающие газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см.п.II.1)
4.4.3. Суммарные фазовые дебиты газо-жидкостной продукции для стабильно работающей скважины (включая ее обводненность)*	Замерные установки или РМ_Г, БМ, ТМ или РМ_Ж (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), ГЛ (БМ), ВЛ, ФХИ дополнительно	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см.п. II.1)
4.4.4. Суммарный расход нестабильно работающей малодебитной скважины по жидкости*	ЭХ (уровни) или ГЛ (ВЛ, БМ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см.п.II.1)
4.4.5. Суммарные фазовые дебиты газожидкостной продукции для нестабильно работающей малодебитной скважины (включая ее обводненность)*	ЭХ (уровни) или БМ (ВЛ, ГЛ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см.п. II.1)
5. ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ		
5.1. Уточнение положения элементов конструкции (по необходимости)		
5.1.1. Муфты обсадных и лифтовых колонн*	ЛМ, ГТДТ, ЭМД	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
5.1.2. Траектория ствола скважины*	Инклинометрия гироскопическая	Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии
5.1.3. Искусственный забой*	Шаблонирование, ЛМ, ГК	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
5.1.4. Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)*	ЛМ, МК, ЭМД, ГТДТ или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ или по спец. программе
5.1.5. Определение мест прихвата НКТ, др. оборудования *	Прихватоопределитель ПХ, ЛМ	Обсаженные скважины. В процессе ликвидации аварий (КРС)
5.1.6. Определение герметичности искусственного забоя (моста)*	Методы оценки притока в динамике на различных режимах	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
5.2. Оценки состояния внутриколонного пространства труб (вне продуктивных интервалов) – (по необходимости или с периодичностью 1 раз/2 года)		
5.2.1. Сальники (гидратные пробки, солевые отложения)	Шаблонирование, МК или методами оценки притока, ШИ в динамике	Обсаженные добывающие скважины. В процессе ликвидации причин непрохождения приборов (шаблонов)
5.2.2. Коррозия элементов конструкции скважины *	МК, ЭМД, ГТДТ, САТ, скважинное видео	Фонд эксплуатационных скважин. Охват – до 10% в процессе других мероприятий технического контроля. Старый фонд эксплуатационных скважин и скважины в КРС. Охват – до 100%

Продолжение табл. 5.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
5.3. Выявление негерметичностей колонн и уточнение границ фильтра – (по необходимости нпи прн КРС)		
5.3.1. Перфорация (интервалы), отдельные негерметичности лифтовой и эксплуатационной обсадной колонны*, **	ЛМ, ГГДТ, ЭМД, МК, а также активные способы: серия ГК, РИ с закачкой МВ; ТМ с закачкой контрастиой по температуре жидкости	Фонд эксплуатационных скважин. После первичной или повторной перфорации, при подозрениях на негерметичность колонн
5.3.2. Негерметичность муфтовых соединений*, **	ТМ, ШИ и методы прнтока в динамике, РИ с закачкой МВ; ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости	Фонд эксплуатационных скважин при подозрениях на негерметичность колонн
5.3.3. Выявление дефектов тела труб через колонну (НКТ, ЭК)*	ЭМД	Фонд эксплуатационных скважин. Прн подозреннях на аварийное техническое состоянне
5.4. Контроль качества цементажа – (по необходимости или при КРС)		
5.4.1. Наличие (полное или частичное) цемента в заколонном пространстве*	ТМ после заливкн, ГГЦ, АКЦ	Фонд обсаженных скважнн. Охват 100 %. После выполнення цементажа
5.4.2. Содержанне цемента по направлениям*	ГГЦ, АКЦ, ВАК	То же
5.4.3. Сцепление цемента с породой и колонной*	АКЦ, ВАК	Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность ЦК и заколонные перетокн
5.4.4. Качество цементажа колонны*	ВАК	То же
5.4.5. Негерметичности цементиого кольца, создающие условия для заколонных перетоков флюидов*	В динамике методами: ТМ, ШИ, ШС	То же и в процессе ПГИ на оценку «притока-состава»
6. КОНТРОЛЬ ИНТЕНСИФИКАЦИИ		
6.1. Оценки эффективности очисткн забоя (при ГТМ, КРС)		
6.1.1. Удаление с забоя жидкостн (воды)*	Удаление с забоя жидкости (воды)*	Удаление с забоя жндкости (воды) *
6.1.2. Удаление с забоя грязн (буровой жидкости) *	То же	То же
6.1.3. Удаление с забоя механических примесей*	Шаблонирование	
6.2. Оценки эффективности вскрытня пласта (по необходимости)		
6.2.1. Охват продуктивного пласта перфорацией (качество и степень вскрытия пласта)*	ЛМ, ГГДТ, ЭМД, МК и дополнительно – методы оценки притока в динамике	Эксплуатационные скважины. После проведения перфорационных работ, РИР
6.2.2. Интервал установки изолирующего элемента (кольцевой пакер, «пластырь», «летучка» и т.п.)*	ЛМ, МК, ЭМД	Эксплуатационные скважины. После проведения изоляционных работ службой капитального ремонта скважин (КРС)
6.2.3. Эффективиость изоляцни пласта после КРС (герметичность «пластыря» в месте бывшего фильтра)**	Активные способы (ГК с закачкой МВ) или методы оценки насыщения в ближней зоне (ИНК, ВАК) или ТМ, БМ и методы оценки прнтока (приемистости) в динамнке	

Продолжение табл. 5.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
6.2.4. Эффективность закачки в пласт (или его часть) полимерных герметиков*	ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике, технологии МВ	Нагнетательные скважины. По программе спец. мероприятий по коррекции профиля приемистости (изоляции высокопроницаемых толщин)
6.3. Оценки эффективности очистки призабойной зоны		
6.3.1. Эффективность свабирования (компрессирования)*	Серия ТМ, БМ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
6.3.2. Эффективность кислотной обработки*	НК, ТМ, методы оценки притока, ГК	То же, после проведения СКО
6.3.3. Эффективность АВ воздействия на пласт (акустического) или др.*	ТМ, методы оценки притока, ШС	То же, после проведения ГТМ
6.4. Оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта		
6.4.1. Эффективность гидроразрыва пласта*	ТМ, БМ, методы оценки притока, ВАК	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий (ГРП)
6.4.2. Эффективность Термогидрохимических воздействий*	ТМ, методы оценки притока	То же, после проведения ТГХВ
6.5. Оценки эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины		
6.5.1. Эффективность торпедирования (обрыва) колонны*	ПО, МК, ТМ, ГГДТ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
6.5.2. Эффективность установки цементного моста*	ТМ, методы оценки притока	То же
6.5.3. Эффективность установки взрыв-пакеров*	ТМ, методы оценки притока, ЛМ, МК, ГГДТ	
6.5.4. Эффективность ликвидации парафино-гидратных образований с помощью электронагревательных или индукционных нагревателей, механических скребков*	ЛМ, МК, ТМ, ТИ	То же
7. ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ		
7.1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Серия ТМ (на переходных режимах), ШИ, ШС, а также активные способы: ГК (с закачкой ИР или при РГЭ), ИНК (с закачкой МВ), КНАМ	Эксплуатационные, в процессе освоения (КРС), простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см .п. II.I, II, III) или в процессе технического контроля (см. п. V.III)
7.2. Пространство межпластовых перетоков**	То же. Дополнительно методы оценки профиля притока (приемнстости) в стволе и оценки качества цементажа (АКЦ, ГГДТ, ВАК)	То же
7.3. Направления межпластовых перетоков**	Серия ТМ, МНА, КНАМ, ШС, а также активные способы: ГК, ИНК (с закачкой МВ)	

Окончание табл. 5.1

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. – для отдельной задачи)
7.4. Тип флюида в межпластовом перетоке (включая обнаружение источника поступления воды через перфорированные интервалы)*	ШС, МНА, НК или ИНК – для газа, КНАМ дополнительно к информации ГИС по открытому стволу	
7.5. Дебиты межпластовых перетоков снизу (для жидкости свыше 0.5 м^3/сут., газа 500 н.м^3/сут.)*	Серия ТМ на переходных режимах при смене депрессии и в статике во времени – с момента остановки (спец. методики оценки)	
7.6. Дебиты межпластовых перетоков сверху (для жидкости свыше 3 м^3/сут., газа 3000 н.м^3/сут.)*		

** – задачи, решаемые геофизическими методами без активного управляемого воздействия на скважину или пласт;*

*** – задачи, решаемые на основе специальных технологий исследования при активном управляемом воздействии на объект исследований;*

**** – задачи, решаемые при анализе накопленной информации без проведения дополнительных исследований*

ем пластов, вскрытых скважиной. Глубины производства скважинных измерений могут варьировать от сотен до 5000 – 6000 м, а максимальные температуры и давления для ряда объектов могут достигать соответственно 170°С и более 60 МПа. Скважины, находящиеся под давлением, при производстве замеров требуют применения на устье специального шлюзового оборудования (лубрикатор, сальники).

Комплексирование методов ГИС-контроля также зависит от решаемой задачи и существующих условий в скважине или пласте в процессе измерений. При составлении программы исследований в конкретной скважине в зависимости от цели исследования и с учетом ожидаемых во время исследования в скважине условий должны оптимальным образом комбинироваться методы и технологии (в том числе и с учетом информации предшествующих исследований и исследований соседних скважин). В табл. 5.1. приведены принципы комплексирования методов и технологий ГИС-контроля, рекомендуемые при решении основных задач контроля разработки месторождений нефти и газа. Более подробно эти требования изложены авторами в регламентных документах, в частности – в федеральном РД 153-39.0-109-01 [117].

Геологической службе при формировании конкретных программ ПГИ – ГДИС, когда требуется конкретизация комплекса и технологии измерений, необходимо знание конкретных типов

объектов исследования и вероятных условий проведения исследований (с установившимися или переходными режимами работы каждого из объектов). Условия проведения измерений в первую очередь подразумевают использование информативных возможностей различных технологических приемов, применяемых в комплексных исследованиях в зависимости от режимов работы скважины на всех этапах проведения ГИС-контроля.

В длительно простаивающих скважинах (неработающих, наблюдательных) выполняют измерения, которые сопоставляют с фоновыми замерами с целью выявления локальных аномалий, связанных с выработкой продуктивных пластов и нарушениями технического состояния ствола. Технология предусматривает выполнение замеров одиночными методами ПГИ с периодичностью от нескольких недель до нескольких месяцев.

Есть особенности ПГИ скважин в стадии их освоения (не работавших ранее) и скважин КРС (длительно работавших ранее при насосной эксплуатации) – см. ниже.

В эксплуатируемых скважинах проводят комплексы технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Для этой цели используют следующие технологии измерений.

В скважинах, работающих со стабильным расходом (нагнетательных, фонтанных), последовательно проводят:

- измерения на технологическом режиме эксплуатации;
- серию измерений на установившихся режимах, отличающихся депрессией на пласт;
- серию разновременных измерений непосредственно после прекращения эксплуатации;
- регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых восстановления давления и температуры после прекращения эксплуатации;
- серию разновременных измерений непосредственно после пуска или изменения дебита скважины;
- регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых стабилизации давления и температуры после пуска или изменения дебита.

В скважинах, работающих с нестабильным расходом (компрессируемые, свабируемые, работающие в режиме накопления и др.), а также в *осваиваемых низкодебитных скважинах*, характеризующихся нестационарными условиями исследований, используют технологии:

- регистрацию серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока;

- регистрацию на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры при пуске или изменении режима работы скважины (в том числе – кривых изменения давления на забое скважины при подъеме уровня жидкости в стволе);

- регистрацию кривых изменения во времени давления на устье скважины (на буфере, в межтрубье) и на забое;

- фиксацию текущего местоположения фазовых уровней (уровней жидкости и раздела «вода-нефть») эхолотом или путем регистрации непрерывных диаграмм методами оценки состава флюидов в интервале перемещения уровней.

В скважинах, работающих в нестационарном режиме с нестабильным расходом (компрессируемых, свабируемых, работающих в режиме накопления и пр.), проводят весь комплекс измерений технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Основные элементы технологии измерений следующие:

- регистрация диаграмм изменений геофизических параметров по глубине на технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (при простое скважины 5 – 10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима скважины (температуры, давления, дебитов газа, нефти, воды);

- регистрация диаграмм изменений геофизических параметров во времени на серии установившихся режимов нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями на пласты (после стабилизации параметров на каждом режиме в течение 5 – 10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты флюидов);

- регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в простаивающей после эксплуатации скважине (через 0.5 – 2, 3 – 5, 7 – 10, 15 – 24 часов после прекращения эксплуатации);

- регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры в простаивающей после эксплуатации скважине (в период от 5 – 10 до 24 и более часов в зависимости от интенсивности предшествующей работы и фильтрационных характеристик пласта);

- регистрация серии разновременных диаграмм по глубине непосредственно после пуска или изменения дебита скважины – через 0.5, 1, 2, 3, 5 часов;

- регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры после пуска или изменения режима работы скважины (в период от 1 – 2 до 5 – 10 часов в зависимости от дебита скважины).

В малодебитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего газожидкостного потока с пробковой или кольцевой структурами, дополнительно проводят регистрацию временных флуктуаций параметра давления и других методов изучения «притока-состава». Продолжительность цикла регистрации флуктуаций составляет 10 – 20 минут. Измерения проводят в обособленных интервалах конструкции скважины (в НКТ, колонне выше продуктивной толщи, между основными совместно эксплуатируемыми объектами, в зумпфе при подозрении на его негерметичность) в перерывах между измерениями этих параметров в динамическом режиме в заданном интервале изучения скважины.

Дополнительные требования к условиям проведения и технологии ГИС-контроля обусловлены необходимостью получения данных разновременных измерений для их последующего сравнительного анализа и выявления на этой основе характеристик флюидов в стволе скважины, продуктивных пластов и эксплуатируемых залежей. Важны также требования, связанные с контролем качества первичных данных:

- получение начальных (фоновых) характеристик изучаемого объекта (естественной гамма-активности, нейтронных параметров, упругих свойств, естественного температурного поля, состояния обсадной колонны и цементного камня, эффективных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород, характеризующих его до начала эксплуатации залежи);

- регистрацию при каждом исследовании положений муфт обсадной колонны, ГК или НК для привязки данных измерений;

- определение текущего состояния многолетнемерзлых пород и конструкций скважины в интервале их залегания;

- выполнение исследований полным комплексом методов, предназначенных для решения задачи;

- выполнение исследований в интервале, превышающем по протяженности изучаемый объект (с целью получения дан-

ных против опорных пластов и в интервалах глубин с невозмущенными характеристиками);

- выполнение повторного измерения по всему интервалу основной записи при условии постоянного режима работы скважины;

- исследования в эксплуатационных и перфорированных наблюдательных скважинах, где существует опасность избыточного давления на устье (с применением лубрикаторов);

- согласование методики ПГИ с условиями и очередностью технологических операций в скважине.

Активные технологии применяют в скважинах, находящихся в эксплуатации, когда стандартные технологии оказываются неэффективными. Их выполняют по индивидуальным программам. Выполнение заключается в проведении геофизических измерений в процессе активных воздействий на пласты, которые включают воздействия:

1) химические – обработки пород соляной, плавиковой и другими кислотами;

2) термические – прогрев пласта либо закачка в пласт воды с другой температурой;

3) гидродинамические – снижение и повышение уровня флюидов в скважине, методика переменных давлений;

4) закачку в исследуемые пласты меченых веществ (МВ), которые представляют собой жидкости, обогащенные искусственными радиоактивными изотопами (ИР), либо содержащие вещества с аномальными свойствами поглощения нейтронов;

5) наведение искусственной гамма-активности пород.

Последовательность операций при активных технологиях включает проведение серии измерений: фоновых – до начала воздействия, в процессе воздействия, непосредственно после воздействия и в ходе расформирования эффектов, вызванных воздействием.

Наиболее простые и распространенные комплексные задачи ПГИ традиционно сводятся к следующим:

1. Определение интервалов и профиля притока.

2. Определение интервалов и источника обводнения.

3. Определение интервалов заколонной циркуляции, перетоков флюидов.

4. Определение технического состояния колонны.

5. Определение текущего насыщения эксплуатируемых пластов.

Причем в ряде скважин может быть поставлена групповая задача ПГИ (даже одновременное решение всех указанных задач).

Однозначность решения задачи зависит от величины дебита и процента обводненности продукции (высокие значения первого фактора и низкие второго – способствуют однозначности решения задач). Другими негативно влияющими здесь факторами являются: плохая отработка скважины, отсутствие метрологического обеспечения у применяемой аппаратуры, несоблюдение технологии работ (например, компрессирования, если пласт оказывается задавлен заполняющей ствол жидкостью), эксплуатация одной скважиной сразу нескольких нефтяных пластов, замена технической воды на нефть при освоении скважины (трудности отбивки ВНК, если происходит перераспределение «чужой» нефти в затрубье и НКТ), сложная динамическая ситуация в распределении фаз продукции в интервалах ствола скважины и неготовность применяемой аппаратуры зафиксировать (или используемого программного обеспечения учесть) эти особенности потока.

Кроме того, в список практикуемых в ряде компаний задач входят работы по ликвидации гидратно-парафиновых отложений (ГПО) приборами с нагревателями на кабеле (характерных для газовых и газонефтяных месторождений Западной Сибири).

К сожалению, в большинстве нефтяных компаний сложилась ситуация, когда основной объем ПГИ (до 2/3) проводится в пробуренных скважинах на стадии их освоении или при проведении КРС. Еще около 30% объемов исследований – это ПГИ в нагнетательных скважинах. Удельная же доля исследований по контролю текущей насыщенности и оценкам динамики изменения ГВК – ГНК недопустимо мала (не более 1 – 2 %). Причем среди последних обычно преобладают ПГИ (на основе методов радиометрии) в неперфорированных интервалах с целью доразведки, а не оценки степени выработки эксплуатируемых пластов.

Во многих регионах России фонтанных скважин практически нет, а большинство добывающих характеризуется низкими дебитами (до 10 м^3/сут). Поэтому здесь условием выполнения исследований является возбуждение скважин компрессором или способом свабирования. Процесс компрессирования должен контролироваться по показаниям манометров (лучше – глубинных дистанционных) и замерам уровней раздела фаз в стволе (например, методами оценки состава).

Современные научно-технические достижения в области ПГИ – ГДИС позволяют расширить список решаемых задач промыслово-геофизического контроля. Так, появилась принципиальная возможность некоторые методы ГИС открытого ствола распространить на условия обсаженных скважин: ИМ и ДМ – при обсадке забоя стеклопластиковыми хвостовиками; оценки УЭС пластов через металлические обсадные колонны (типа CHFR, хотя этот метод очень критичен к чистоте контактов электродов прибора и обсадной колонны, а из-за слабой дифференциации глин и водонасыщенных пластов – проблематичен при выделении коллекторов с низкими удельным сопротивлением 5 – 9 Ом·м); поточечное опробование пласта через обсадную колонну с оценкой проницаемости отдельных толщин (типа CHDT). С приходом на российский рынок западных технологий появились надежные средства доставки на забой горизонтальных скважин приборов ПГИ (PLT), одновременно учитывающих особенности многофазных расслоенных потоков (типа FlagShip). Стандартные комплексы PLT могут теперь успешно решать проблемы оценок фазовых профилей притока даже в условиях сложного по структуре газожидкостного потока (на основе много датчиковых систем оценки состава типа FCIT-FloView, GHOST, а также алгоритмов решения уравнений многофазных потоков). Широко применяются методы оценки текущей нефте- и газонасыщенности, не зависящие от степени минерализации пластовых вод (С/О-каротаж, ВАК). В области изучения технического состояния скважин нормой становится применение магнитоимпульсных дефектомеров и сканеров внутренней поверхности труб. Апробированы спектральные модификации шумометрии, позволяющие разделять в скважине шумы фильтрации в поровом пространстве пластовых флюидов, определять работающие толщины пласта, оценивать состав заколонных перетоков.

Благодаря комбинированному сочетанию информативности прямых методов исследований ПГИ – ГДИС и методов математического геомоделирования в систему ПГК могут быть введены существенные корректировки – как для опорных сетей скважин (что позволяет уменьшить число скважин в опорных сетях с десятков % до единиц %), так и для периодичности и комплексирования методов измерения. Такие корректировки должны быть предложены в рамках подготовки Проекта разработки месторождения [118] и одобрены соответствующими государственными контролирующими органами (ЦКР, ГКЗ и др.) при

защите проектных документов. В отдельных случаях (при внедрении принципиально новых, более эффективных систем промыслового и геофизического мониторинга) стандартные требования по периодичности исследований скважин и их комплексированию должны быть пересмотрены в рамках подготовки новых редакций проектной документации.

На основании опыта организации рядом крупных добывающих компаний производственных систем промыслового и геофизического мониторинга разработки нефтяных месторождений в Западной Сибири, представлены минимальные требования к опорным сетям ПГИ и ГДИС, раздельно по решаемым задачам (табл. 5.2).

С учетом вышесказанного авторами предлагаются следующие диапазоны критериев по системности организации ПГИ – ГДИС – ФХИ на месторождениях (табл. 5.3).

Дополнительные требования по системности контроля вспо-

Таблица 5.2

Требования к организации опорных сетей на нефтяных месторождениях

Категория скважин	Решаемая задача	Оцениваемые параметры ПГИ – ГДИС	% от всего фонда скважин	% от фонда скважин по отдельной категории
Наблюдательные и контрольные (КФ) скважины (глухие)	Динамика изменения контактов и текущая нефтегазонасыщенность толщин продуктивного пласта	ВНК – ГВК, $К_{изол}$ (скважины со стеклопластиковым хвостовиком)	0.5 – 1 %	около 100 % от КФ
		ВНК, $К_{элек}$	2 – 3 %	
		ГВК, $К_{элек}$	3 – 5 %	
Скважины – пьезометры (ПФ)	Изменения статического уровня	$Р_{пл.тек}$ – если есть связь ствола с пластом	5 – 10 %	около 100 % от ПФ
Опорная сеть эксплуатационного фонда (ЭФ) для ПГИ	Профиль и состав притока, перетоки (фонтанный ДФ)	$h_{раб}$, $h_{общ}$, суммарные фазовые $Q_Σ$, интервальные фазовые Q_i, интервал, направление, состав и интенсивность перетока, др. критерии		20 – 25 % от фонтанного или газлифтного ДФ
	Профиль и состав притока, перетоки (насосный ДФ)			от 20 % (начало разработки) до 10 % от ДФ с ЭЦН
	Профиль приемистости, перетоки (НФ)			от 50 % (начало разработки) до 30 % от НФ
Опорная сеть эксплуатационного фонда (ЭФ) для ГДИС	Оценки ФЕС (фонтанный ДФ)	k, s, ΔQ/ΔP, $Р_{пл}$ другие гидродинамические параметры		40 – 50 % от фонтанирующего ДФ
	Оценки ФЕС (насосный ДФ)			10 – 25 % от ДФ (датчики под ЭЦН)
	Оценки ФЕС (НФ)			40 – 50 % от НФ

могательных для ГИС-контроля промысловых параметров:

- технологических измерений ТИ (замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин) (табл. 5.4);
- физико-химических исследований ФХИ проб продукции (табл. 5.5).

5.3.3. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований

Объемы и методы промыслово-геофизических исследований определяются назначением скважины, способом и режимом ее эксплуатации, решаемыми задачами. Эффективность

Таблица 5.3

Диапазоны допустимых критериев по охвату и периодичности стандартных комплексов ПГИ

Категории скважин	Комплексы ПГИ							Сопутствующие	
	профиль и состав притока	источники обводнения, работающие толщины	профили приемистости	заколонные перетоки	контроль ВНК, $К_{н.тек}$	контроль ГВК, $К_{г.тек}$	контроль технического состояния	оценки энергетических параметров $Р_{пл}$	базовые ГДИС (К, s)
1. Вводимые ЭФ	РВ	РВ	НЕ	РВ	НЕ	НЕ	НЕ	РВ	РВ
2.1 ДФ – фонтанные	3Г	3Г		3Г			НЕ	НЕ	2Г
2.2 ДФ – газлифтные	3Г	3Г		3Г			НЕ	НЕ	2Г
2.3 ОС фонтанирующего ДФ	Г	Г		Г	НЕ	Г	3Г	ПГ	ПГ
2.4 ДФ с ЭЦН	НЕ	НЕ		НЕ			НЕ	НЕ	
2.5 ДФ ШГН	НЕ	НЕ		НЕ			НЕ	НЕ	
2.6 ОС насосного ДФ	2Г	2Г		2Г	НЕ		3Г	2Г	2Г
3. СФ	КР	КР	НЕ	КР	НЕ	НЕ	КР	КР	НЕ
4.1 НФ			3Г	3Г			НЕ	НЕ	2Г
4.2 ОС НФ			Г	Г			3Г	Г	Г
5. КФ		НЕ			ПГ/Г	КВ/Г	НЕ		
6. ТФ					Г/3Г	ПГ/3Г	НЕ		
7. ПФ							НЕ	КВ	
8. РФ	РВ	РВ		РВ	РВ	РВ	НЕ	РВ	РВ
9. Водозаборные	НЕ		НЕ				НЕ	Г	НЕ

Периодичность ПГИ и сопутствующих ГДИС: КВ – раз в квартал; ПГ – раз в полгода; Г – раз в год; nЧГ – раз в n лет; КР – при проведении КРС (после КРС, при необходимости – и до КРС); НЕ – по необходимости; РВ – резовые; –/– – до и после стабилизации обводнения.

Таблица 5.4

Периодичность вспомогательных технологических измерений (замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин)

Категории скважин	Промысловые технологические замеры							ГДИС	
	дебит (расход) жидкости		дебит газа	обводненность продукции		газовый фактор		устьевые T_y и P_y (буферное, затрубное, межтрубное)	динамические уровни, оценки $P_{заб}$
	до 5т/сут	более	по ΔP	до 2 %	более	при $P_{пл}>P_{нас}$	при $P_{пл}<P_{нас}$		
1.1 ДФ фонтанные		ЕЖ/ЕН	ЕЖ/ЕН	ЕН/ЕМ	ЕЖ/ЕН	Г	ЕМ	ЕЖ	КВ
1.2 ДФ газлифтные		ЕЖ/ЕН	ЕЖ/ЕН	ЕН/ЕМ	ЕЖ/ЕН	Г	ЕМ	ЕЖ	КВ
1.3 ДФ с ЭЦН		ЕЖ/ЕН		ЕН/ЕМ	ЕЖ/ЕН	КВ	ЕМ	ЕН/КВ	ЕЖ/ЕМ
1.4 ДФ ШГН	«ЕН»/2М	ЕЖ/ЕН		ЕН/ЕМ	ЕЖ/ЕН	КВ	ЕМ	ЕН/КВ	ЕМ
2. НФ		ЕЖ/ЕН						ЕЖ/ЕН	КВ
3. Водозаборные		ЕМ						ЕН	ПГ

Периодичность промысловых технологических измерений: ЕЖ – ежедневно; ЕН – еженедельно; ЕМ – ежемесячно; 2М – 2 раза в месяц; КВ – раз в квартал; Г – раз в год; –/– – автоматизированный и ручной способы измерений

Таблица 5.5

Периодичность вспомогательных физико-химических исследований проб продукции

Категории скважин	Отбор и химический анализ проб углеводородов		Отбор и химический анализ воды	
	поверхностных	глубинных	минерализация, плотность, химический состав	твердые вещества в закачиваемой воде
	плотность, фракционный состав	плотность, насыщение, фракционный состав		
1.1 ДФ	НЕ	СП	НЕ	
1.2 ОС в ДФ	ПГ	2Г	КВ	
1.3 ОС в ДФ, эксплуатирующем многопластовую залежь	КВ	СП	КВ	
2. НФ				РВ
3. Водозаборные			ПГ	

Периодичность промысловых технологических измерений: РВ – разово; НЕ – по необходимости; КВ – рез в квартал; ПГ – раз в полгода; 2Г – раз в 2 года; СП – по специальной программе.

ПГИ определяется многократностью проведения замеров при смене условий (режимов) в скважине. Обычно для технологий ПГИ используют следующие режимы работы скважины:

1. Скважина работает со стабильным расходом, находится в освоении, работает в режиме фонтанирования. Последовательно проводят: измерения в технологическом режиме; серию замеров на установившемся режиме при различных депрессиях и непосредственно после прекращения эксплуатации; регистрацию на фиксированных глубинах КВД и температуры после прекращения эксплуатации; серию замеров после пуска или изменения дебита, запись на фиксированных глубинах во времени кривых стабилизации давления и температуры.

2. Скважина работает с нестабильным расходом или низко дебитная при освоении. Нестационарные условия исследований: регистрация разновременных диаграмм по глубине при изменении режима работы скважины или затухании притока; изменение во времени давления и температуры; регистрация кривых изменения давления на устье и на забое; фиксация текущего положения фазовых уровней.

3. Скважина работает в нестационарном режиме с нестабильным расходом, измерения повторяют: в технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (после 5 – 10 часов и более) с одновременной фиксацией устьевых температуры, давления, дебита газа, нефти, воды; на нескольких установившихся режимах нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями после их стабилизации; в простаивающих скважинах; замеры после пуска или изменения дебита через: 0.5, 1, 2, 3, 5 часов и т.д.

Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемости

Из всех видов ПГИ системный подход наиболее важен для исследований, направленных на оценку параметров, позволяющих в итоге давать распределения в пластах остаточных запасов углеводородов.

Перед вводом месторождения в разработку производится подсчет и утверждение в ГКЗ запасов. Затем по мере разбуривания залежей запасы углеводородов обязательно уточняются (в том числе и поблочно) с учетом информации ГИС – ПГИ – ГДИС, полученной по более плотной сетке скважин (корректируются размеры залежи, положения контуров и значения пет-

рофизических параметров). Также на этот момент времени оценивают наблюдаемые тенденции по выработке пластов, включая данные по лабораторным исследованиям кернового материала, пластовых флюидов, результаты анализа истории разработки (накопленные отборы и закачки). В этой связи в процессе кустового разбуривания площади рекомендуется применять: расширенные комплексы ГИС (максимально приближенные к комплексам разведочных скважин), поинтервальные испытания, отбор и анализ керна в скважинах с малыми углами наклона ствола (одна скважина на куст), чтобы можно было оперативно скорректировать петрофизические зависимости, уточнить ФЕС и потенциальную энергию пластов. Угол наклона скважины должен позволять проводить исследования без применения специальных методов доставки приборов на забой. На поздней стадии разработки данная сеть скважин позволит составить более точную картину распределения остаточных запасов.

В основе оценок по выработке обычно лежит участок (объект), выбранный для опытно-промышленной эксплуатации. Для такого участка по геолого-промысловым данным может быть построена гидродинамическая модель, настройка которой должна производиться с учетом всех имеющихся здесь результатов ПГИ – ГДИС. В комлексах ПГИ на этой стадии исследований должно быть предусмотрено максимально возможное применение наиболее эффективных методов (ИННК с закачками МВ, С/О-каротаж, ВАК, механическая расходометрия в комплексе с ТМ и БМ на нескольких режимах отбора, опробователи пластов, др.).

Анализ выработки проводят комплексно (при настройке гидродинамической модели по результатам ГИС – ПГИ – ГДИС, данных керновых исследований). При необходимости могут быть проведены дополнительные межскважинные исследования (ВСП, ГДП, трассирования МВ) с целью выявления гидродинамической связи пластов и скважин, выявления непроницаемых барьеров и выклиниваний продуктивных толщин. Средствами анализа процессов выработки могут быть профили, карты, 3D-построения.

Также количественно оцениваются изменения положения контактов, коэффициенты: вытеснения, текущей нефте- или газонасыщенности, охвата (выработкой, заводнением), нефте(газо)отдачи $\eta_{тек} = Q_{н.тек} / Q_{н.нач} = (K_{н.нач} - K_{н.тек}) / K_{н.нач}$. Расхож-

дения накопленных по объекту объемов добытой нефти, определенных методами материального баланса и по данным ГИС – ПГИ, не должны расходиться более чем на 10 – 15 % (иначе необходимо установить причину расхождения).

Для решения задачи о распределении остаточных запасов производят построения:

- профилей выработки запасов (для чего с учетом искривленности ствола скважины устанавливается соответствие разбивок продуктивных толщин по ГИС с результатами: выполненных ПГИ, оценками ФЕС пласта по ГДИС и данными по накопленным отборам-закачкам);
- карт остаточных газо- и нефтенасыщенных толщин (учитываются только толщины, в которых $K_{н.тек}>K_{н.о}$);
- карт текущей (средневзвешенной по толщине пласта) нефте(газо)насыщенности (в нагнетательной скважине принимается $K_{н.тек}=K_{н.о}$);
- карт коэффициента вытеснения подвижной нефти (средневзвешенный по толщине параметр $\beta_{выт.пл}=(K_{н.нач}-K_{н.тек})/(K_{н.нач}-K_{н.о})$.

Обеспечение оценок работающих толщин, состава и профиля приемистости

Оценки работающих толщин пласта могут быть выполнены при включении в комплекс ПГИ методов: ТМ, ШИ и ШС-А,Э, НК, ГК (при фиксации эффекта РГЭ) в сопоставлении с результатами РМ, ТА, опробователей. Обязательным условиям такой технологии является запись параметров на технологическом (или близких к нему) режимах работы скважины.

Оценки профиля притока (приемистости) для пласта могут быть получены на основании кривых методов РМ (лучше, если они при замере обеспечивают пакеровку пространства между прибором и обсадной колонной), реже ТА (только, если поток – гомогенный), а также с использованием поточечных опробователей пласта (типа MDT, CHDT).

Состав притока в скважине, эксплуатирующей (опробующей) один пласт, интегрально может быть определен по устьевому дебиту. Дифференциально состав притока оценивают косвенно (распространяя измеряемые параметры состава в стволе с возможным распределением флюидов в пласте). В измерительный комплекс обычно входят методы: БМ (оценки по градиенту давления с учетом гидравлических потерь), ВЛ, РИ, ПЛ, ТА, а также ШС (по амплитудно-частотным характеристикам).

Оценки состава флюида в стволе возможны также методами НК при использовании малых зондов (доинверсионных).

Фазовые профили притока (2- и 3-фазного потока) допускается оценивать только при использовании метрологически обеспеченных датчиков: РМ, МН, ТМ и состава (например, ПЛ, РИ, ВЛ, GHOST). Другим обязательным условием выполнения таких оценок является применение аппаратуры, оснащенной многодатчиковой измерительной системой (несколько датчиков состава распределены по сечению потока), что позволяет определить распределение состава потока в стволе наклонных и горизонтальных скважин (дополнительно здесь используются результаты инклинометрии). Наконец, программа интерпретации должна оценивать необходимые поправки за структуру потока смеси (а для технологии с БМ – РМ и гидравлические потери). Таким образом, измеренные датчиками состава профили истинных объемных долей продукции в стволе должны быть преобразованы в профили расходных фазовых параметров с дальнейшим их пересчетом в профили фазовых дебитов.

Источник обводнения может быть оценен, если известны профили притока фаз в отсутствии в стволе скважины заколонных перетоков. Иначе необходимо использовать методы, способные определить направление перетока (ТМ, КНАМ) и состав перетока (ШС-А,Э).

Системный характер данных исследований заключается в необходимости оценки в околоскважинном пространстве характеристик работы пласта. Чем в большем количестве скважин будут изучены и сопоставлены с гидродинамической моделью характеристики работы продуктивных толщин, тем проще будет настроить модель и давать оптимальные рекомендации на проведение ГТМ или РИР в скважинах, работающих с нарушениями.

Обеспечение оценок заколонных межпластовых перетоков

Основной способ выявления и оценки заколонных перетоков флюидов – серия замеров ТМ на режимах (включая статику). Оценивают как видимые изменения градиента термограмм, так и эффекты инверсии в локальном интервале при восстановлении теплового поля к геотермическому. На качественном уровне относительно просто по форме термоаномалий определяют *направление перетока*.

Программы интерпретации таких данных, дающих количественные оценки *расхода перетока*, основаны на решении уп-

рощенного уравнения теплопроводности в скважине, учитывающем как влияние тепловых свойств флюида, вмещающих пород и конструкции скважины, так и эффект теплопереноса, вызванный движением масс флюида при перетоке. Для заколонных перетоков снизу предел чувствительности данной методики с использованием многорежимных записей ТМ для газа порядка 500н.м^3/сут, для жидкости порядка 0.5м^3/сут. Для заколонных перетоков сверху соответственно: для жидкости критический расход – свыше 3м^3/сут, а для газа – свыше 3000 н.м^3/сут) [22, 54].

Количественные оценки *интенсивности и состава перетока* возможны также с помощью метода спектральной акустической и электромагнитной шумометрии. Обрабатываются амплитудно-частотные спектры обоих типов шумов, измеренные индивидуально для каждой точки глубинного профиля (исходный результат измерений – волновые картины). По пиковым частотам оценивают шумы, вызванные перетоком (с учетом возможного размера каналов в негерметичном цементном пространстве). По спектрам электромагнитной шумометрии (в сравнении с сигналами акустической спектральной шумометрии) разделяют шумы, вызванные заколонным движением воды, от шумов фильтрации нефти и газа. Кроме того, заколонные движения воды интенсивностью выше 5 м^3/сут могут быть разделены при использовании прибора, имеющего прямой (50 см) и обратный (25 см) зонд метода наведенной активности по кислороду, а также при использовании МВ или ИР (по показаниям нейтронных методов или ГМ), если технологией исследований предусмотрена закачка активированного флюида в скважину с негерметичным цементным камнем.

Системный характер данных исследований состоит в необходимости выявления заколонных циркуляций (особенно с большими расходами) как можно в большем количестве объектов, где они имеют место. Это позволит своевременно принять меры как по проведению РИР с целью ликвидации выявленных перетоков, так и учесть при гидродинамическом моделировании существующие между залежами массопереносы флюидов.

Обеспечение оценок фильтрационно-емкостных свойств и энергетики пласта

Совместно с комплексами ПГИ могут выполняться иссле-

дования по методике ГДИС. Результаты этих измерений помогают оценить в скважинах *текущие режимы работы пласта*, его продуктивность, наличие *скин-фактора* (зон кальматации или трещин) в *ближней зоне*, а также выйти на оценку *проницаемости дальней зоны*, *определить пластовое давление*, а при длительном замере даже и *тип резервуара вокруг скважины*. Все это делает технологии ГДИС незаменимыми при мониторинге эксплуатации пласта и скважины.

Другие задачи ПГИ (оценки технического состояния скважин, выявление негерметичностей и т.п.) не являются предметом системных исследований и могут выполняться на месторождении по необходимости.

5.4. ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Проблемы технологического обеспечения промыслово-геофизического контроля нельзя рассматривать в отрыве от условий, созданных в скважине в процессе проведения исследований ПГИ. Именно разнообразие условий определяет богатую палитру технологических средств, используемых современным промыслово-геофизическим контролем при решении своих задач. Следовательно, условия проведения ПГК определяет результативность исследований скважин.

5.4.1. Задачи исследований

Под условиями проведения исследований ГИС-контроля понимают совокупность геолого-промысловых характеристик скважины и вмещающих пород, включая физические параметры протекающих в стволе и пластах процессов. В целом, условия исследований определяются геологическими особенностями залежи, назначением скважины, особенностями ее конструкции, техническим состоянием, физическими свойствами заполнителя ствола, состоянием и поведением вскрытых скважиной пластов. Они характеризуются диапазонами и тенденциями изменений во времени геофизических параметров.

При классификации условий измерений ГИС-контроля наиболее важно учитывать *особенности (режимы) поведения системы «скважина-пласт»*, причем, прежде всего во времени, а уже потом по набору признаков (составу притока и пр.).

Этому есть несколько причин. Во-первых, разновременные исследования несут дополнительную информацию о динамике изменения свойств исследуемых объектов. Во-вторых, сравнение разновременных исследований без учета фактора времени приводит к ошибкам интерпретации. И в-третьих, целенаправленный выбор последовательности времен проведения скважинных замеров – это один из основных путей повышения информативности ГИС-контроля эксплуатационных пластов и скважин.

По особенностям *поведения скважины во времени* различают: стационарные, нестационарные и квазистационарные условия проведения геофизических исследований. *Стационарные условия* характеризуются отсутствием зависимости изучаемых параметров во времени. Они характерны для неработающих скважин. *Нестационарные* характеризуются существенной зависимостью состояния скважины и пласта от времени. Они наиболее типичны для большинства объектов ГИС-контроля. В случае, если состояние скважины стабильно или меняется во времени настолько медленно (в рамках решения конкретной задачи), то такие условия называются *квазистационарными*. Они характерны для скважин, которые длительное время простаивают или длительно эксплуатируются на технологическом режиме.

Наиболее характерные для объектов ГИС-контроля нестационарные условия проведения измерений наблюдаются непосредственно после пуска скважины, ее освоения, резкого изменения дебита или депрессии на пласты, остановки, глушения и т.п. Сейчас, в условиях перехода большинства месторождений на этап падающей добычи и при широком использовании различных методов интенсификации притока, появилось большое число эксплуатационных объектов, работа которых в стационарном режиме невозможна (малодебитные фонтанные скважины; скважины, работающие в режиме накопления; скважины, осваиваемые свабированием или компрессированием).

Классификация условий проведения исследований очень важна, поскольку определяет методику проведения геофизических исследований, а значит – и эффективность интерпретации материалов ГИС-контроля (как и ПГК в целом). Условия и технология исследований в скважине при ГИС-контроле в зависимости от особенностей ее поведения даны в табл. 5.6.

В табл. 5.7 классифицирована встречаемость названных условий в скважинах различного типа (индексы режима даны согласно табл. 5.6). Данная таблица иллюстрирует информативные возможности ГИС-контроля, связанные с конкретными условиями.

Табл. 5.8 характеризует взаимосвязь задач ПГК с типом условий в скважине в процессе проведения исследований (индексы режима даны согласно табл. 5.6). Каждый тип условий специфичен по решаемым задачам и уровню результативности промыслово-геофизических исследований.

Таблица 5.6

Основные типы условий проведения промыслово-геофизического контроля

№	Особенности поведения скважины	Индекс	Тип поля	Особенности полей геофизических параметров
1	Длительно простаивающие	СТЦ	Стационарное естественное	Сепарация компонент флюидов по слоям в соответствии с их плотностью. Близкий к геотермическому температурный режим и гидростатическое распределение давления в большей части ствола
		КВЗ	Квазистационарное искусственное	Локальные аномалии в интервалах перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами и пр.
2	Длительно работающие с установившимся расходом	ДИН		Нарушение естественного распределения геофизических параметров вследствие движения жидкости и газа по стволу и эксплуатируемым пластам
3	Работающие с циклически меняющимся расходом	РЕЖ		
4	Кратковременно простаивающие (остановленные)	ОСТ	Нестационарное искусственное	Расформирование искусственных полей геофизических параметров, возникших в стволе и в окружающих породах в процессе эксплуатации
5	Кратковременно работающие после пуска на квазистационарный режим эксплуатации	ПУС		Формирование искусственных полей геофизических параметров и стабилизация их значений, обусловленная началом движения жидкости и газа по стволу
6	Кратковременно работающие после смены квазистационарного режима	РЖС		Расформирование полей геофизических параметров, возникших в предшествующем режиме, формирование полей нового режима
7	В процессе смены нестационарного режима другим	РЖН		Расформирование полей геофизических параметров, предшествующего режима, формирование полей нового режима

Таблица 5.7

Распределение условий измерений методами ГИС-контроля в зависимости от типов скважин

Тип скважины	Возможные условия исследований	Индекс	Основные информативные эффекты
1.Неработающие наблюдательные, контрольные, геофизические	Длительный простой	«СТЦ»	Нарушение естественной температуры в интервалах межпластовых перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами.
		«КВЗ»	Локальные аномалии давления и скорости в интервалах внутри колонных перетоков
2. Работающие в стабильном режиме (нагнетательные, фонтанные добывающие скважины)	Длительная работа на установившемся режиме	«ДИН»	Связь значений геофизических параметров с составом, структурой и динамическими характеристиками потока флюида в стволе
	Последовательная смена установившихся режимов	РЕЖ	Аномалии, обусловленные притоком в скважину.
	Кратковременный простой	ОСТ	Особенности изменения параметров от режима к режиму, обусловленные пластовыми давлениями и фильтрационными характеристиками пласта.
	Работа непосредственно после пуска (изменения режима)	ПУС	Связь темпа изменения параметров во времени с особенностями поведения скважины и свойствами пластов
3. Работающие в циклическом режиме скважины подземных хранилищ газа (ПХГ)	Условия по п.2, но с чередованием циклов закачки и отбора	РЖС	Аналогично п.2, наблюдается влияние на тепловое поле предшествующих циклов эксплуатации.
4. Работающие в нестационарном режиме (в накоплении, компрессируемые и т.п.)	Закономерная спонтанная смена нестационарных режимов	РЖН	Аналогично п.2, взаимовлияние режимов усиливает информативность методов оценки «приток-состава»
5.Работающие в цикличном нестационарном режиме (при специальных работах)	Незакономерная смена нестационарных режимов	РЖН	Аналогично п.2, 3, 4

Таблица 5.8

Взаимосвязь основных задач ПГК с условиями проведения исследований

<table>
<tr><td colspan="6">ОСОБЕННОСТИ (РЕЖИМ) ПОВЕДЕНИЯ СКВАЖИНЫ / ИНДЕКС РЕЖИМА</td></tr>
<tr><td>Длительный простой /СТЦ</td><td>Длительная работа с установившимся расходом / «ДИН» / «РЕЖ»</td><td>Кратковременный простой / «ОСТ»</td><td>Кратковременная работа после пуска / «ПУС»</td><td>Кратковременная работа после смены режима / «РЖС»</td><td>Нестационарные режимы / «РЖН»</td></tr>
<tr><td colspan="6">ЗАДАЧИ ГИС-КОНТРОЛЯ</td></tr>
<tr><td colspan="6">I. Технические параметры скважины
(для выбора оптимального режима эксплуатации, определения возможностей и способа дальнейшей эксплуатации скважины, обоснования мероприятий по подземному ремонту)</td></tr>
<tr><td colspan="6">Уточнение местоположения элементов конструкции скважины – контроль перфорации, оценка совершенства вскрытия, уточнение глубины подвески НКТ, интервала установки пакеров, фильтров и других элементов конструкции и подземного оборудования</td></tr>
<tr><td colspan="6">Техническое состояние обсадных колонн, цементного камня и подземного оборудования: определение негерметичности обсадных колонн и НКТ; изучение текущего состояния колонн (смятие, коррозия); оценка текущего состояния цементного камня (плотность, качество сцепления, распределение за колонной); герметичность некусственного забоя; гидрато- и солеобразование в стволе</td></tr>
<tr><td colspan="6">Состояние забоя скважины: текущая глубина, герметичность, пробки.</td></tr>
<tr><td colspan="6">II. Состояние, поведение и технологические параметры скважины
(для получения исходной информации при учете продукции скважин, оптимизации режима работы скважины и залежи, интенсификации притока)</td></tr>
<tr><td colspan="6">Термобарические условия в стволе скважины</td></tr>
<tr><td colspan="6">Режим работы подземного оборудования</td></tr>
<tr><td colspan="2">Уровни раздела фаз</td><td colspan="4">Динамика изменения уровней раздела фаз во времени</td></tr>
<tr><td></td><td>Характеристика продукции скважины: плотность, суммарные дебиты (в том числе по фазам)</td><td></td><td colspan="3">Изменение параметров продукции скважины во времени.
Интегральные (за время исследований) дебиты по фазам</td></tr>
<tr><td></td><td>Профили истинных и расходных фазовых содержаний</td><td>Профили истинных фазовых содержаний</td><td colspan="3">Динамика изменения профилей истинных и расходных фазовых содержаний во времени</td></tr>
<tr><td colspan="6">III. Поведение и геолого-технологические параметры пластов в разрезе скважины
(для контроля процесса отработки продуктивных пластов, оптимизации режима работы скважины, обоснования мероприятий по восстановлению производительности скважин и увеличению нефтегазоотдачи пластов, оценки эффективности мероприятий по интенсификации притока)</td></tr>
<tr><td>Работающие толщины пластов, эксплуатируемых соседними скважинами</td><td></td><td>Работающие толщины</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td></td><td>Интервалы притока (поглощения)</td><td></td><td colspan="3">Интервалы притока (поглощения)</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">Интервалы поступления воды в ствол</td></tr>
<tr><td></td><td>Профиль притока (поглощения) и фазовые дебиты по пластам</td><td>Профиль поглощения</td><td colspan="3">Динамика изменения профиля притока (поглощения) и фазовых дебитов по пластам во времени.</td></tr>
<tr><td colspan="6">Перетоки в открытом стволе и по внутриколонному пространству между совместно эксплуатируемыми пластами</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">Пластовые давления, фильтрационные характеристики пластов, термодинамические параметры пластового флюида</td></tr>
<tr><td colspan="6">Характер насыщения продуктивных пластов: коэффициенты нефтегазонасыщения по пластам, текущее и остаточное насыщение продуктивных пластов, степень вытеснения нефти и газа из коллекторов. Текущее положение газоводяного и водонефтяного контактов по пластам</td></tr>
<tr><td colspan="6">Поведение пласта в процессе и после технологических операций по повышению нефтегазоотдачи (ГРП, кислотная обработка СКО, обработка ПАВ, АВ и др. МУН)</td></tr>
</table>

Окончание табл. 5.8

IV. Перетоки и утечки по негерметичному заколонному пространству скважин (для оценки экологической ситуации, обоснования мероприятий по ремонту или ликвидации скважин)
Движение жидкости и газа между пластами по негерметичному заколонному пространству
Движение флюида через негерметичности обсадных колонн и муфтовых соединений и их поглощение пластами
Искусственные скопления жидкости и газа в цементном камне и проницаемых пластах за пределами залежи
V. Поведение и технологические параметры залежи (для контроля выработки запасов нефти и газа в залежи, оптимизации процесса разработки залежи, обоснования местоположения новых эксплуатационных и наблюдательных скважин, контроля технологических мероприятий по повышению нефтегазоотдачи (искусственное заводнение, сайклинг-процесс и т.п.))
Динамика отработки залежи по площади (определение охвата залежи разработкой, оценка энергетического состояния залежи, перемещение контактов, контура нефтегазоносности, обусловленного перемещением контурных пластовых вод, локальные обводнения вследствие прорыва воды и неравномерного вытеснения нефти и газа водой, изменения нефтегазонасыщенности пластов, пространственное распределение остаточных запасов нефти и газа)
Динамика процесса искусственного заводнения залежи (направление движения закачиваемой жидкости, скорость и характер движения жидкости, перемещение контуров нефтеносности, обусловленное внедрением закачиваемых вод при внутриконтурном и законтурном заводнении, определение объема закачанной в залежь воды и ее распределения по пластам, степени промывки пласта водой, динамики процесса вытеснения нефти водой и коэффициента нефтеотдачи)
Динамика перераспределения углеводородов в залежи (перемещение нефти в газовую шапку, формирование искусственных газовых залежей, перемещение углеводородов за пределы контура нефтегазоносности)

5.4.2. Условия проведения исследований как основной фактор результативности

Представленный выше обзор возможностей ПГК показывает в частности, что промыслово-геофизические исследования можно использовать для решения очень широкого диапазона задач. Среди них: определение технических параметров и технологических характеристик скважины, изучение поведения и геолого-технологических параметров пластов в разрезе скважины, выявление перетоков и утечек по негерметичному заколонному пространству, контроль технического состояния ствола и подземного оборудования, др. Данные материалы иллюстрируют существенное влияние на эффективность ГИС-контроля условий геофизических исследований, а также чрезвычайное разнообразие и динамизм самих условий. Это определяет высокие потенциальные возможности исследований в эксплуатационных скважинах, однако одновре-

менно является и одной из основных причин неоднозначности интерпретации получаемых результатов.

Эффективность интерпретации данных ГИС-контроля может быть повышена путем увязки материалов конкретного геофизического исследования с условиями проведения измерений в скважине. Однако это пассивный путь. Наиболее радикально будет целенаправленное формирование условий геофизических исследований и выбор способа обработки результатов для усиления изучаемого информативного эффекта и подавления помех.

Другими словами, основой повышения результативности ГИС-контроля является управление условиями проведения исследований и повышение помехоустойчивости интерпретации получаемых результатов, в том числе:

- *оптимизация условий* проведения геофизических исследований с целью более контрастного проявления изучаемого эффекта;

- *целенаправленная технология работы* с объектом исследований для создания или усиления информативных эффектов и нивелирования помех;

- *привлечение дополнительной информации* о поведении и состоянии скважины, полученной независимо – для упрощения методики обработки результатов измерений;

- *обработка результатов измерений*, позволяющая подавить помехи или разделить эффекты на основе специфических особенностей их проявления (по величине, времени возникновения, характеру поведения с глубиной или временем и т.п.).

Геофизическую технологию, реализующую перечисленные принципы, называют «активной». Другими словами, под активной технологией понимается оптимальная совокупность действий по проведению измерений и обработок результатов, позволяющая повысить достоверность и однозначность интерпретации.

Для реализации активных технологий в ГИС-контроле наиболее благоприятны эксплуатируемые скважины, предоставляющие богатые возможности как выбора, так и управления условиями исследований. Следует подчеркнуть, что активная технология авторами понимается несколько шире, чем просто направленное воздействие на скважину (как, например, при известном способе исследований открытого ствола по принципу «фон-воздействие-измерение») [111].

Большой удельный вес в активной технологии имеет оптимизация способа обработки и интерпретации. В этом смысле к активным технологиям можно отнести обработку избыточной информации, многовариантную обработку с использованием разных исходных данных и различных способов расчетов.

Итак, существенную роль в совершенствовании методики и технологии ГИС-контроля играет повышение удельного веса в комплексе активных технологий. Подобные технологии предусматривают целенаправленное создание в скважине благоприятных условий для изучаемых эффектов, а их основное назначение состоит в придании информативному эффекту признаков, выделяющихся на фоне помех и повышении за счет этого достоверности интерпретации геофизических исследований.

Основой научного обоснования активной технологии является анализ информативности геофизического исследования. Такой анализ необходим, поскольку эффективность ГИС-контроля при изучении любого процесса в скважине и пластах определяется не только его значимым влиянием. Влияние должно быть различимо на фоне прочих, воздействующих на геофизическое поле факторов, что возможно в двух случаях. Либо интенсивность изучаемого процесса должна быть существенно больше, чем остальных факторов, либо этот процесс должен вызывать специфичные, легко узнаваемые особенности геофизического поля.

Но анализ информативности не исчерпывается пассивным поиском подобных ситуаций. Он предполагает исследование возможности искусственного воздействия на изучаемое поле, чтобы установить, нельзя ли подбором режима и параметров воздействия усилить полезный эффект или придать ему специфичные черты. Анализ информативности призван также изучать возможности повышения достоверности ГИС-контроля выбором оптимальной технологии исследований скважин (количества замеров, времени проведения т.п.) и специальных приемов обработки результатов.

Одним из способов обоснования информативности скважинных исследований является обобщение и анализ результатов экспериментов в скважине. Но особенно существенным для решения этой проблемы является анализ аналитических зависимостей, количественно описывающих процессы в системе «скважина-пласт».

Обобщая вышесказанное, можно сформулировать следу-

ющие *принципы анализа информативности.*

Классификация факторов, влияющих на результаты геофизических измерений, по характеру и степени воздействия.

Поиск специфических (аномальных) черт воздействия на результаты измерений изучаемого процесса и обоснование информативных признаков его выявления.

Анализ возможности разделения одновременно воздействующих факторов на основе выявленных для них информативных признаков в условиях исследуемой скважины.

Поиск способов усиления контрастности информативного эффекта или придания ему специфичных черт целенаправленным воздействием на скважину и пласты или выбором оптимальных способов получения и обработки информации.

Следует остановиться на одном из основных направлений изучения информативности и совершенствования системы промыслово-геофизического контроля за эксплуатацией. Речь идет о повышении эффективности *методов изучения «притока-состава»*, которые составляют основу современного комплекса ГИС-контроля эксплуатационных скважин. Эта область ПГИ в настоящее время активно развивается. Развитие происходит в двух направлениях.

Первое направление касается создания и внедрения новых способов и датчиков для измерения параметров потока флюида в стволе скважины. Второе направление связано с разработкой нестандартных технологий проведения скважинных измерений и способов интерпретации получаемых материалов.

В последующих разделах книги будут приведены результаты оригинальных разработок авторов в области создания активных технологий ГИС-контроля в газонефтяных и газоконденсатных скважинах. Цель публикации названных материалов состоит в иллюстрации на конкретных примерах перечисленных выше принципов работы с промыслово-геофизической информацией. Каждая из описываемых методик строится на универсальных принципах и, одновременно, нестандартна тем, что основана на специфичном, иногда уникальном способе усиления и фиксации информативных эффектов.

Основное внимание авторы уделили нестационарным методам исследований скважин. Именно эти методы обладают сейчас наибольшим потенциалом повышения информативности ГИС-контроля.

5.4.3. Способы измерений

Разнообразие исследуемых объектов и задач промыслово-геофизического контроля диктует использование большого числа технологий проведения измерений.

Технология проведения ПГК характеризуется в первую очередь используемым способом измерения геофизических параметров. При промыслово-геофизическом контроле исследуется как характер изменения геофизических параметров по глубине, так и динамика их изменения во времени. В зависимости от условий исследований в скважине и решаемой задачи применяются следующие способы измерений.

В каждой технологии ПГК, как правило, используется несколько из перечисленных способов, такие технологии называются сложными. Важной составляющей «сложной» технологии является временная последовательность реализации составляющих ее способов, а также особенностями взаимосвязи между способами и условиями проведения измерений.

При реализации активной технологии не только выбирают лучший способ измерений для изучаемого объекта, но и целенаправленно формируют оптимальные условия исследований для решения конкретной поставленной задачи.

Рассмотрим далее более конкретно основные технологии методов ПГК.

Таблица 5.9

Основные способы измерений

№	Способ измерений		Индекс условий исследований (согласно табл. 5.1)
1	«Параметр – глубина»	Единовременное измерение на фиксированной глубине	«СТЦ»
2		Единовременные дискретные измерения на различных фиксированных глубинах	«КВЗ»
3		Непрерывный замер по глубине при фиксированном времени	«ДИН»
4		Серия непрерывных замеров по глубине	«РЕЖ»
5	«Параметр – время»	Дискретные измерения на заданной глубине при различных фиксированных временах	«ОСТ»
6		Непрерывный замер во времени при фиксированной глубине	«ПУС»
7	«Параметр – глубина – время»	Серия непрерывных замеров во времени на нескольких фиксированных глубинах	«РЖС»
8		Серия непрерывных замеров по глубине при нескольких фиксированных временах	«РЖН»

5.4.4. Технологии геофизических исследований скважин

Геофизические исследования в открытом стволе формально не относятся к методам промыслово-геофизического контроля, поскольку в первую очередь используются для решения задач информационного обеспечения статической модели месторождения на этапе его разведки и подсчета запасов.

Но фактически эта группа методов является неотъемлемой частью ПГК, поскольку значительный их объем производится на этапе эксплуатации месторождения при бурении новых скважин (например, при «сгущении» сетки скважин), а также бурении боковых и горизонтальных стволов (например, с целью довыработки остаточных локальных запасов). При этом решаются не только задачи доразведки залежи, но и осуществляется контроль за изменением положения водонефтяного и газонефтяного контактов, производится оценка текущей насыщенности коллекторов, ведется контроль обводнения пластов и пр.

Сопоставление вновь полученных данных с исходными результатами ГИС в изначально пробуренных скважинах позволяет оценить динамику изменения ФЕС с момента начала разработки и дать рекомендации по оптимизации системы разработки и технологии выработки остаточных запасов.

Все большее применение находят методы оценки текущего насыщения пластов в интервалах, обсаженных стеклопластиковой колонной.

При этом большая часть работ проводится в стационарных и квазистационарных условиях измерений. Поэтому основу технологий ГИС составляют одиночные и периодические замеры изменения комплекса параметров по глубине.

5.4.5. Технологии гидродинамических исследований пластов и скважин

При проведении ГДИС используют следующие технологии измерений:

- снятие кривой стабилизации давления (КСД);
- снятие кривой восстановления давления (КВД);
- снятие кривой падения давления (КПД);
- снятие индикаторной кривой (ИД);
- снятие кривой восстановления уровня (КВУ);

- снятие кривой изменения давления во времени (КД);
- снятие кривой изменения давления по глубине (ДГ);
- комплексные циклические исследования (ИД – КВД), (ИД – КСД);
- комплексные исследования при опробовании (с применением ИПТ, ИПК, зарубежных комплексов типа RFT, MDT Schlumberger);
- снятие кривой гидропрослушивания (ГДП).

Технология исследований методом стабилизации давления

Исследования методом КСД предполагают запись кривой изменения давления во времени после пуска скважины на стабильный режим эксплуатации (отбор или закачку) или при переводе с одного стабильного режима на другой. Исследования по данной технологии относятся к разряду базовых.

Скважина в процессе регистрации КСД должна работать со стабильным расходом не менее 2 – 3 суток (флуктуации дебита и депрессии должны составлять не более 5 – 10 %).

Исследованиям КСД должен предшествовать период простоя или стабильной работы скважины длительностью того же порядка, что и длительность КСД.

В течение всего периода исследований прибор находится в скважине на фиксированной глубине. В добывающей скважине измерения давления проводятся на забое в максимальной близости к исследуемому пласту. В нагнетательной скважине возможны измерения вблизи устья.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о дебите на исследуемом режиме, а также данными о предыстории эксплуатации за период, как минимум в 3 – 5 раз превышающий период исследований. Данные о предыстории включают значения дебитов и продолжительности предшествующих проведению ГДИС циклов эксплуатации.

Кривые изменения давления и дебита во времени для технологии КСД изображены на рис. 5.19 (добывающая скважина) и рис. 5.20 (нагнетательная скважина).

Технология исследований методом восстановления давления

Исследования методом КВД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей в режиме отбора скважины. Исследованиям спо-

собом КВД должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины. Исследования по данной технологии относятся к разряду базовых.

При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости от испытуемого пласта. Исследования могут быть выполнены при закрытии скважины на забое ($КВД_з$) или при закрытии скважины на устье ($КВД_у$).

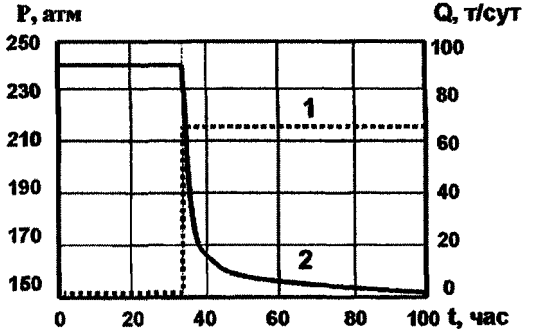


Рис. 5.19. **Технология КСД, пуск добывающей скважины:**
1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода Q и давления P

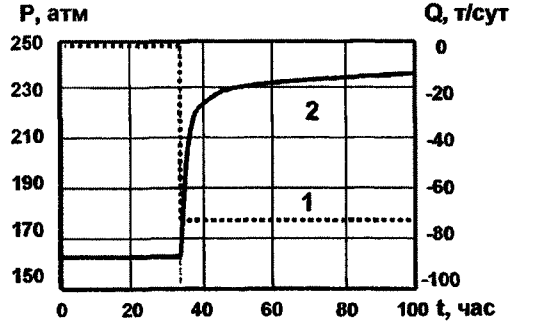


Рис. 5.20. **Технология КСД, пуск нагнетательной скважины:**
1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода Q и давления P

Исследования методом $КВД_з$ предполагают перекрытие притока с помощью устройства пакера, расположенного в непосредственной близости к исследуемому пласту. Исследования обладают максимальной информативностью, так как сводят к минимуму искажающее влияние эффекта послепритока (поступления флюида из пласта после закрытия скважины). Данные исследования могут быть одинаково успешны в фонтанирующих и непереливающих скважинах. Учитывая минимальное влияние на данный способ исследований послепритока, для получения качественной информации достаточно длительности КВД 1 – 3 суток.

Исследования методом $КВД_у$ предполагают перекрытие притока на устье. Информативность исследования существенно снижена вследствие влияния послепритока. Данные исследования возможны только в фонтанирующих скважинах. При исследованиях методом $КВД_у$ наряду с забойным давлением синхронно регистрируются кривые изменения во времени буферного и затрубного давлений. Учитывая существенное влияние послепритока, длительность КВД должна быть не менее 3 – 5 суток.

В малопроницаемых коллекторах длительность исследований должна быть увеличена в 1.5 – 2 раза. Длительность исследования увеличивается также при необходимости получения информации о геометрии строения пласта. Необходимое применительно к этому случаю время выдержки скважины определяется расстоянием от исследуемой скважины до предполагаемой неоднородности (границы) пласта.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации (продолжительности и дебитах циклов предшествующей работы) за период, как минимум в 5 – 10 раз превышающий период исследований. Если скважина эксплуатируется на упругом режиме (без поддержания пластового давления), необходимо учитывать всю предысторию работы скважины.

Кривые изменения давления и дебита во времени применительно к этому случаю изображены на рис. 5.21.

Технология исследований методом падения давления

Исследования методом КПД предполагают запись кривой изменения давления во времени после остановки стабильно работающей в режиме нагнетания скважины (закачки). Остановка скважины производится ее закрытием на устье. Иссле-

дованиям должна предшествовать стабильная или циклическая работа скважины длительностью, не менее чем в 3 – 5 раз превышающей время регистрации кривой.

Учитывая высокую вероятность искусственного разрыва пласта при нагнетании, время КПД должно составлять не менее 7 – 10 суток.

Измерения давления в обязательном порядке сопровождаются данными о предыстории эксплуатации за период, как минимум в 3 – 5 раз превышающий период исследований. Кривые изменения давления и дебита во времени применительно к этому случаю изображены на рис. 5.22.

Технология исследований методом индикаторной диаграммы

Исследования методом ИД предполагают измерения давления и расхода на нескольких стабильных режимах работы скважины, отличающихся дебитом (депрессией на пласты).

При исследованиях прибор находится в скважине на фиксированной глубине в максимальной близости к испытываемому пласту. При исследованиях нагнетательных скважин прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

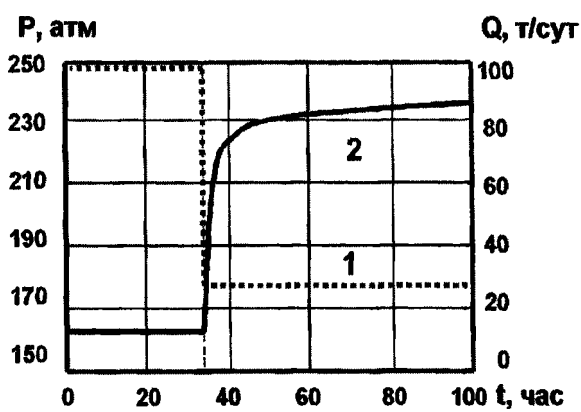


Рис. 5.21. **Технология КВД, остановка добывающей скважины:**
1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода Q и давления P

Минимальное количество режимов при исследовании методом ИД – 3, оптимальное количество режимов – 4 – 5. Режимы минимального и максимального дебита должны отличаться по дебиту в 3 – 5 раз. Время работы скважины на каждом режиме должно составлять от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от дебита скважины. По прошествии названного периода работы скважины на фиксированном режиме регистрируется значение давления на забое. По каждому режиму определяется средний дебит. По результатам исследований оформляется таблица значений забойного давления и соответствующего среднего дебита для каждого режима. Существует оптимальное соотношение между временами текущего и предшествующих режимов для того, чтобы замеры по технологии ИД можно было сопоставлять друг с другом [17]. Согласно этому соотношению при изменении дебита от режима к режиму на одинаковую величину длительность каждого последующего режима должна быть меньше предыдущего примерно на 10 %.

При соблюдении всех перечисленных условий данные исследования входят в разряд базовых, хотя их информативность в штатном режиме ограничена оценкой пластового давления и фильтрационных сопротивлений пласта (при фильтрации жидкости – коэффициента продуктивности). Кроме это-

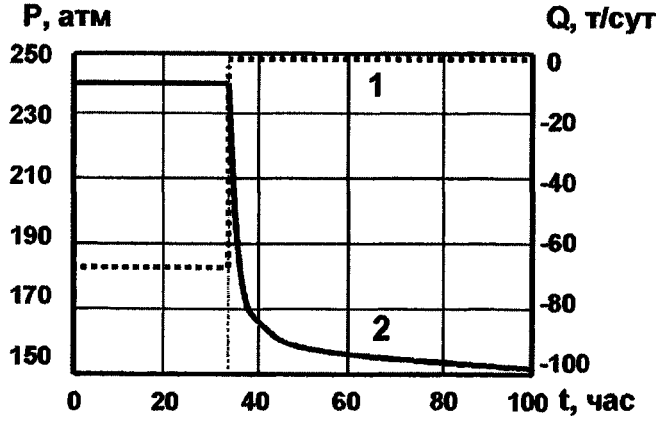


Рис. 5.22. **Технология КПД, остановка нагнетательной окважины:**
1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода Q и давления P

го, при увеличенном количестве режимов данная технология несет информацию о факторах, вызывающих дополнительную информативную нагрузку. Характер нелинейности индикаторной диаграммы позволяет судить о процессах, интенсивность которых зависит от депрессии на пласт.

Кривые изменения давления и дебита во времени при реализации данной технологии приведены на рис. 5.23.

Технология исследований методом восстановления уровней

Исследования методом КВУ проводятся в нефонтанируемых скважинах после снижения уровня жидкости в стволе: в процессе эксплуатации (насос, газлифт и пр.) или после цикла освоения (свабирование, опробование и пр.).

Исследования могут быть выполнены путем регистрации кривой изменения давления на забое скважины во времени ($КВУ_з$, штатный режим) или регистрации кривой изменения динамического уровня в затрубье на устье ($КВУ_у$, экспресс-исследования).

При исследованиях методом $КВУ_з$ регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени на забое сква-

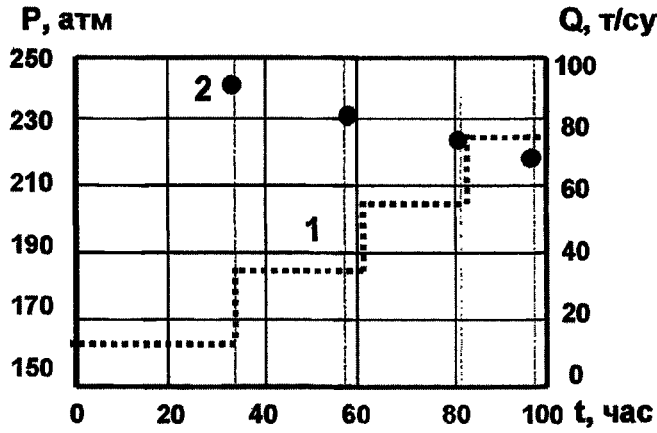


Рис. 5.23. **Технология ИД, циклическое увеличение расхода:**
1 – кривая изменения расхода Q во времени,
2 – дискретные замеры давления P

жины. Если вынос жидкости на устье маловероятен, измерения проводятся при открытом устье. При интенсивном подъеме уровня измерения проводятся при полностью закрытом устье. В последнем случае выполняется синхронная запись кривых изменения давления во времени забойного, буферного и затрубного давлений.

Проведение измерений в скважине, подключенной к выкидной линии при открытом устье, недопустимо.

При исследованиях методом КВУ$_y$ регистрируются дискретные значения изменения динамического уровня на забое скважины.

Шаг дискретизации выбирается исходя из следующих требований:

- не менее 1 – 3 мин. при времени простоя скважины до 1 часа;
- не менее 5 – 10 мин. при времени простоя скважины до 3 часов;
- не менее 15 мин. при времени простоя скважины до 10 часов;
- не менее 1 часа при времени простоя скважины до суток;
- 1 – 3 часа в последующем.

Исследования методом КВУ$_y$ недопустимы в нефтяных скважинах с высоким газовым фактором при обводненности продукции менее 80 %.

Длительность регистрации КВУ должна быть не менее 1 – 2 суток. Кратковременные КВУ, длительностью несколько часов, должны быть исключены из комплекса ГДИС, как абсолютно неинформативные.

Кривые изменения давления, динамического уровня и дебита во времени при реализации технологий КВУ$_y$ и КВУ$_з$ приведены на рис. 5.24, 5.25.

Технология регистрации непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита

Сущность технологии КД состоит в синхронном определении кривых изменения во времени давления и дебита в условиях, когда дебит может меняться произвольным образом.

Данный тип исследований характеризуется ограниченными возможностями по регулированию режима работы скважин. Его применяют в исключительных случаях, когда вмешатель-

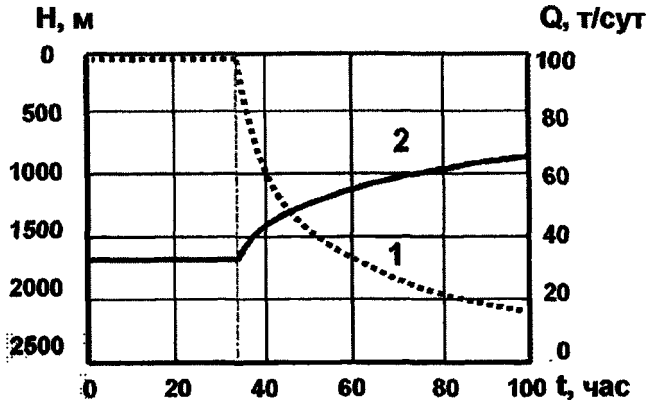


Рис. 5.24. **Технология КВУ$_у$, рост динамического уровня в скважине:**
1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода Q и уровня H

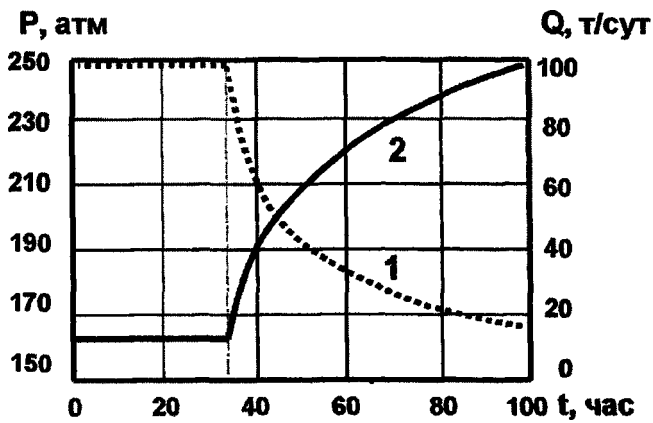


Рис. 5.25. **Технология КВУ$_э$, изменения забойного давления в процессе роста динамического уровня в скважине:**
1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода Q и давления P

ство в работу скважины либо нежелательно по условиям эксплуатации либо вообще невозможно.

Исследования стабильно работающих скважин предполагают непрерывный контроль за изменением давления и дебита в течение межремонтного периода работы скважины. В скважинах механизированного фонда подобные исследования проводят с помощью специальных глубинных датчиков, устанавливаемых под насосом или автономными приборами, помещаемыми на межремонтный период под прием насоса.

В последние годы широкое применение на практике приобрели ЭЦН, оснащенные встроенными датчиками температуры и давления на приеме. Технические характеристики современных контрольных датчиков ЭЦН близки к характеристикам специальных ИИС (например, датчики Phoenix Schlumberger имеют чувствительность по каналу давления 0.067 атм (точность – 0.3 атм), по каналу температуры – 0.1°С). Функционирование этих датчиков осуществляется дистанционно по питающему насос кабелю, накопленная за фиксированный период времени (например, месяц) информация периодически может считываться на поверхности на флэш-карту и передаваться для проведения обработки записанных кривых.

Опыт работы авторов показывает, что проведение непрерывного мониторинга забойных параметров с помощью указанных датчиков не только возможно, но в ряде случаев более эффективно и дешево, чем применение автономных регистрирующих устройств. Основная выявленная проблема – низкий уровень обслуживания датчиков при эксплуатации, но и она устранима при организации на предприятии должного метрологического и технологического контроля. Неоспоримыми преимуществами такого мониторинга являются:

- длительные циклические записи параметров, увязанные со всеми текущими изменениями дебитов скважин (т.е. реализация возможности наиболее полного учета предыстории работы объекта при совмещении зарегистрированных и модельных кривых);
- отсутствие потерь добычи нефти, связанных с периодом монтажа дополнительных скважинных ИИС;
- принципиальная возможность контроля параметров в режиме реального времени (например, при выводе скважины на режим).

Наличие частотного преобразователя в ЭЦН позволяет изменять режим работы скважины для построения ИД и изу-

чать переходные режимы работы скважины. В моменты различных технологических остановок ЭЦН осуществляются циклы записи КВД.

Исследования нестабильно работающих скважин (где дебит не может регулироваться) предполагают выполнение контроля за динамикой изменения давления и дебита в процессе всего цикла проводимых в скважине технологических операций, включая: вызов притока, изменение дебита, восстановление давления (с фиксацией динамического уровня), нестабильный излив в режиме накопления, поглощение и пр. Одновременно производится синхронная запись изменения во времени затрубного и буферного давлений, а также положения динамического уровня в затрубье. При наличии достоверных данных о дебитах и при большой длительности исследования входят в разряд базовых, однако их информативная ценность существенно ниже по сравнению с технологиями, основанных на закрытии скважины.

Кривые изменения давления и дебита во времени при реализации технологии КД приведены на рис. 5.26.

Технология комплексных циклических исследований

При циклических исследованиях регистрируется непрерывная кривая изменения давления на забое скважины во времени при смене различных циклов работы скважины (пуске,

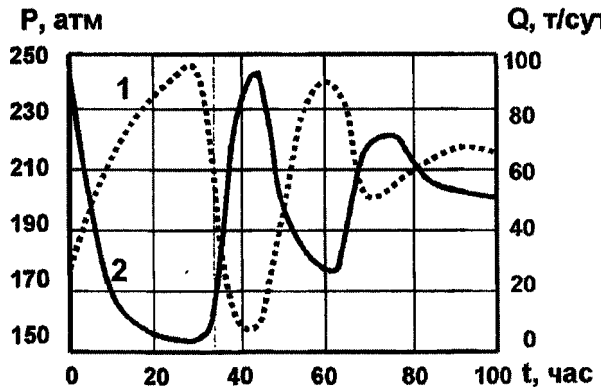


Рис. 5.26. **Технология КД:**
1, 2 – кривые изменения во времени соответственно расхода Q и давления P

остановке, изменении дебита и пр.). Циклические исследования проводятся по следующим технологиям:

- регистрация непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы скважины (ИД – КСД);
- регистрация непрерывной кривой изменения давления во времени в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД – КВД);
- регистрация непрерывной кривой давления во времени в процессе циклической смены режимов стабильного отбора и восстановления уровня (ИД – КВУ).

Исследования в процессе смены режимов стабильной работы скважины (ИД – КСД) выполняют по следующей технологии (рис. 5.27).

В скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой.

По каждому режиму работы определяется средний дебит. Данные о средних дебитах в процессе исследований оформляются в виде таблицы.

Исследования в процессе смены режимов стабильной работы и остановки скважины (ИД – КВД) выполняют по следующей технологии (рис. 5.28).

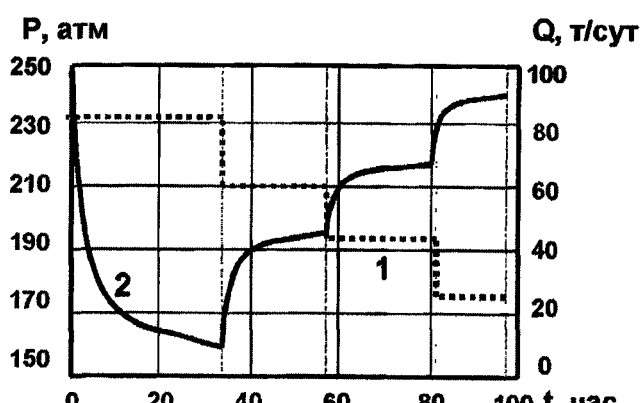


Рис. 5.27. **Технология ИД – КСД, циклическое уменьшение расхода:**
1, 2 – кривые изменения соответственно расхода Q и давления P во времени

В скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой.

Дебиты режимов выбираются в порядке возрастания.

По окончании последнего режима (с максимальным дебитом) регистрируется КВД в остановленной скважине.

Исследования в процессе циклической смены режимов стабильного отбора и восстановления уровня (ИД – КВУ) выполняют по следующей технологии.

В скважине регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени при переходе из одного режима работы на другой.

Дебиты режимов выбираются в порядке возрастания.

По окончании последнего режима (с максимальным дебитом) регистрируется КВУ в остановленной скважине.

Конкретные особенности технологии работ (количество, временная последовательность, продолжительности циклов, и пр.), определяются условиями работы скважины и выбираются для каждой скважины.

Общее технологическое требование к данным работам – наличие цикла стабильного поведения скважины (КВД, КСД и пр.). Исследования по данным технологиям входят в разряд базовых с максимальной информативностью.

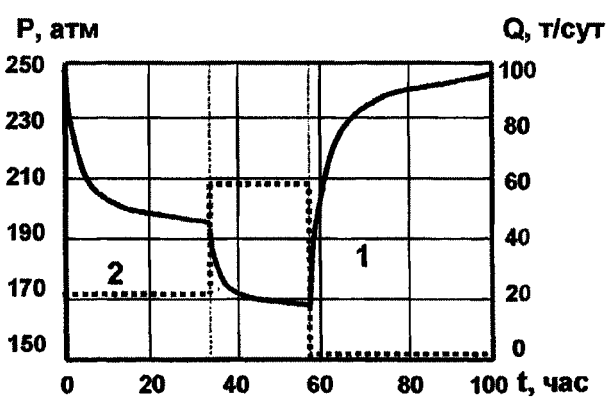


Рис. 5.28. **Технология ИД – КВД, циклическое уменьшение расхода с последующим полным закрытием скаажины:**
1, 2 – кривые изменения соответственно расхода Q и давления P во времени

Комплексные исследования при испытаниях пласта с применением опробователей, включая зарубежные комплексы «RFT», «MDT»

Компоновка подземного оборудования при испытании пластов на бурильных трубах

Одна из наиболее типичных компоновок оборудования на бурильных трубах с изоляцией испытываемого пласта снизу включает (рис. 5.29):

- *запорно-поворотный клапан (ЗПК)*, открытый в процессе спуска оборудования (в том числе в промежутках заливки флюида в бурильные трубы в процессе спуска) и в процессе притока пластового флюида в бурильные трубы, закрываемый во время регистрации КВД;
- *циркуляционный клапан (ЦКЛ)* для гидравлической связи испытываемого пласта и внутренней полости бурильных труб, а также внутритрубного и затрубного пространства бурильных труб;
- *пакер (ПК)*, препятствующий притоку флюида в затрубное пространство;
- *фильтр (ФИЛ)* в интервале пласта.

В компоновку включается несколько манометров, в частности: М1 – в начале компоновки – до запорно-поворотного клапана (верхний), М2 – между запорно-поворотным и циркуляционным клапанами (нижний), М3 – на глубине фильтра.

Идея опробования состоит в том, что при спуске компоновки оборудования на забой давление в бурильных трубах ниже, чем в пласте. В процессе спуска в бурильные трубы наливают жидкость. Количество (высота столба) жидкости является регулятором величины депрессии на пласт, создаваемой при опробовании. После спуска оборудования в скважину затрубное пространство бурильных труб изолируется пакером и производится один или несколько циклов опробования. Каждый такой цикл включает временной интервал притока флюида из пласта в бурильные трубы и последующий временной интервал закрытия скважины на забое. В процессе всех этих операций несколькими датчиками регистрируются непрерывные кривые изменения давления во времени.

Технология проведения испытаний пластов на бурильных трубах

Рассмотрим последовательность технологических операций в процессе проведения испытания пласта. Обратим внимание

на закономерности изменения показаний манометров М1, М2, М3 в процессе каждой операции (рис. 5.30).

Этапы испытания (1 – 10 на рис. 5.30) характеризуются следующими моментами:

1. Спуск колонны: запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов закрыт, пакер не установлен, давление выше испытателя пластов P_{M1} и P_{M2} не меняется, давление ниже испытателя пластов соответствует гидростатическому и растет по мере увеличения глубины спуска.

2. Долив жидкости в бурильные трубы: запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов закрыт, давление выше испытателя пластов P_{M1} и P_{M2} растет вместе с ростом высоты столба налитой жидкости, давление ниже испытателя не меняется.

3. Спуск колонны аналогичный п.1.

4. Долив жидкости в бурильные трубы аналогичный п.2.

5. Спуск колонны аналогичный п.1.

6. Приток жидкости в бурильные трубы в первом цикле испытания после установки пакера и открытия приемного клапана испытателя: запорно-поворотный клапан открыт, клапан испытателя пластов открыт, все манометры фиксируют поступление жидкости в бурильные трубы.

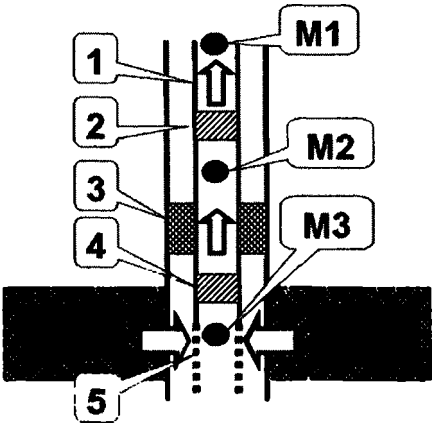


Рис. 5.29. **Компоноака подземного оборудования при испытаниях пластоа:**

1 – бурильные трубы; 2 – запорно-поворотный клапан; 3 – пакер; 4 – циркуляционный клапан; 5 – фильтр; М1, М2, М3 – глубинные манометры

7. Закрытие запорно-поворотного клапана: давление $P_{м1}$ выше этого клапана перестает меняться, давление ниже этого клапана экспоненциально растет (происходит восстановление пластового давления).

8. Второй цикл испытания, в том числе:

8.1. приток жидкости в бурильные трубы во втором цикле испытания после повторного открытия приемного клапана испытателя: запорно-поворотный клапан и клапан испытателя пластов открыты, все манометры фиксируют поступление жидкости в бурильные трубы;

8.2. закрытие запорно-поворотного клапана: давление $P_{м1}$ выше этого клапана перестает меняться, давление ниже этого клапана экспоненциально растет (происходит восстановление пластового давления;

8.3. окончание испытания, снятие пакера и подъем инструмента: за счет выравнивания давления выше и ниже пакера после его снятия происходит скачок давления $P_{м3}$, далее в процессе подъема инструмента; запорно-поворотный клапан от-

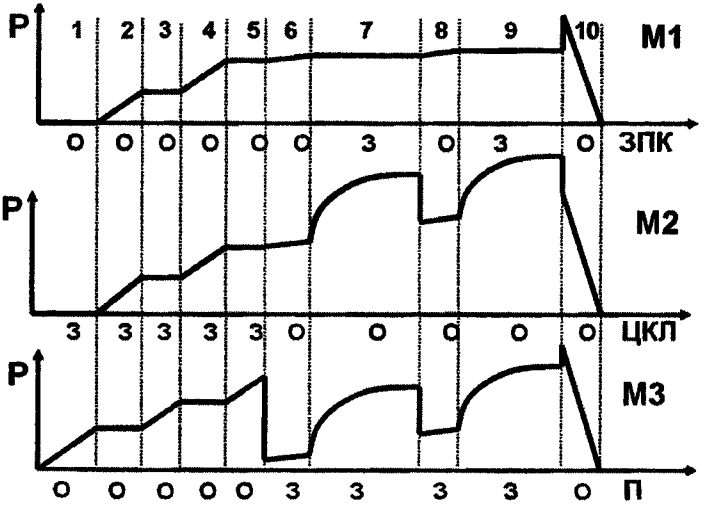


Рис. 5.30. **Технология исследования испытателем пластов на трубах:** 1 – 10 – технологические операции; $P_{м1}$, $P_{м2}$, $P_{м3}$ – кривые давления, регистрируемые манометрами М1, М2, М3; состояние запорно-поворотного (ЗПК), циркуляционного (ЦКЛ) клапанов и пакера (ПК): О – открыт; З – закрыт

крыт, клапан испытателя пластов открыт, пакер не установлен, давления $P_{м1}$, $P_{м2}$ и $P_{м3}$ синхронно снижаются в соответствии с высотой подъема.

Соотношение между показаниями манометров является одним из основных критериев качества испытаний.

При исследованиях с применением ИПТ в открытом стволе наиболее информативны непрерывная кривая изменения давления на забое в процессе притока и восстановления давления. Недостатком стандартной технологии работ являются ограниченные времена притока (0.5 – 1 час) и восстановления давления (до 2 часов), что уменьшает радиус исследования. Тем не менее, при герметичности используемого инструмента можно получать качественные данные о скин-факторе и других свойствах призабойной зоны пласта.

Исследования с применением ИПТ в колонне проводят по аналогичной технологии, но время КВД может быть увеличено до 24 часов, что существенно повышает надежность интерпретации.

И наконец, производя периодическое извлечение жидкости из бурильных труб (например, путем свабирования), можно осуществить длительную (несколько десятков часов) работу пласта при циклической депрессии с последующим его закрытием на забое. Такие исследования имеют очень высокую информативность и глубинность.

Особенности устройства и технология использования опробователей пластов на кабеле

Типичными представителями опробователя пластов на кабеле являются отечественные разработки (ОПТ, ОПД) и их зарубежные аналоги (например, RFT, Schlumberger). Основным конструктивным элементом данного типа опробователя является измерительная камера, куда и происходит приток флюида из пласта в процессе опробования. Депрессия на пласт создается за счет того, что в начальный момент измерительная камера изолирована от пласта и в ней находится воздух при атмосферном давлении. Опробователь опускается на глубину опробуемого участка пласта. Изоляция этого участка от остальной части пласта производится с помощью прижимного герметизирующего устройства. Затем обеспечивается гидродинамическая связь камеры с пластом (при этом возможно создание искусственного дренажного канала в пласте) и наблю-

дается приток флюида в камеру. Ее небольшие размеры обусловливают быстрое затухание притока, после чего происходит восстановление давления в пласте в условиях практически полной изоляции пласта от скважины. По окончании опробования производится герметизация отобранной в камеру пробы жидкости и газа из пласта и подъем прибора на поверхность. Как и в случае опробования на трубах, в процессе всего цикла исследований производится регистрация непрерывной кривой изменения давления на глубине пласта.

Несомненным преимуществом опробования на кабеле является наличие измерительной камеры, что дает возможность отбора представительной пробы флюида из исследуемого пласта. Однако малый объем измерительных камер резко снижает время испытания, что ограничивает радиус исследований прискважинной зоной.

В современной модификации пластоиспытателя на кабеле (MDT, Schlumberger [2]) для открытого ствола реализован ряд новых возможностей. Основное из них это наличие совершенной системы для поинтервального отбора и анализа высококачественных проб пластового флюида, а также оценки динамических и фильтрационных свойств пласта. В устройстве предусмотрена также возможность проведения испытания пласта (без ограничения диапазона проницаемости) с использованием двойного пакера, то есть по технологии ИПТ (DST).

Система включает цепочку мультипробоотборных модулей, позволяющих отбирать (в ходе одной спускоподъемной операции) и хранить несколько (12 проб по 450 см^3) качественных проб в условиях, приближенным к пластовым (под гидростатическим давлением с сохранением термодинамических параметров). Представительные пробы необходимы для определения PVT-свойств пластовых флюидов ($P_{нас}$, μ, др.). Отбор пробы производится с помощью глубинного насоса с предварительной откачкой неинформативного фильтрата из призабойной зоны, процесс отбора пробы контролируется в режиме реального времени. Для контроля качества пробы непосредственно в процессе отбора используются анализаторы электрических (УЭС) и оптических OFA (спектр оптического светопоглощения в видимом и инфракрасном диапазонах и показатели преломления) свойств откачиваемой жидкости.

Изоляция локального исследуемого пропластка при отборе пробы обеспечивается путем прижатия измерительного зонда к

стенке скважины (рис. 5.31. а). Таким образом, обеспечивается практически полная герметичность камеры от влияния ствола.

Не менее важной функциональной возможностью пласто-испытателя MDT является проводимая параллельно с отбором проб поинтервальная оценка динамических и фильтрационных параметров пласта. Для этой цели могут быть использованы однозондовый и мультизондовый измерительные модули.

Однозондовый измерительный модуль представляет собой зонд, прижимаемый на пакере к стенке скважины. Одна из основных функций подобного зонда состоит в поинтервальной оценке пластового давления и фильтрационных параметров пласта. Технология измерений с помощью зонда включает поинтервальную регистрацию циклов: падения давления в процессе притока жидкости из пласта при отборе пробы (КСД); восстановления давления (КВД). Методика анализа получаемых результатов аналогична используемой при стандартных ГДИС. Специфика обработки обусловлена тем, что ввиду малой толщины интервала отбора флюида по сравнению с толщиной

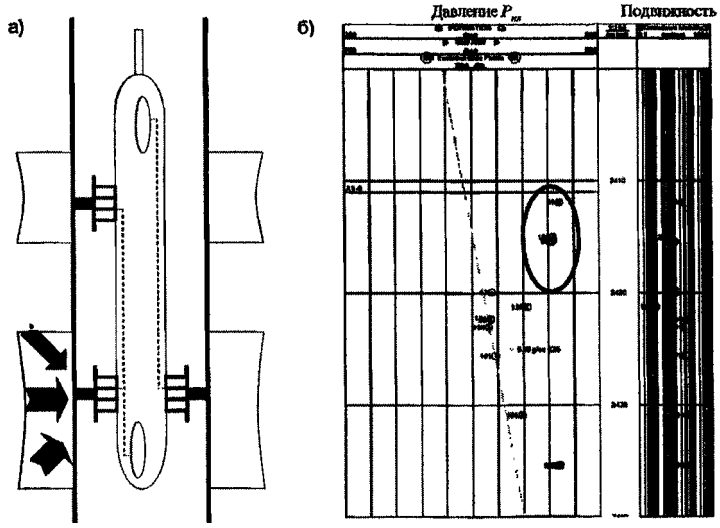


Рис. 5.31. **Принцип опробования устройством «MDT» продуктивных толщин (а), результаты испытаний в точках разреза продуктивного интервала с оценками пластового давления и подвижности (б) – овалом обведены оценки в толщинах с АВПД**

исследуемого пласта в начальной фазе КСД (КВД) реализуется режим течения флюида, близкий к сферическому. Это позволяет оценить по результатам исследований (обычно так испытываются низкопроницаемые коллекторы) сферическую подвижность флюида $K_{пр}/\mu$ и, следовательно, проницаемость $K_{пр}$ (без возможности учета скин-фактора). Дополнительно, при условии наблюдения радиального режима течения флюида на заключительной фазе КСД (КВД), возможна оценка гидропроводности пласта, зависящей от радиальной проницаемости. По соотношению этих параметров оценивают анизотропию пласта в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Поскольку цикл отбора жидкости при опробовании КСД, как правило, характеризуется существенно меньшей продолжительностью (при сферической временной функции зона исследования составляет не более десятков см), чем цикл КВД (при продолжительном испытании и обеспечении интенсивного отбора по радиальной функции зона исследования достигает несколько м), результаты совместной обработки кривых давления в этих циклах могут быть использованы для оценки радиальной неоднородности пласта в зоне исследования.

При анализе результатов следует учитывать, что радиусы исследования КСД и КВД могут отличаться, вследствие чего оценки *k* по обоим методам будут не совпадать как из-за влияния скиновой зоны, так и из-за того, что сферическая подвижность (по КСД) обычно не равна радиальной подвижности (по КВД). Если указанные оценки хорошо согласуются между собой, это говорит об однородности пласта. Если же, предположим, отношение горизонтальной (радиальной $K_{пр}=K_{пр\,г}$=50 мД) проницаемости к вертикальной $K_{пр\,v}$ (сферической) проницаемости составляет $K_{пр\,г}/K_{пр\,v}$=100, то опробователь пласта при испытаниях ближней зоны даст только сферическую проницаемость $K_{пр\,s}=\sqrt[3]{K_{пр\,г}^{\,2}\cdot K_{пр\,v}}=\sqrt[3]{50^2\cdot 0.5}=10.8$ мД и, тем самым – существенно занизит реальную проницаемость пласта $K_{пр}$, а коэффициент продуктивности, оцениваемый по $K_{пр\,s}$, будет заведомо ниже расчитанного по $K_{пр}$ [38].

Мультизондовый измерительный модуль включает два дополнительных датчика. Один из дополнительных датчиков ориентирован относительно базового в горизонтальной плоскости, а другой по вертикали. Таким образом, обеспечивается дополнительная возможность оценки анизотропии проницае-

мости на основе прямых измерений точечных $K_{пр\,v}$ и $K_{пр\,г}$.

Точечная оценка распределения пластового давления по разрезу пласта позволяет по изменению градиентов на профилях давления выделить пропластки с повышенным или пониженным $P_{пл}$ (рис. 5.31. б) и определить ГЖК и ВНК, а при сравнении текущих данных с начальными профилями давления – оценить характер вовлечения запасов в разработку. Сопоставление профилей давления по нескольким скважинам обеспечивает анализ гидродинамической сообщаемости разных частей залежи.

Для достоверной интерпретации результатов КСД и КВД очень важна реализованная в MDT возможность оценки дебита отбора жидкости с помощью модуля контроля потока.

Следует также отметить, что MDT может обеспечить поинтервальную закачку жидкости в пласт с помощью глубинного насоса, что позволяет создать в пласте искусственные микротрещины, по которым в целом можно спрогнозировать картину образования трещин ГРП, включая оценку направления развития трещины (если в последующем исследовать интервал микроимиджером или ВАК). По сопутствующим этой операции замерам изменения во времени давления оценивают параметры, необходимые для планирования мероприятий по гидроразрыву пласта (например, давление гидроразрыва в пластовых условиях).

И наконец, нельзя не остановиться на реализации в комплексе MDT технологии испытаний пласта, аналогичной при испытании с помощью ИПТ с закрытием скважины на забое. Возможность компоновки комплекса двойным пакером позволяет полностью изолировать исследуемый пласт (толщины исследуемых интервалов могут варьировать в диапазоне от 1 до 3.4м) как со стороны устья, так и со стороны забоя скважины. В этом основное преимущество данного оборудования по сравнению со стандартным однопакерным испытателем пластов. Важной особенностью испытания является то, что создание депрессии на пласт производится путем работы модуля откачки. Многократные испытания не требуют дополнительных спуско-подъемных операций, поскольку в данном случае объем выкачиваемой жидкости не ограничивается объемом камеры пробоотборника (как при ГДИС в процессе отбора проб). Следовательно, исследования могут быть более длительными, а значит и более глубинными. Глубинность исследования по рас-

сматриваемой технологии (DST) может достигать несколько десятков метров. В целом, этого недостаточно для оценки свойств дальней зоны и геометрических параметров пласта, но позволяет уверенно диагностировать свойства скиновой зоны и примыкающей к ней прискважинной зоны.

Модуль двойного пакера рекомендуется применять при изучении трещиноватых и несцементированных пород после предварительной фиксации положения трещины с помощью пластовых микроимиджеров (например, FMI-FMS, Schlumberger).

Динамический испытатель пластов для обсаженного ствола (CHDT, Schlumberger [38]) осуществляет сверление обсадной колонны, цементного камня и породы, что дает возможность отбирать пробы и определять параметры пласта в интервалах обсаженных скважин, не вскрытых перфорацией. После проведения испытания производятся закупорка всех просверленных отверстий с помощью специальной пробки. За одну спускоподъемную операцию производятся исследования с последующей герметизацией колонны в шести точках. Перед проведением испытания скважины рекомендуется выполнить оценку герметичности ЦК в затрубном пространстве (оптимально – методами ВАК).

Оценив в обсаженной эксплуатационной скважине текущий профиль $P_{пл}$ и отобранные пробы флюидов, возможно, выполнить потолщинные оценки потенциальной добычи (включая и из невовлеченных в разработку горизонтов), выявить гидродинамическую связь между пропластками, зафиксировать продуктивные зоны с высокой степенью истощения. Однако следует иметь в виду, что на получаемые по MDT оценки $P_{пл}$ могут оказывать влияние проникновение в пласт бурового фильтрата (приводит к локальному повышению $P_{пл}$) и капиллярное давление, возникающее вследствие подъема воды в нефтеносную часть низкопроницаемого пласта [2]. В этих случаях рекомендуется производить усиленную откачку флюида из ближней зоны пласта и контролировать состав потока.

Комплексные технологии при освоении скважин способами компрессирования, свабирования

Технология компрессирования путем закачки газа в затрубное пространство проиллюстрирована на схемах (рис. 5.32). Перед началом работ в скважине фиксируется статический уровень, уравновешивающий пластовое давление (рис. 5.32. а).

Начало закачки газа в затрубное пространство характеризуется резким ростом давления в скважине, что создает репрессию на пласт. При этом жидкость вытесняется из затрубья в трубки НКТ и частично поступает в пласт (рис. 5.32. б). При достижении раздела «жидкость-газ» пусковой муфты газ начинает поступать из затрубья в трубки. Одновременно плотность флюида в трубках уменьшается, уровень жидкости в трубках достигает устья скважины, и скважина начинает работать на излив. При этом вследствие формирования депрессии наблюдается приток жидкости из пласта в скважину (рис. 5.32. в). При продолжении закачки газа можно заставить скважину работать в режиме квазистационарного отбора. При прекращении закачки газа наблюдается затухающий приток жидкости из пласта, который сопровождается выравниванием уровней жидкости между НКТ и межтрубьем с последующим ростом динамического уровня вплоть до восстановления его начального статического состояния (рис. 5.32.в, г, д).

Смена циклов сопровождается синхронными изменениями давления на забое (рис. 5.33). Давление на забое близко к пластовому в начале компрессирования (ФОН). В цикле закачки газа в затрубье и поглощения закачиваемой жидкости пластом наблюдается рост давления (ПГЛ). Срабатывание пусковой муфты и вынос жидкости из скважины сопровождается резким падением давления (ПМУ). При стабильном квазистационарном притоке давление практически не меняется (КМП). Стравливание газа из межтрубья вызывает новое скачкообразное падение давления (СТР). Затем синхронно с ростом динамического уровня и его приближением к статическому наблюдается плавное экспоненциальное приближение давления на забое к пластовому (УРО).

Основной проблемой при использовании описанного способа освоения пласта является отрицательное воздействие на пласт в начальной стадии закачки газа через межтрубье – за счет созданной репрессии. В этом смысле свабирование является более щадящей технологией, поскольку в течение всех циклов освоения скважины давление в стволе остается ниже пластового. Технология свабирования заключается в циклическом вычерпывании жидкости из скважины с помощью специального устройства (сваба) – рис. 5.34.

Как правило, технология свабирования включает несколько циклов снижения уровня (циклы СВБ на рис. 5.35) и после-

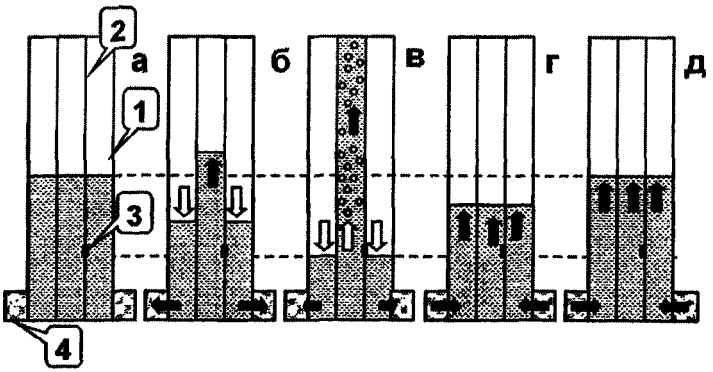


Рис. 5.32. **Технология освоения скважин компрессированием:**
а – начальное состояние; б – начало закачки газа в затрубье с задавкой жидкости в пласт; в – работа пусковой муфты; г – стравливание газа; д – восстановление уровня.
1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – пусковая муфта; 4 – осваиваемый пласт, стрелками показано направление движения флюида в скважине и пласте

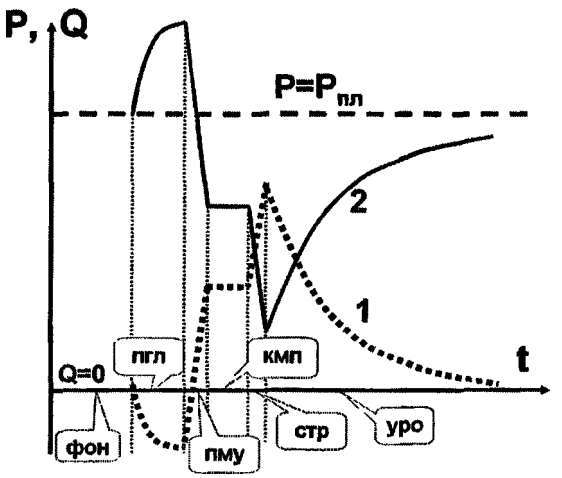


Рис. 5.33. **Освоение скважины компрессированием:**
1, 2 – кривые изменения расхода Q и давления P во времени t

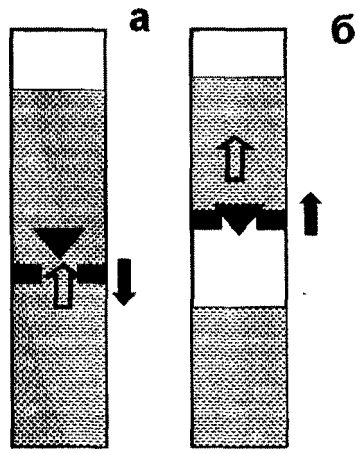


Рис. 5.34. **Технология освоения скважины свабированием:**
а – сваб движется вниз, клапан сваба открыт; б – сваб движется вверх и захватывает часть жидкости, клапан сваба закрыт

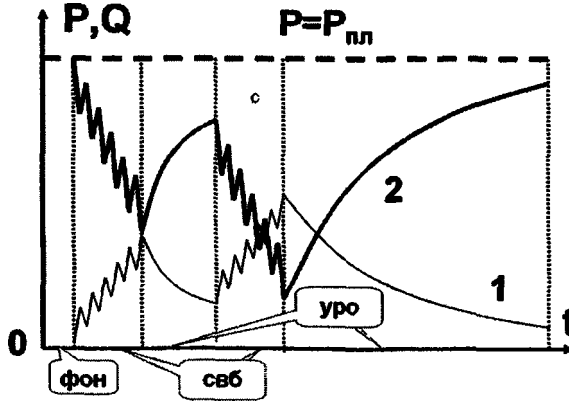


Рис. 5.35. **Освоение скважины свабированием:**
1, 2 – кривые изменения расхода Q и давления P во времени t

дующего восстановления динамического уровня (циклы УРО на рис. 5.35). Каждый такой цикл освоения включает несколько операций спуска-подъема сваба.

Исследования методом гидропрослушивания

Гидропрослушивание относится к классу межскважинных гидродинамических исследований и проводится с целью определения гидродинамической связи между скважинами по исследуемому пласту и оценки гидродинамических параметров пласта.

Технология гидропрослушивания предполагает синхронное проведение работ в нескольких скважинах. В одной из скважин (возмущающей) меняют режим работы, в остальных (реагирующих) фиксируют связанное с этим изменение давления.

Возмущающей может быть действующая либо простаивающая добывающая, либо нагнетательная скважина.

До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 10 – 15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока. Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме.

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (при остановке, пуске, изменении дебита). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или оценкой характера взаимодействия скважин с помощью гидродинамического моделирования (например, с помощью программ Eclipse или Well Test).

Реагирующими могут быть пьезометрические, простаивающие и специально остановленные добывающие скважины вблизи возмущающей скважины.

Реагирующие скважины должны простаивать перед исследованиями не менее 10 – 15 суток. При выборе реагирующих скважин должны обязательно соблюдаться условия:

- возможность спуска манометра под уровень жидкости;
- наличие связи скважины с пластом.

В длительно простаивающих скважинах перед установкой в них контрольно-измерительной аппаратуры должны быть выполнены специальные исследования по оценке сообщаемости ствола с вмещающим пластом путем долива жидкости или способом «оттартывания». В скважинах с загрязненным забоем перед ГДП необходимо выполнить дополнительные работы по его очистке.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись кривых изменения давления на забое во времени. Регистрация давления начинается не менее, чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины и продолжается в течение расчетного времени реагирования.

5.4.6. Комплексные технологии промыслово-геофизических и гидродинамических исследований

Ранее были рассмотрены основные способы измерений промысловых и геофизических параметров, используемых при промыслово-геофизическом контроле. Конкретные особенности их реализации зависят от условий проведения исследований, которые в первую очередь определяются способом эксплуатации скважины.

5.4.6.1. Общая характеристика используемых технологий

В длительно простаивающих скважинах (неработающих, наблюдательных, контрольных, пьезометрических) выполняются текущие фоновые замеры, определяются отдельные фоновые значения геофизических параметров, а также выявляются локальные аномалии, связанные с выработкой продуктивных пластов и нарушениями технического состояния ствола. С этой целью проводятся одиночные замеры методами ПГК с периодичностью от нескольких недель до нескольких месяцев. В наблюдательных скважинах ПХГ время проведения замеров привязывается к циклам эксплуатации (закачка, отбор, нейтральные периоды).

В эксплуатируемых скважинах проводится весь комплекс мероприятий по геолого-промысловому, эксплуатационному, технологическому и техническому контролю. Для этой цели используются следующие технологии измерений.

В работающих со стабильным расходом скважинах (нагнетательных, фонтанных добывающих) проводится:

- регистрация диаграмм изменения геофизических параметров по глубине на технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (при простое скважины после остановки 5 – 10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты по фазам);

- регистрация диаграмм изменения геофизических параметров во времени на серии установившихся режимов нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями на пласты (после стабилизации параметров на каждом режиме в течение 5-10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты по фазам);

- регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в простаивающей после эксплуатации скважине с выбором промежутков между временами регистрации замеров примерно равными по логарифмической шкале (через 0.5 – 2, 3 – 5, 7 – 10, 15 – 24 часов после прекращения эксплуатации);

- регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления – КВД (КПД), КСД, ИД-КВД, ИД-КСД и пр. (продолжительность и технология работ определяется в соответствии с критериями раздела 4.5 в зависимости от режима работы в скважине и фильтрационных характеристик пласта);

- регистрация серии разновременных диаграмм по глубине непосредственно после пуска или изменения дебита скважины, причем промежутки между временами регистрации замеров выбирают примерно равными по логарифмической шкале (например, через 0.5, 1, 2, 3, 5, 10 часов после изменения режима работы скважины).

В работающих со стабильным расходом в циклическом режиме скважинах ПХГ перечисленные выше технологии исследований привязываются к конкретных циклам эксплуатации хранилища (закачка, отбор).

В работающих в нестационарном режиме с нестабильным расходом скважинах (компрессируемых, свабируемых, работающих в режиме накопления и пр.) проводят весь комплекс мероприятий по геолого-промысловому, эксплуатационному, технологическому и техническому контролю. Для этой цели используются следующие основные элементы технологии измерений:

1. Регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока.

2. Регистрация на фиксированной глубине непрерывных кривых изменения во времени параметров ПГИ на забое скважины (температуры, давления, параметров «притока-состава») в процессе последовательной смены циклов освоения скважины.

3. Одновременная регистрация кривых изменения во времени параметров ПГК во времени на устье скважины (на буфере, в межтрубье).

4. Фиксация текущего местоположения фазовых уровней (уровней жидкости и раздела «вода-нефть») эхолотом или путем регистрации непрерывных диаграмм методов оценки состава в интервале перемещения уровней.

5. Регистрация на фиксированной глубине кривых изменения давления во времени при росте динамического уровня – КВУ$_3$, регистрация непрерывных кривых в процессе нескольких циклов вызова притока и роста динамического уровня – КД, КВД после закрытия скважины на забое.

Названные элементы технологии могут сочетаться в зависимости от конкретной геолого-промысловой задачи, поставленной перед геофизическими исследованиями.

В малодебитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего газожидкостного потока с пробковой или кольцевой структурами, дополнительно проводят регистрацию временных флуктуаций параметра давления и других методов изучения «притока-состава». Продолжительность цикла регистрации флуктуаций составляет 10 – 20 минут. Флуктуационные измерения проводятся в перерывах между профильными измерениями на динамическом режиме в характерных интервалах конструкции скважины (в НКТ, в колонне выше продуктивной толщи, между основными совместно эксплуатируемыми объектами, в зумпфе при подозрении на его негерметичность). Параллельно с записываемой кривой фиксируются метки времени (начало записи принимается за нулевой отсчет времени).

Названные элементы технологии могут сочетаться в зависимости от конкретной геолого-промысловой задачи, поставленной перед геофизическими исследованиями.

Технология геофизических исследований осваиваемых скважин, работающих в режиме фонтанирования, аналогична применяемой в эксплуатационных скважинах со стабильным расходом. Технология геофизических исследований осваиваемых малодебитных скважин аналогична технологии, применяемой в эксплуатационных скважинах, работающих в нестабильном режиме. Промыслово-геофизические исследования осваиваемых скважин дополняются испытаниями пластов, проводимых с помощью устройств на бурильных трубах или кабеле.

В скважинах, исследуемых в процессе капитального ремонта

или интенсификации притока, названные технологические приемы увязываются с операциями воздействия на скважину и вмещающие пласты, а также с изменениями в конструкции.

В эксплуатируемых скважинах дополнительно используются различные способы воздействия на пласт или скважину в целом с помощью закачек различных меченых веществ (МВ), а также химического, термического, гидродинамического и других типов воздействия. Исследования выполняются в виде серии замеров (фоновые – до воздействия; в процессе и сразу после воздействия; в процессе расформирования эффектов, вызванных воздействием). Количество, порядок и частота проведения перечисленных технологических операций определяются условиями проведения исследований и решаемой геолого-промысловой задачей.

5.4.6.2. Специальные технологии мониторинга состояния объектов при сложных условиях эксплуатации

Многие нефтяные компании по экономическим соображениям вынуждены вести эксплуатацию двух или более залежей нефти единой сеткой добывающих скважин. При этом обычно допускается совместная разработка только близко расположенных объектов с близкими ФЕС разрабатываемых пластов (в первую очередь проницаемостями). Указанный способ разработки в целом не рекомендован ЦКР и другими государственными контролирующими органами и может быть применен, если добывающая компания сможет гарантированно обеспечить надежный контроль за добычей каждого из пластов [38]. Государственными контролирующими органами России в случае применения совместной разработки нескольких пластов установлены жесткие требования по обеспечению компанией ежедневного контроля за индивидуальной добычей продукции из каждого пласта с целью не допустить их выборочной разработки.

Таких средств контроля разработки многопластовых объектов нет в числе обычно предлагаемых компаниями, как то:

- обустройство скважин опорной сети специальным скважинным оборудованием типа Y-Tool, позволяющим независимо от работы ЭЦН проводить замеры ПГИ в интервале продуктивных пластов;
- спуск геофизического прибора на кабеле, закрепленном

муфтами с внешней стороны НКТ, под ЭЦН на весь период эксплуатации насоса;

- геохимический анализ проб продукции на устье скважины с целью разделения объемов притока из пластов (по концентрации неуглеводородных элементов, входящих в химический состав компонентов нефти: ванадия, никеля, кобальта, титана, золота, серы и др.).

Условия проведения ПГК при совместной эксплуатации нескольких пластов одним стволом будут оптимальны, если интервал исследований не перекрывается НКТ и комплекс ГИС-контроля может быть максимально полным. Но и в этом случае получению информативного результата может помешать малый или нестабильный приток, сложный состав и структура потока флюида в стволе скважины, другие факторы. Основная проблема в том, что в указанных условиях проводимый в ограниченное время стандартный комплекс ПГК характеризует лишь текущее состояние объектов разработки. Непредставительными являются и устьевые замеры, характеризующие интегральные параметры работающих пластов.

Все это позволяет ряду специалистов достаточно аргументированно ставить под сомнение саму возможность обеспечения контроля за разработкой совместно эксплуатируемых одной скважиной пластов [38]. До настоящего времени попытки организовать на производстве мониторинг за раздельной добычей совместно эксплуатируемых объектов сводились к геохимическим или спектрофотометрическим исследованиям проб нефти продукции. Однако использование этих косвенных методов наблюдения в качестве обоснованных критериев раздела добычи пока не получило одобрения в государственных контролирующих органах и подвергается активной критике. Независимые оценки [38] показывают, что данные методики не вполне корректны и неоправданно оптимистичны. Далеко не все пласты многопластовых объектов, проэкспертированные с помощью глубинной расходометрии, в действительности участвовали в разработке (несмотря на то, что по результатам спектрофотометрии давалось их пропорциональное участие в добыче). В то же время необходимых мероприятий для коррекции эксплуатации по результатам поверхностного мониторинга обосновать не удалось. Некоторые же системы совместной разработки пластов вообще нельзя считать правильно сформированными, так как допускается объединение объектов с заведомо различными ФЕС.

Решением данной проблемы могли бы стать профильные исследования ПГИ (с обязательным применением высокочувствительной механической расходометрии и методов количественной оценки состава), но, в соответствии с требованиями технологического контроля за добычей – практически ежедневные, что, естественно, мало реально. Проблема осложняется еще и тем, что большинство скважин эксплуатируются в условиях механизированной добычи, когда без сложных мероприятий по подъему подземного оборудования спуск геофизических приборов на забой исключен, хотя в принципе современные устройства «Y-Tool» позволяют выполнить необходимые замеры ПГИ при технологическом режиме работы насосного оборудования с ЭЦН, не извлекая из ствола подземного оборудования. На рис. 5.36 схематично показан принцип действия такого специализированного устройства.

Авторы считают, что в сложившихся условиях эффективность контроля должна быть повышена за счет использования глубинных стационарных систем непрерывного мониторинга параметров, характеризующих продуктивность пластов. Современные технические средства позволяют сделать такой проект реальным и технологичным. На рис. 5.37 проиллюстрирован разработанный авторами способ исследования для скважины, совместно эксплуатирующей многопластовую залежь насосным способом. При измерениях используется автономная аппаратура. Несколько автономных комплексных приборов размещаются на якорях между совместно эксплуатируемыми пластами. Подъем приборов и считывание информации производится в межремонтный период сразу же после подъема насоса.

Ограничением данной схемы мониторинга является возможность считывания измеренных данных только в период смены насоса при подъеме ЭЦН (то есть примерно раз в 3 – 9 месяцев). Однако применение автономных измерительных систем значительно удешевляет систему мониторинга (по сравнению с аналогами на кабеле) и делает ее доступной для массового применения на месторождениях. В первую очередь можно рекомендовать применение данной системы для опорной сети скважин (примерно 20 – 30 % от добывающего совместного фонда) в относительно высокодебитных скважинах (дебиты жидкости на уровне свыше 50 м^3/сут). Параллельно система мониторинга обеспечивает высокоточную регистра-

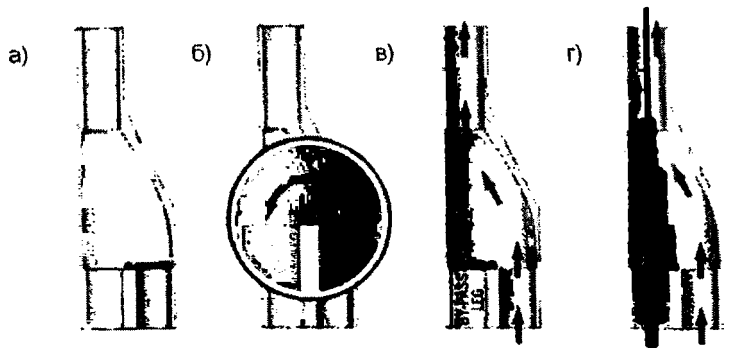


Рис. 5.36. **Принцип работы системы «Y-Tool»:**
а) ЭЦН выключен; б) момент включения ЭЦН; в) стабильная работа ЭЦН; г) стабильная работа ЭЦН, геофизический кабель с прибором спущены на забой для выполнения ПГИ

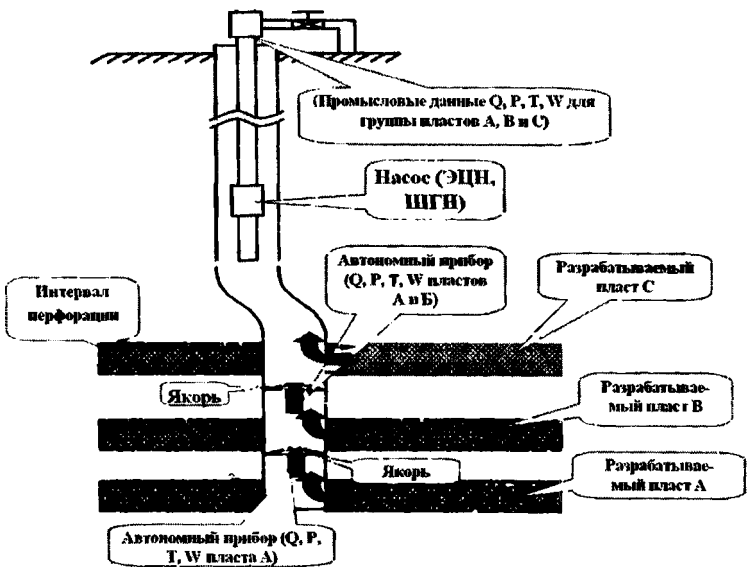


Рис. 5.37. **Система мониторинга скважин, совместно эксплуатирующих многоплестовую залежь**

цию кривых ГДИС (забойного давления, ИК, КСД, КВД) для их последующей количественной обработки (с выходом на достоверные значения попластовых проницаемостей, скин-факторов, пластовых давлений, обоснование оптимальных дебитов). Новизна предложенного способа состоит в применении якорных и автоотцепных устройств в трубах большого диаметра (в обсадных колоннах 146 – 168 мм), чего ранее в России не практиковалось.

Применение забойных ИИС позволяет в течение всего межремонтного периода получать качественные непрерывные кривые изменения забойного давления, температуры, а также состава и расхода, отражающие циклическую работу отдельных объектов. С этой целью была разработана многодатчиковая мобильная система измерения расхода, давления и др. параметров, устанавливаемая в кровле каждого вскрытого пласта на якорях с помощью устройств автоотцепов. Полный комплект

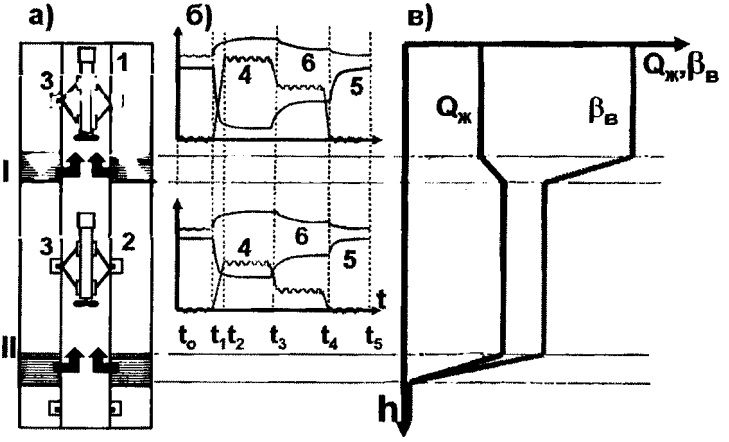


Рис. 5.38. **Принцип работы системы мониторинга скважины, совместно эксплуатирующей двухпластовую залежь (пласты I и II):** а – схема расположения измерительных приборов (1, 2 – модули ИИС в кровле пластов I и II, 3 – муфты НКТ); б – показания измерительных приборов 1 и 2 (4 – расход, 5 – давление, 6 – температура) t_0 – включение прибора; t_1 – запуск скважины на технологический режим; t_2 t_3 – перевод скважины на режим уменьшенного отбора; t_4 – остановка скважины; t_5 – выключение прибора; в – профили изменения дебита жидкости $Q_ж$ и расходного содержания воды $\beta_в$ по стволу

модифицированного глубинного измерительного оборудования включает: управляемый автоотцеп, якоря для удержания измерительных приборов в обсадной колонне 6″ – 7″, ловушку для снятия якоря с прибором, автономные измерительные приборы с центратором и датчиками: расхода (высокочувствительный тахометр), влажности, давления и температуры.

Установка измерительного прибора на забое в скважине осуществляется с помощью управляемого устройства автоотцепа (спускаемого на проволоке или каротажном кабеле). После достижения необходимой глубины автоотцеп раскрывается и якорь с удерживаемым им прибором опускается до ближайшего межтрубного зазора в муфтовом соединении обсадных труб, где закрепляется с помощью фиксаторов. Контроль фиксации прибора с якорем в колонне осуществляется путем шаблонирования автоотцепом, после чего последний поднимается на поверхность и может быть использован для установки дру-

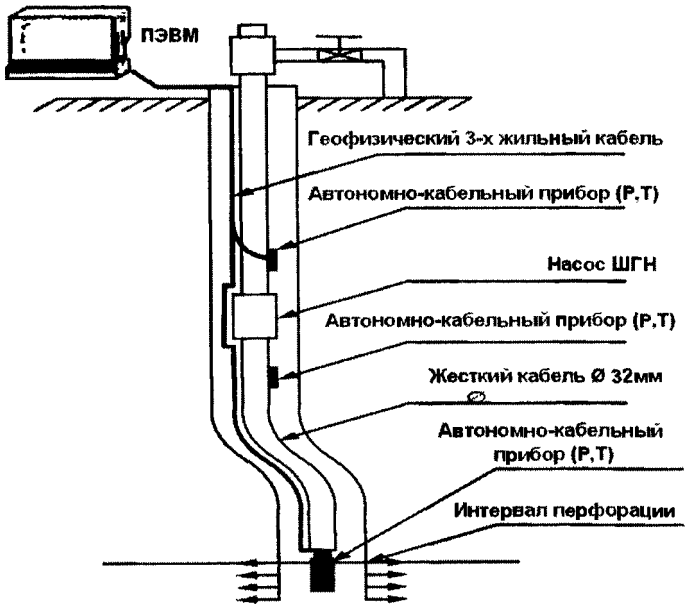


Рис. 5.39. **Схеме обустройстве сквежины механизированного фонде группой автономных и кабельных дистенционных приборов**

гих приборов на якоре. После завершения измерительного цикла на геофизическом кабеле в скважину спускается ловушка для снятия кабеля, которая при контакте с головкой якоря захватывает его. Затем осуществляется подъем якоря с прибором на поверхность для считывания информации.

Принцип работы системы мониторинга скважины, совместно эксплуатирующей двухпластовую залежь, и характерные результаты иллюстрирует рис. 5.38.

Представленные материалы могут быть обработаны и при отсутствии данных механической расходометрии.

Другим, более дорогим и сложным вариантом стационарной измерительной системы обустройства оборудованной насосом скважины, является пример на рис. 5.39. Здесь контрольно-измерительная аппаратура состоит уже из группы автономных и кабельных (дистанционных) приборов, помещаемых как в интервале перфорации, так и в затрубье НКТ. Данный вариант обустройства обеспечивает мониторинг состояния объекта эксплуатации и насосного оборудования как в режиме

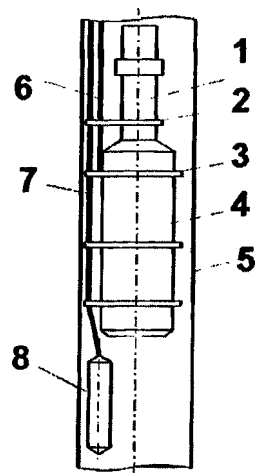


Рис. 5.40. **Технология проведения ПГИ в скважине механизированного фонда, оборудованной децентраторами:**
1 – НКТ; 2, 3 – децентраторы на НКТ и на насосе; 4 – насос (ЭЦН); 5 – обсадная колонна; 6 – силовой кабель ЭЦН; 7 – геофизический кабель; 8 – геофизический прибор

автономной записи, так и в режиме реального времени.

Кроме того, могут быть реализованы и другие варианты организации измерений на забое параметров потока в многопластовой скважине. На рис. 5.40 показана принципиальная возможность проведения ПГИ в скважине, оборудованной насосом с использованием специальных устройств «децентраторов», позволяющих увеличить проходное сечение для обеспечения перемещения скважинного прибора в интервале ствола под насосным оборудованием.

Наиболее же простым и распространенным способом измерения забойных термобарических параметров является схема крепления автономного модуля манометра-термометра на хвостовике под НКТ (на приеме насоса) посредством предварительного монтажа прибора в специально предусмотренном «кармане» – рис. 5.41.

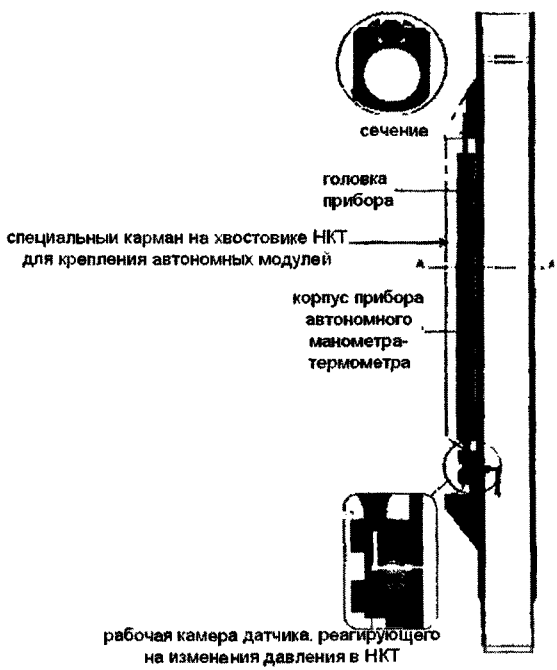


Рис. 5.41. **Принцип крепления автономного модуля манометра на «кармане» хвостовика НКТ**

5.5. ТЕОРИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

5.5.1. Условия исследований и их основные количественные характеристики

Основой комплекса методов изучения «притока-состава» и оценки гидродинамических параметров пласта являются методы так называемой «PVT»-группы: барометрия, механическая расходометрия и термометрия. Указанные методы являются метрологически обеспеченными, что позволяет на их основе осуществлять различные количественные оценки (вплоть до построения сложной модели многофазного движения флюидов в трубах). Используемые при указанных измерениях датчики относят к классу измерителей, а не индикаторов. Процедура же обработки результатов соответственно не ограничивается формальными преобразованиями получаемых кривых, а включает этап редактирования (пересчет данных на основе предварительно полученных градуировочных кривых из условных в физические единицы измерений), а иногда (при цифро-аналоговом виде записи) еще и масштабирование.

Остальные методы оценки «притока-состава» преимущественно относятся к классу методов-индикаторов. Их количественная обработка весьма приближенна и более жестко привязана к конкретным условиям исследуемой скважины.

Особенностью условий исследований методами оценки «притока-состава» является многофазный (многокомпонентный) поток флюида. Этот поток часто имеет очень сложную структуру, изменяющуюся под влиянием состава, скорости движения компонент, термобарических условий и других факторов. Состав флюида характеризуется соотношением компонент веществ (воды, нефти, газа, конденсата) или фаз (твердой, жидкой и газообразной). По составу потоки подразделяются на однокомпонентные и многокомпонентные, однофазные и многофазные. По структуре потоки делятся на гомогенные и гетерогенные. Гомогенные потоки характеризуются непрерывным изменением в пространстве свойств (плотности, состава и пр.). Гетерогенные потоки состоят из различных по физическим свойствам частей. Смежные части гетерогенного потока отделены друг от друга поверхностями раздела, на ко-

торых скачком меняется одно или несколько свойств.

Гомогенный поток имеет наиболее простое строение, являясь однородным. Ближе всего к гомогенной структура однокомпонентных однофазных потоков. Потоку флюида в реальных скважинах присущ пульсационный характер движения. Даже при стабильном установившемся расходе скорость может меняться как по сечению, так и с глубиной, испытывая к тому же флуктуации во времени. Поэтому одной из наиболее важных характеристик потока является средняя скорость движения:

$$\bar{w} = \frac{Q}{S \cdot \Delta t}, \qquad (5.25)$$

где Q – объем флюида, проходящего через сечение S – за период времени Δt, величина которого существенно больше, чем период возможных флуктуаций дебита.

Особенности режима течения определяются физическими свойствами флюида, среди которых главенствующую роль играет вязкость (внутреннее трение) – свойство флюида оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Основной закон вязкого течения (Ньютона) имеет вид:

$$F_T = \mu \cdot S \cdot \frac{\partial w}{\partial x}, \qquad (5.26)$$

где F_T – сила внутреннего трения при перемещении одного слоя жидкости относительно другого, Н; S – площадь соприкосновения перемещающихся слоев, м^2; ∂w/∂x – градиент скорости в направлении, перпендикулярном перемещению, 1/с; μ – динамическая вязкость, мПа·с.

Единицей измерения кинематической вязкости в системе СГС является Пуаз (П) [дин·с/см^2] (1П=0.1Па с=10^{2}сП=10^{6}μП).

Для углеводородных газов в зависимости от температуры и давления значения μ изменяются в диапазоне от 0.01 до 0.05 – 10^{-3}сП. Вязкость жидкости существенно выше, изменяется для воды от 0.2 до 2 10^{-3}сП в зависимости от температуры. С повышением температуры вязкость жидкостей уменьшается, газов – растет.

Кинематическая вязкость определяется соотношением ν=μ/γ,

где γ– плотность флюида кг/м^3. Кинематическая вязкость в системе СИ измеряется в м^2/с, с системе СГС – в стоксах [см^2/с] (1м^2/с=10^{4}см^2/с).

В зависимости от скорости, диаметра потока и физических свойств наблюдается ламинарный или турбулентный режимы течения флюида (рис. 5.42). Ламинарным называют режим течения при наличии внутреннего трения, но без образования вихрей. При ламинарном течении частицы жидкости и газа движутся упорядоченно, без перемешивания. Скорости отдельных частиц совпадают с направлением потока. Отдельные слои флюида движутся с различными скоростями, причем непосредственно у стенки колонны скорость течения равна нулю, а на оси канала максимальна.

Когда флюид движется турбулентно, возникают вихри как дополнительные силы, препятствующие течению. При этом частицы жидкости и газа совершают неустановившиеся движения по сложным траекториям, что приводит к интенсивному перемешиванию отдельных слоев потока. При этом средние скорости частиц нивелируются по сечению потока.

Характер истечения жидкости и газа характеризуется параметром Рейнольдса (Re), который определяется отношением сил инерции и сил вязкости.

$$\mathrm{Re} = \frac{\bar{w} \cdot L}{\nu}, \qquad (5.27)$$

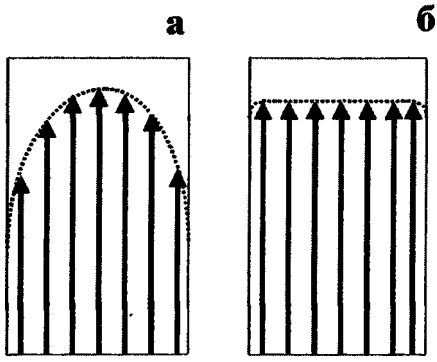


Рис. 5.42. **Эпюра распределения скоростей для ламинарного (а) и турбулентного (б) потоков флюида в стволе скважины**

где L – характерный геометрический размер потока.

Когда $\bar{w}$ мало (в круглых трубах при Re<2300), движение жидкости и газа будет ламинарным. При Re>10000 режим течения турбулентный. Диапазон значений 2300<Re<10000 характеризует так называемый неустановившийся (переходный) режим течения.

Сопротивление движению жидкости или газа со стороны стенок канала называется гидравлическим сопротивлением. Оно характеризуется безразмерным коэффициентом гидравлического сопротивления, уменьшающегося с ростом скорости потока и зависящего от формы, чистоты поверхности канала, а также свойств движущейся среды.

Гетерогенный поток представляет собой совместное течение нескольких фаз или компонент (часто компоненты условно называются фазами, и соответственно многокомпонентный поток – многофазным).

Задача о взаимодействии полей скоростей и давлений в условиях гетерогенного потока, характерного для движения многофазной (или многокомпонентной) среды, значительно усложняется. При этом динамика течения в вертикальных трубах особенно сложна для газожидкостных смесей. Вследствие разнообразия форм энергетических превращений (нарастание и понижение потенциальной энергии, изменение кинетической и внутренней энергий из-за теплообмена с породами, смешивания пластовых жидкостей и газов, поступающих в ствол с разных горизонтов с разными исходными температурами), а также процессов дробления, испарения и конденсации. При совместном движении газа и жидкости преобладающим переходом энергии турбулентности является переход энергии пульсационного движения в энергию осредненного движения и давления. Этим объясняется отличие потоков однородной жидкости от двухфазных. В двухфазных системах обязательно наличие поверхностей раздела, на которых свойства меняются скачкообразно.

При рассмотрении стационарных задач движения газожидкостного потока в скважинах смесь компонентов можно было представить в виде псевдонепрерывной среды с усредненными свойствами. Но при этом совершенно не будет учитываться роль структуры потока, поэтому даже на уровне простых аналитических моделей необходимо вести рассмотрение характера движения фаз. Так, поля скоростей и концент-

раций могут быть описаны с помощью соответствующих дифференциальных уравнений, что применяется для средних по времени величин, т.е. рассматривают обычно лишь пространственные изменения. В более сложных модификациях теоретического моделирования может быть учтена и временная зависимость. При анализе определенного режима движения газожидкостного потока первоочередным по значимости является описание распределения компонентов, то есть структуры потока.

В настоящее время существует два основных подхода в рассмотрении движения и переноса массы и энергии в двухфазных потоках. При одном подходе процессы переноса рассматриваются для каждой фазы в отдельности и полученные при этом зависимости связываются в систему условиями, характеризующими протекание этих процессов на границе раздела фаз. Другой метод состоит в том, что фазы считаются распределенными одна в другой по определенному закону. Тогда либо одна, либо обе фазы считаются во всем рассматриваемом объеме непрерывными, и уравнения, характеризующие протекание процесса в них, записываются для среды в целом. Во всех случаях задаются условия на границах между средой и поверхностью твердого тела, ограничивающего ее.

Вне зависимости от способа описания течения смеси в основе различных способов определения параметров потока лежат результаты эксперимента (при оценке гидравлических сопротивлений смеси, градиентов давлений в потоке флюида и т.п.). Эмпирическим путем определяя градиент давления (dP/dH), скорость смеси $w_{см}$ и гидравлические потери $\lambda_{см}$, можно выйти на значение плотности смеси $\gamma_{см}$, зависящее от распределения фаз в потоке.

Основная трудность заключается в определении истинной величины $\lambda_{см}$, учитывающей влияние двухфазности потока на потери трения. Такие оценки могут быть выполнены с использованием критериев подобия Рейнольдса (Re), Фруда (Fr) и др., которые могут рассматриваться как обобщенные параметры уравнений движения двухфазного потока [93].

Использование сплошной модели оправдано лишь в тех случаях, когда двухфазный поток можно считать гомогенным, например, при дисперсном режиме течения смеси. Более точно, с учетом структуры потока, описывают движение газожидкостной смеси разделенные модели, рассматривающие отдель-

но движение каждой фазы. Их аналитическое описание более сложно, чем сплошных моделей. В практике инженерных расчетов обычно используют экспериментальные корреляционные связи, позволяющие вводить поправки за воздействие состава, структуры и режима течения потока.

Учитывая большую сложность движения газожидкостных смесей в реальных условиях, эмпирические зависимости для определения объемного истинного газосодержания $\varphi_г$ (которое в свою очередь определяет истинные скорости фаз w_i и плотность смеси $\rho_{см}$) устанавливались многими авторами для каждой структурной формы потока в отдельности. Границы режимов течения газожидкостных смесей устанавливались также на основе анализа критериев уравнения движения потока [44, 93].

Основными характеристиками многокомпонентного потока являются:

1. Истинные объемные содержания компонент φ.
2. Расходные содержания компонент (объемные ψ или массовое X).
3. Средние скорости движения w компонент, плотности γ компонент.

В частности, состояние трехкомпонентной газоводонефтяной (газоводоконденсатной) смеси описывается:

1 - фазовым объемным содержанием компонент (газа, нефти и воды):

$$\psi_г = \frac{Q_г}{Q_г + Q_н + Q_в}; \psi_н = \frac{Q_н}{Q_г + Q_н + Q_в}; \psi_в = \frac{Q_в}{Q_г + Q_н + Q_в}, \quad (5.28)$$

2 - фазовым массовым содержанием компонент:

$$X_г = \frac{G_г}{G_г + G_н + G_в}; X_н = \frac{G_н}{G_г + G_н + G_в}; X_в = \frac{G_в}{G_г + G_н + G_в}, \quad (5.29)$$

где $Q_г$, $Q_н$, $Q_в$ и $G_г$, $G_н$, $G_в$ – соответственно объемные и массовые расходы газовой, нефтяной и водяной фракций);

3 - средними скоростями движения жидкой и газовой фаз ($\bar{w}_ж$, $\bar{w}_г$);

4 - истинным объемным содержанием компонент:

$$\varphi_г = \frac{V_г}{V_г + V_н + V_в}; \varphi_н = \frac{V_н}{V_г + V_н + V_в}; \varphi_в = \frac{V_в}{V_г + V_н + V_в}, \quad (5.30)$$

где $V_г$, $V_н$, $V_в$ – объемы газа, нефти и воды;

5 - плотностями смеси $\gamma_{см}$ и ее компонент ($\gamma_г$, $\gamma_н$, $\gamma_в$),связанные соотношением:

$$\gamma_{см} = \gamma_г \cdot \varphi_г + \gamma_н \cdot \varphi_н + \gamma_в \cdot \varphi_в, \quad (5.31)$$

6 - относительной плотностью жидкости $\gamma_ж/\gamma_г$;

7 - сумма всех расходных или истинных фазовых содержаний составляет:

$$\sum_1^n \psi_i = 1; \sum_1^n \varphi_i = 1; \sum_1^n X_i = 1. \quad (5.32)$$

Совокупность перечисленных параметров определяет структуру течения газожидкостного потока. Различают следующие основные структуры течения: барботаж (схема 1), пробковую (схема 2), кольцевую (схема 5) и дисперсную (схема 7) на рис. 5.43.

Термином «барботаж» именуют режим течения, при котором газ движется через практически неподвижную жидкую фазу (пробулькивание).

К пробковому относят все виды течения, когда между фазами нет непрерывной границы раздела. Примерами пробковых течений является движение пузырьков газа в жидкости, микровключений жидкости в газе.

Для кольцевого режима характерно образование на стенках кольцевых слоев (пленок) жидкости. При этом в зависимости от скорости движения газа вся жидкость будет двигаться совместно с газовым потоком вверх, либо реверсировать вниз с противоположным потоку газа направлением.

При дисперсном режиме жидкость и газ равномерно распределены по сечению канала.

Часто дополнительно к названным выделяют переходные режимы: снарядно-пробковый, пробково-кольцевой и дисперсно-кольцевой (схемы 3, 4 и 6 на рис. 5.43).

Подробно условия существования различных режимов течения отражены авторами в работе [58]. Условия существования различных структур течения характеризуются эмпирическими связями. Пример подобной зависимости представлен на рис. 5.43. Графическим отображением условий является также так называемая «карта режимов», пример которой представлен на рис. 5.44.

Для приближенного определения параметров двухфазного потока его считают эквивалентным однофазному. Тогда поток характеризуется средними значениями физических свойств (скорости, вязкости, плотности и т.п.). Чем однороднее поток, тем выше эффективность подобного приближения.

В более сложных случаях анализируется течение каждой фазы в отдельности. Приходится, в частности, учитывать раз-

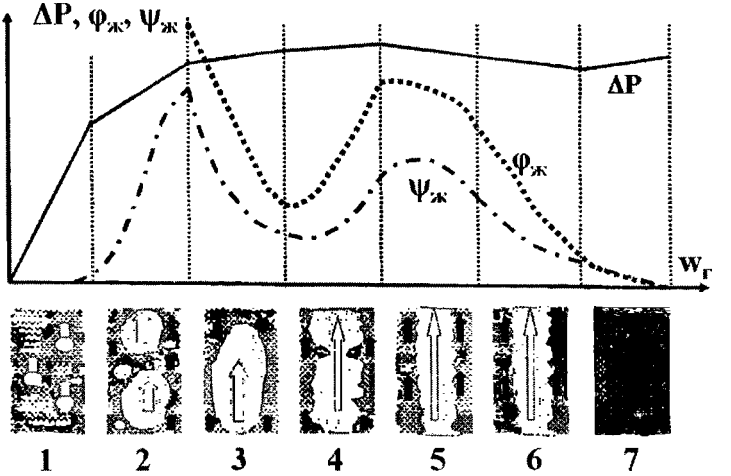


Рис 5.43. **Зависимость потерь давления (ΔP), истинного ($\varphi_ж$) и расходного ($\psi_ж$) объемных содержаний жидкой фазы от средней скорости газа ($w_г$) и структуры потоков при движении многокомпонентной смеси по стволу скважины:**
структуры потока: 1 – пузырьковая; 2 – пробковая; 3 – снарядно-пробковая; 4 – пробково-кольцевая; 5 – кольцевая; 6 – дисперсно-кольцевая; 7 – дисперсная

личные режимы течения в фазах. Соответственно различают режимы течения смеси: турбулентно-турбулентный (турбулентный в жидкой и газовой фазах), ламинарно-ламинарный (ламинарный в жидкой и газовой фазах), ламинарно-турбулентный (ламинарный в жидкой и турбулентный в газовой фазе).

Как уже было показано выше, при движении однофазного потока коэффициент λ в основном зависит от критерия Рейнольдса и шероховатости труб. Для оценки величины λ при турбулентном движении используется эмпирическая зависимость вида:

$$\lambda = 0,25/[\lg(5,62/\mathrm{Re}^{0,9} + l_{отн}/7,41)]^2, \quad (5.33)$$

где: $l_{отн}=(2\cdot l_{абс}/10\cdot d)$ – относительная шероховатость; $l_{абс}$ – абсолютная шероховатость (обычно колеблется от 0.001 до 1.0 мм); d – диаметр трубы.

При больших скоростях наступает «турбулентная автомодельность» и тогда λ перестает зависеть от Re.

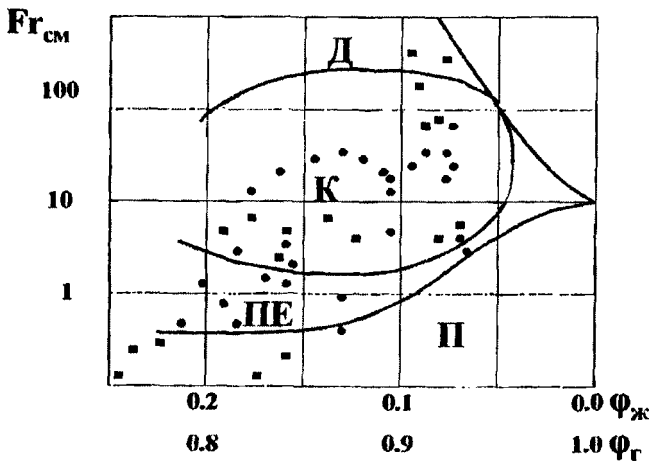


Рис. 5.44. **Карта режимов (структур) для вертикальных восходящих потоков газожидкостной смеси:**
режимы: Д – дисперсный, К – кольцевой, ПЕ – переходный, П – пробковый.
Объекты расчетов авторов – скважины месторождений:
□ – Восточной Туркмении, ● – Западной Сибири

Когда требуется определить экспериментально относительную шероховатость труб, достаточно замерить забойное давление и определить λ, знание которого для зоны турбулентной автомодельности позволяет однозначно находить $l_{отн}$. В случае, когда по стволу эксплуатируемой скважины движется газожидкостная смесь, аналитическое определение параметра гидравлических потерь смеси $\lambda_{см}$ существенно усложняется. Приходится использовать эмпирические зависимости, определенные для условий одного из известных приближений движущегося потока – сплошной или разделенной модели.

Решающее значение при выборе или составлении эмпирической связи играет приемлемость для конкретных условий измерений заложенных в зависимости диапазонов характеристик потока (типа структуры и направления потока, фазовых скоростей, фазовых содержаний, сечения потока). Иногда незначительное содержание жидкости в потоке газа за счет эффекта смазки поверхности труб может привести даже к снижению параметра $\lambda_{см}$, однако более вероятно для газожидкостного потока все же увеличение общих потерь давления на трение и рост $\lambda_{см}$.

В конечном итоге, измерение скорости смеси в стволе действующей скважины и определение на базе результатов замеров забойных давлений таких параметров, как $\gamma_{см}$ и $\lambda_{см}$, позволяет решить уравнение движения двухфазной смеси.

Рассмотренные выше принципы описания многофазных потоков используются и в горизонтальных скважинах. Однако специфической особенностью этих объектов является более сложная структура движущейся в стволе смеси (рис. 5.45, рис. 5.46).

5.5.2. Базовые методы оценки «притока-состава», основные информативные эффекты

К числу основных (базовых) методов оценки «притока-состава» относят расходометрию (РМ), термометрию (ТМ) и барометрию (БМ). Ведущая роль этих методов в комплексе ПГИ обусловлена большим диапазоном решаемых задач и высокой информативностью. Этому есть несколько причин.

Во-первых, измеряемые в скважине параметры (скорость w, температура T, давление P) меняются в большом диапазоне и измеряются с достаточно высокой точностью.

Во-вторых, эти методы существенно лучше других обеспечены метрологически.

В-третьих, на результаты измерений влияет очень большое число информативных эффектов, что позволяет использовать широкий и разнообразный набор методов проведения измерений и интерпретации полученных результатов.

В-четвертых, на настоящий момент создана хорошая теоретическая база, не только для реализации многочисленных методов качественной и количественной интерпретации, но и для анализа достоверности полученных результатов в конкретных условиях исследуемой скважины.

В данном разделе рассмотрена сущность и возможности количественного описания основных физических процессов в системе «скважина-пласт», влияющих на результаты исследований названными методами.

Расходометрия механическая

Основным параметром, измеряемым механическим расходомером, является скорость потока. В эксплуатационных скважинах, как правило, наблюдается турбулентный режим течения. Средняя скорость потока w мало меняется по сечению

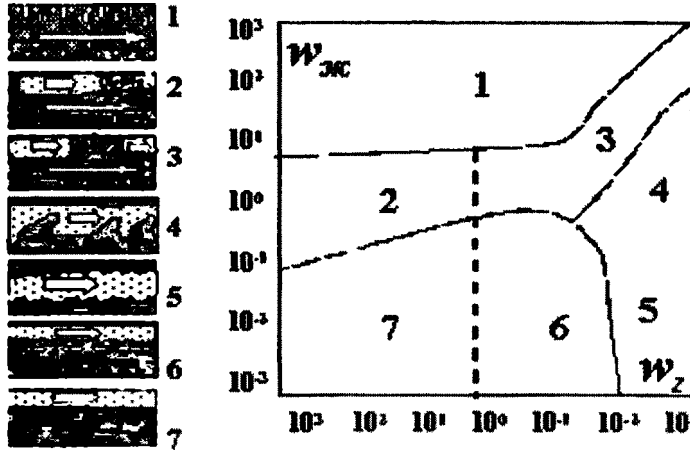


Рис. 5.45. **Структуры Schlumberger для горизонтального потока «газ-жидкость»:**

1 – диспергированная пузырьковая; 2 – снарядно-пробковая; 3 – пробковая; 4 – волновая-кольцевая; 5 – кольцевая; 6 – расслоенно-волнообразная; 7 – расслоенно-ровная; $w_г$ – скорость газа; $w_ж$ -скорость жидкости (в фут/сек)

(рис. 5.47) Поэтому результаты измерения скорости в стволе могут быть использованы для оценки расхода флюида.

Если расходограмма отредактирована в единицах скорости (м/с), то по величине скорости можно рассчитать суммарные объемный расход жидкости $Q_ж$ или приведенный к стандартным условиям расход газа $Q_г^{ст}$ для любой глубины:

$$Q_ж = w \cdot S, \quad (5.34)$$

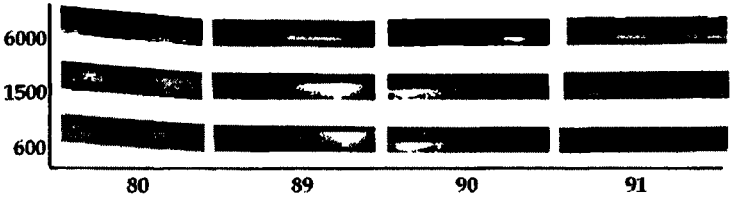


Рис. 5.46. **Результаты Schlumberger по экспериментальному изучению структур горизонтального потока:**
по оси абсцисс – отклонение ствола от вертикали в градусах;
по оси ординат – расход жидкости

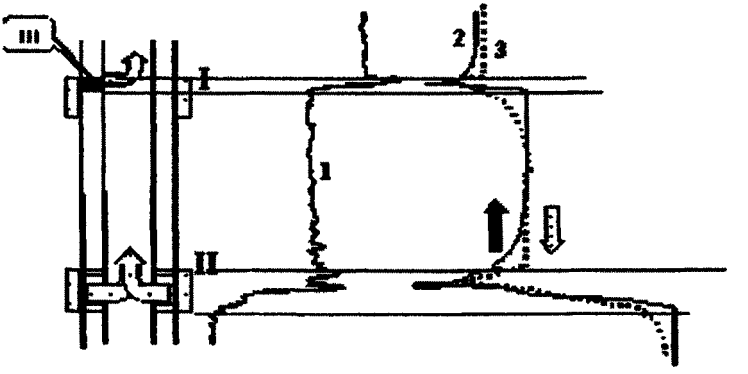


Рис. 5.47. **Диаграммы механического (1) и термокондуктивного (2, 3) расходомера при притоке вследствие негерметичности колонны (I) и в перфорации (II):**
2 – при записи снизу вверх; 3 – при записи сверху вниз

$$Q_г^{ст} = \frac{w \cdot S \cdot P_{заб} Z_{г_заб} T_{ст}}{P_{ст} T_{заб}}, \quad (5.35)$$

где S – площадь сечения потока; $T_{заб}$, $P_{заб}$ – температура и давление на забое скважины; $P_{ст}$=1.033 МПа; $T_{ст}$=293°К=20°С; $Z_{г_заб}$ – сверсжимаемость газа для условий забоя скважины.

Интервалы притока (поглощения) характеризуются изменением профиля скорости по глубине. Подобные аномалии могут быть связаны с продуктивными пластами в открытом стволе, работающими интервалами перфорации и фильтра, интервалами негерметичности обсадных колонн или НКТ (рис. 5.47, кривая 1).

При интенсивном притоке на расходограмме фиксируются локальные экстремумы, связанные с воздействием на турбинку радиальных струй притекающего флюида. При этом может фиксироваться как увеличение, так и уменьшение скорости потока. Локальные аномалии на расходограммах характерны также для многокомпонентного потока, где на скорости вращения турбинки сказываются резкие изменения состава и структуры заполнителя ствола по глубине и во времени.

Показания расходомера зависят от площади сечения потока и вне работающих интервалов меняются синхронно с изменением диаметра проходного сечения подземного оборудования скважины:

$$\frac{w_i}{w_j} = \frac{D_j^2}{D_i^2}. \quad (5.36)$$

По одиночной расходограмме нельзя определить скорость движения флюида. Для решения этой задачи регистрируют несколько кривых при разных скоростях записи.

К достоинствам метода относят повышенную чувствительность в области высоких скоростей потока, а к недостакам – низкую чувствительность в области низких скоростей.

Расходометрия термокондуктивная

Термокондуктивная расходометрия основана на применении в качестве индикатора движения флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом. При этом датчик представляет собой нагревательный элемент, у которого измеряют температуру.

С увеличением скорости потока при прочих равных условиях потери теплоты датчиком возрастают и его температура падает. Поэтому в стабильном однородном потоке показания термоанемометра падают с увеличением дебита скважины. Непосредственно в интервалах притока на диаграммах фиксируются глубокие отрицательные экстремумы. Затем температура постепенно стабилизируется. Протяженность участка стабилизации зависит от дебита. Наличие такого участка является основной причиной различия диаграмм, зарегистрированных при спуске и подъеме прибора (рис. 5.47, кривые 2 и 3).

Количественная оценка скорости потока флюида в скважине ненадежна по нескольким причинам, главными из которых являются сильная зависимость показаний от состава флюида, направления движения флюида в скважине (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры сред.

Обычно практикуется выполнение только качественной интерпретации, хотя обоснована возможность количественных оценок интервальных притоков для однородных и однокомпонентных сред.

Термокондуктивный принцип измерения скорости основан на измерении температурных потерь нагретого тела, помещенного в движущийся поток, точнее – на измерении разности температур стенки нагретого датчика $T_д$ и движущейся среды $T_ф$: $\Delta T = T_д - T_ф$.

Для беспакерного термоанемометрического расходомера типа СТА (СТД) зависимость между ΔT и средней $\bar{w}$ имеет вид:

$$\bar{w} = \left[\frac{N_д \cdot I^{0.2}}{S_д \cdot K_{тур} \cdot \Delta T \cdot n} \right]^{-1.25}, \qquad (5.37)$$

$$n = \frac{\gamma_{ф}^{0.8} \cdot C_{m.ф}^{0.43} \cdot \lambda_{m.ф}^{0.57}}{\mu_{ф}^{0.57}}, \quad (5.38)$$

где $K_{тур}$ – численный коэффициент для турбулентного режима обтекания; $N_д$ – мощность, рассеиваемая датчиком; l – расстояние между нагревателем и термочувствительным элементом; $S_д$ – поверхность датчика; $\gamma_ф$ – плотность флюида; $C_{m.ф}$ – массовая теплоемкость флюида; $\lambda_{m\cdot ф}$ – теплопроводность флюида; $\mu_ф$ – динамическая вязкость флюида.

Как следует из приведенных формул, для определения скорости многокомпонентного, а тем более многофазного потока, необходимо знать его состав и учитывать особенности структуры потока в стволе скважины. Поэтому современная аппаратура термоанемометра не поддается градуировке.

К достоинствам метода относят повышенную чувствительность в области низких скоростей потока, а к недостаткам – низкую чувствительность в области высоких скоростей потока, то есть механическая и термокондуктивная расходометрия дополняют друг друга. Поэтому для расширения динамического диапазона эффективной работы расходометрии рекомендуется технологическое комплексирование этих методов.

Термометрия

Изучаемая температура в стволе скважины и горных породах представляет собой скалярную функцию координат и времени: T=T(x,y,z,t). Поле температур характеризуется также градиентом температуры gradT и плотностью теплового потока $q_т$. Для количественного описания закономерностей поведения перечисленных параметров используются основные положения и расчетные соотношения классической и неравновесной термодинамики.

На тепловое поле в скважине и горных породах наиболее сильно воздействуют два механизма переноса теплоты – кондукция и вынужденная конвекция, а также термодинамические процессы, связанные с выделением (поглощением) теплоты.

Основным законом кондуктивного теплопереноса является закон Фурье:

$$q_T = \lambda_T \cdot \mathrm{grad}T,$$

где λ_T – теплопроводность пород. Следствием названного закона является уравнение теплопроводности:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \frac{1}{a}\frac{\partial T}{\partial t}, \quad (5.39)$$

где $a=\lambda_T/C_\gamma$ – температуропроводность; C_γ – объемная теплоемкость.

Вынужденный конвективный теплоперенос теплоты связан с перемещением флюида (воды, нефти, газа) под воздействием внешних сил. Теплоперенос в скважине описывается уравнением:

$$\bar{w} \cdot \mathrm{grad}T = \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (5.40)$$

где $\bar{w}$ – вектор скорости движения флюида.

Вынужденный конвективный перенос при движении флюида в пористой среде (коллекторах, цементном камне и пр.) описывается аналогичным уравнением, где вместо параметра $\bar{w}$ используется скорость конвективного теплопереноса u:

$$u = \frac{w \cdot C\gamma_\Phi}{C\gamma_{\Phi+} C\gamma_{ск}}, \quad (5.41)$$

где w – скорость фильтрации флюида в пористой среде; $C\gamma_\Phi$ - объемная теплоемкость среды; $C\gamma_{ск}$ – объемная теплоемкость скелета пористой среды.

Выделение (поглощение) теплоты происходит вследствие физико-химических реакций и термодинамических процессов в стволе и пластах, прежде всего дроссельного и адиабатического эффектов.

Теплообмен между поверхностью твердого тела (например, массивом горных пород) и соприкасающихся с ним флюидом (например, заполнителем ствола скважины) называется теплоотдачей. Теплоотдача может быть осуществлена как кондуктивным, так и конвективным теплопереносом. Ее интенсивность определяется коэффициентом теплоотдачи $\alpha_т$ – количеством теплоты, переданным через единицу поверхности соприкосновения между флюидом и твердым телом, когда разность температур между ними равна 1 К°.

Теплообмен между двумя теплоносителями (газами и жидкостями), разделенными твердой стенкой, называется теплопередачей (например – теплообмен между потоком жидкости или газа внутри и за пределами колонны бурильных или насосно-компрессорных труб). Интенсивность теплопередачи оценивается коэффициентом теплопередачи, численно равным количеству теплоты, которое передается через единицу площади поверхности стенки в единицу времени при разности температур между теплоносителями 1°К.

$$K_т^{-1} = \alpha_{т_1}^{-1} + \frac{\Delta l}{\lambda_т} + \alpha_{т_2}^{-1}, \qquad (5.42)$$

где $\alpha_{т1}$, $\alpha_{т2}$ – коэффициенты теплоотдачи между флюидами и контактирующими между ними поверхностями стенки; Δl – толщина; $\lambda_т$ – теплопроводность стенки.

Ниже собраны основные аналитические зависимости, описывающие распределение температуры в скважине и вмещающих пластах (упрощенные физические модели поля температур).

Длительно простаиающие скаажины. Температура характеризует естественное (геотермическое) тепловое поле Земли (кривая 1 на рис. 5.48).

Геотермическое поле характеризуется следующими параметрами:

1. Геотермическая (естественная) температура $T_г$.
2. Геотермическая поверхность (поверхность равной естественной температуры).
3. Геоизотерма – линия равной естественной температуры (например, на заданной глубине, или в пределах кровли, подошвы пласта).

4. Геотермический градиент Г, его вертикальная составляющая Γ_z.

$$\Gamma = \frac{\partial T_\Gamma}{\partial n} \cdot \bar{n}, \Gamma_z = \frac{\partial T_\Gamma}{\partial z} \cdot \bar{z}, \quad (5.43)$$

где $\bar{n}$, $\bar{z}$ – единичные векторы, направленные по нормали к геоизотерме и по вертикали.

5. Плотность геотермического теплового потока q_Γ, ее вертикальная составляющая $q_{\Gamma z}$:

$$q_\Gamma = -\lambda_п \Gamma; \; q_{\Gamma z} = -\lambda_п \Gamma_z, \quad (5.44)$$

где $\lambda_п$ – теплопроводность горных пород.

Поверхность, ниже которой амплитуда годовых колебаний температуры меньше погрешности измерений, называют нейтральным слоем.

Геотермическая температура совокупности слоев, характеризуемых толщинами h_i и геотермическими градиентами

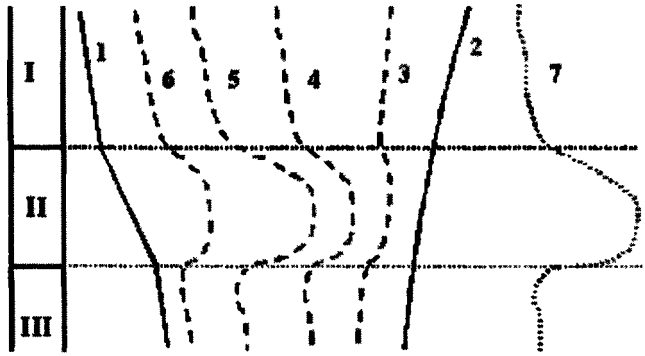


Рис. 5.48. **Искусственное тепловое поле в простаивающей после теплового воздействия (промывки, эксплуатации и пр.) скважине:** 1 – геотермограмма; 2 – термограмма в процессе теплового воздействия; 3-6 – термограммы в остановленной скважине, отличающиеся временем, прошедшим после окончания промывки; 7 – диаграмма изменения по глубине относительной температуры. Теплопроводность пласта II существенно выше, чем вмещающих пластов I и III

$\Gamma_i(I=1,n)$ с плоскими горизонтальными поверхностями раздела, как функция глубины Н, отсчитываемая от отметки нейтрального слоя может быть выражена:

1 - через температуру $T_{кри.п}$ и глубину $H_{кри.п}$ кровли n-го пласта:

$$T_Г(H) = T_{кри.п} + \Gamma_п \cdot (H - H_{кри.п}); \quad (5.45)$$

2 - через температуру нейтрального слоя:

$$T_Г(H) = T_{нс} + \sum_{i=1}^{n-1} \Gamma_i \cdot (H_{под.i} - H_{кри.i}) \cdot H_i + \Gamma_н \cdot (H - H_{кри.п}). \quad (5.46)$$

Естественное распределение температуры может быть аппроксимировано линейной функцией:

$$T_Г(H) = T_{нс} + \Gamma_{ср} \cdot H, \quad (5.47)$$

где $\Gamma_{ср}$ – среднее значение геотермического градиента в интервале (0, Н).

Строящиеся скважины, простаивающие после промывки. Температура характеризует восстановление естественного теплового поля, нарушенного промывкой (кривые температуры 3 – 6, относительной температуры – 7 на рис 5.48).

Тепловое поле описывается следующими параметрами:

1. Температура в скважине T(H,t) на глубине Н, меняющаяся во времени t от наблюдаемой в конце промывки $T(H,0)=T_c$ до естественной $T_Г$ (момент t=0 соответствует прекращению промывки).

2. Темп восстановления естественной температуры:

$$T'(H,t) = \frac{\partial T(H,t)}{\partial t}. \quad (5.48)$$

3. Относительная температура:

$$\theta_T(H,t) = \frac{T(H,t) - T_Г}{T_c - T_Г}. \quad (5.49)$$

4. Разностная относительная температура, рассчитываемая по разновременным замерам в процессе восстановления естественного поля:

$$\Delta\theta_T(H,t)=\frac{T(H,t_2)-T(H,t_3)}{T(H,t_1)-T(H,t_2)}. \qquad (5.50)$$

Строящиеся скважины, простаивающие после заливки цемента. Температура характеризует восстановление естественного теплового поля, нарушенного в процессе цементирования (рис. 5.49, рис. 5.50).

Тепловое поле описывается следующими параметрами:

1. Термограмма ОЦК, регистрируемая по окончании заливки цементного раствора в процессе выделения им теплоты при схватывании.

2. Температура ОЦК $T_{оцк}(H)$ – отсчет по термограмме ОЦК на некоторой глубине H.

3. Фоновая температура ОЦК $T_{оцк_ф}(H)$ – температура, которая наблюдалась бы в скважине в отсутствие выделения теплоты цементом.

4. Аномалия ОЦК – $\Delta T_{оцк}(H)=T_{оцк}(H)-T_{оцк_ф}(H)$.

5. Усредненная для интервала аномалия ОЦК – площадь $S_{оцк}$ между термограмами $T_{оцк}(H)$ и $T_{оцк_ф}(H)$ – в пределах интервала, отнесенная к его толщине $h_{оцк}$: $\Delta T_{оцк}=S_{оцк}/h_{оцк}$.

6. Относительная аномалия ОЦК $\Delta\theta_{оцк}=\Delta T_{оцк}\cdot C_{\gamma_цем}/q_{max}C_{\gamma_цем}$ – объемная теплоемкость цементного камня, q_{max} – максимум зависимости изменения интенсивности тепловыделения от времени.

Действующие скважины со стабильным расходом (динамика). Температура характеризует тепловое воздействие движения флюида по стволу на скважину и окружающий массив горных пород.

Тепловое поле описывается следующими параметрами:

1. Отличие ($\Delta T_{прит}$) температуры притекающего из пласта флюида ($T_{прит}$) от естественной ($T_г$) вследствие дроссельного эффекта и конвективного теплопереноса (рис. 5.51, кривые 3*, 4*, 5*).

Работающий продуктивный пласт не является изолированной системой. Поэтому дросселирование нельзя рассматривать в отрыве от конвективного переноса теплоты движущимся флюидом и теплообмена флюида в пласте со ске-

летом коллектора и вмещающими породами. Как показали исследования [19, 94], при квазистационарном притоке влияние теплообмена стабилизируется. Это позволяет ввести понятие об эффективном коэффициенте дросселирования $\bar{\varepsilon}_т^*$ [94], который можно считать константой. По абсолютной величине он может быть существенно меньше истинного значения $\bar{\varepsilon}_т^* < \bar{\varepsilon}_т$.

$$T_{прит} - T_г = \Delta T_{прит} = \bar{\varepsilon}_т \cdot (P_{пл} - P_c), \qquad (5.51)$$

где $P_{пл}$, P_c – пластовое давление и давление в стволе скважины.

2. Различие температуры в подошве и кровле интервала притока, обусловленное калориметрическим смешиванием потоков флюида (движущегося по стволу и поступающего из пласта) – аномалия калориметрического смешивания (рис. 5.51, аномалии на термограммах 3 – 5 в интервале пласта I).

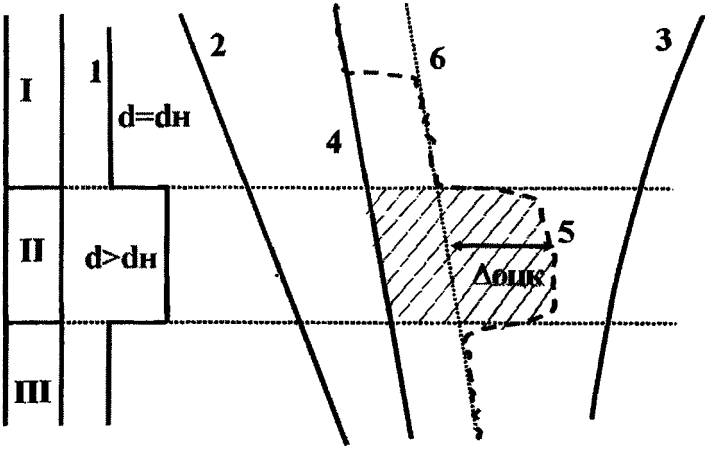


Рис. 5.49. **Искусственное тепловое поле в цементируемой скважине:** 1 – кавернограмма; 2 – геотермограмма; 3 – термограмма в процессе промывки скважины, предшествующей цементированию; 4 – термограмма в простаивающей после промывки скважине (если бы цемент не выделял теплоту); 5 – то же при выделении теплоты цементом; 6 – термограмма ОЦК для номинального диаметра скважины ($d=d_н$); аномалия ОЦК заштрихована

$$\Delta T = T_{см} - T_c = \frac{C_{т.прит} Q_{прит}}{C_{т.с} Q_c + C_{т.прит} Q_{прит}} (T_{прит} - T_c), \quad (5.52)$$

где $C_{т.с}$, Q_c, T_c – массовая теплоемкость, расход и температура флюида, поступающего к интервалу притока по стволу; $C_{т.прит}$, $Q_{прит}$, $T_{прит}$ – те же параметры флюида из пласта; $T_{см}$ – температура смеси.

3. Температура в стволе скважины при движении по нему флюида с установившимся весовым расходом G_1 (рис. 5.52):

$$T_c = T_{г.о} + \Gamma \cdot H + \Gamma \cdot B_т \cdot (1 - e^{-H/B_т}) + (T_o - T_{г.о}) e^{-H/B_т}, \quad (5.53)$$

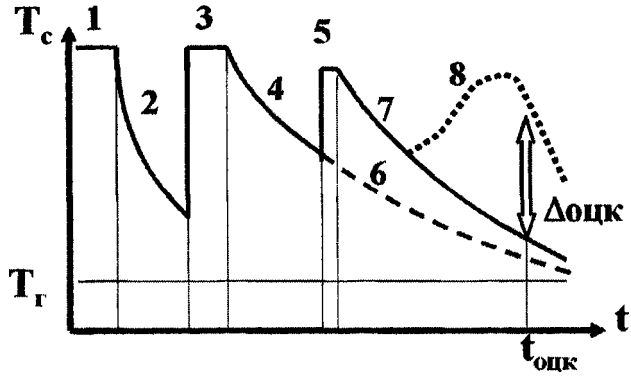


Рис. 5.50. **К определению понятия о фоновой температуре в цементируемой скважине (изменение температуры в скважине T_c во времени t на фиксированной глубине):**
температура: $T_г$ – геотермическая; 1, 3 – в процессе промывок; 2, 4 – в остановленной скважине; 5 – при промывке, непосредственно предшествующей цементированию; 6 – в остановленной скважине, если бы в ней не было последней промывки; 7 – в остановленной скважине, если бы в ней не было проведено цементирования; 8 – в цементируемой скважине (вследствие задавки цемента и выделения им теплоты); ΔОЦК – аномалия ОЦК, как функция времени $t_{оцк}$

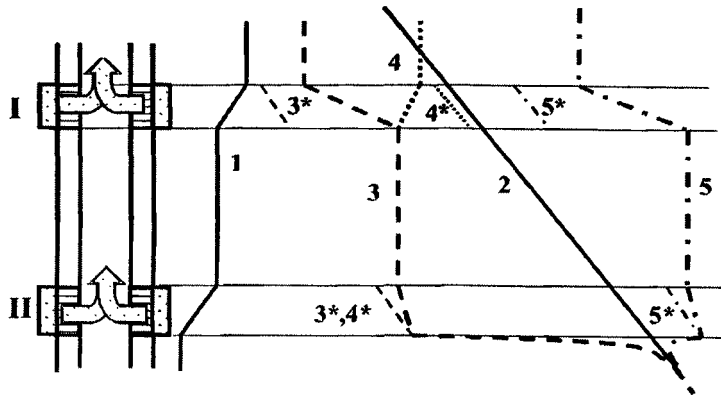


Рис. 5.51. **Основные информативные температурные эффекты в интервалах притока:**

I, II – работающие пласты; 1 – расходограмма; 2 – геотермограмма; 3, 4 – термограммы при работе пластов газом (3*, 4* –соответствующие температуры выходящего из пласта газа); 5 – термограмма при работе пластов жидкостью (5* – температура выходящей из пласта жидкости)

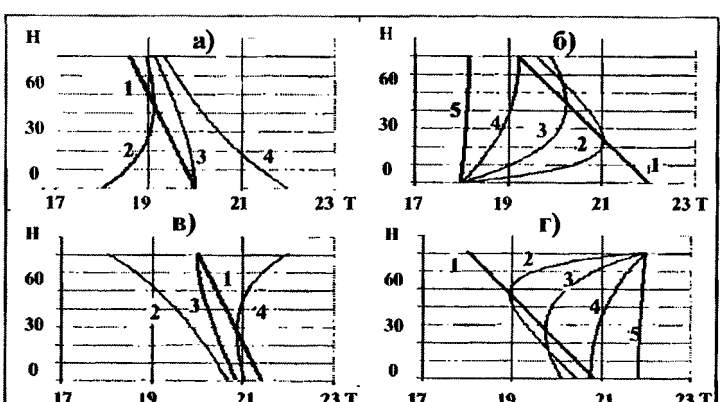


Рис. 5.52. Термограммы в действующей скважине вне работающих пластов:

а – добывающая скважина, 2, 4 – термограммы для B=30, ΔT_0=–2,0,2°C;
б – добывающая скважина, 2, 5 – термограммы для ΔT_0=–2°C, B=10,30,100,1000;
в – нагнетательная скважина, 2, 4 – термограммы для B=30, DT_0=–2,0,2°C;
г – нагнетательная скважина, 2 ,5 –термограммы для ΔT_0=2°C, B=10, 30, 100, 1000.
1 – геотермограмма, $\Delta T_0=T_{c.o}-T_{г.o}$, $T_{c.o}$ и $T_{г.o}$ – соответственно температура в стволе и геотермическая температура на глубине поступления флюида в скважину, B – нормированный коэффициент теплоотдачи

$$B_T = \frac{C_{m.ф} \cdot G_i \cdot f(t_{раб})}{2\pi \cdot \lambda_{т.п}}, \quad (5.54)$$

где H – вертикальная координата, увеличивающаяся в направлении движения флюида, значение H=0 соответствует глубине поступления флюида в ствол скважины; $T_{г.о}$, T_c – геотермическая температура и температура в скважине при H=0, Г – средний геотермический градиент; $C_{т.ф}$ – массовая теплоемкость флюида; $\lambda_{т.п}$ – теплопроводность пород; $f(t_{раб})$ – функция времени, зависящая от продолжительности работы скважины $t_{раб}$ и определяемая соотношениями:

1) при движении флюида в открытом стволе радиуса r_c:

$$f(t_{раб}) = \ln\left[1 + \sqrt{\frac{\pi \cdot a_п \cdot t_{раб}}{r_c^2}}\right] + \frac{\lambda_{т.п}}{\alpha_{т.с} \cdot r_c}, \quad (5.55)$$

2) при движении флюида внутри не перекрытой НКТ обсадной колонне радиуса $r_{кол}$ или по межтрубному пространству НКТ:

$$f(t_{раб}) = \frac{\lambda_{т.п}}{\lambda_{т.с1}} \ln\frac{r_c}{r_{кол}} + \ln\left[1 + \sqrt{\frac{\pi \cdot a_п \cdot t_{раб}}{r_c^2}}\right] + \frac{\lambda_{т.п}}{\alpha_{т.кол} \cdot r_c}, \quad (5.56)$$

3) при движении флюида по НКТ радиуса $r_{нкт}$:

$$f(t_{раб}) = \frac{\lambda_{т.п}}{\lambda_{т.с}} \ln\frac{r_{кол}}{r_{нкт}} + \frac{\lambda_{т.п}}{\lambda_{т.с1}} \ln\frac{r_c}{r_{кол}} + \ln\left[1 + \sqrt{\frac{\pi a_п t_{раб}}{r_c^2}}\right] + \frac{\lambda_{т.п}}{\alpha_{т.нкт} r_c}, \quad (5.57)$$

где $a_п$ – температуропроводность горных пород; $\lambda_{т.с}$, $\lambda_{т.с1}$ –

теплопроводности заполнителей заколонного и межтрубного пространств; $\alpha_{т.с}$, $\alpha_{т.кол}$, $\alpha_{т.нкт}$ – коэффициенты теплоотдачи на стенке скважины, обсадной колонны и НКТ.

4. Температура в непроницаемых породах вокруг работающей скважины:

$$T_п = T_с + (T_г - T_с) \Big/ \frac{\ln \frac{r}{r_с}}{\ln \frac{r_{вл}}{r_с}}, \quad (5.58)$$

где r – радиальная координата; $T_с$ – температура на стенке скважины; $r_{вл}$ – радиус теплового влияния:

$$r_{вл} = r_с + \sqrt{\pi a_п t_{раб}}. \quad (5.59)$$

5. Температура в непроницаемых породах, вмещающих работающий пласт:

$$T_п = T_г + (T_{пл} - T_г)\left(1 - H \Big/ H_{вл}\right), \quad (5.60)$$

где H – глубина; $T_{пл}$ – температура на границе пласта; $H_{вл}$ – размер зоны теплового влияния:

$$H_{вл} = r_с + 2\sqrt{a_п t_{раб}}. \quad (5.61)$$

Простаивающие после эксплуатации скважины. Тепловое поле характеризуется релаксацией температурного воздействия на скважину и окружающие породы, связанного с предшествующей работой скважины. Оно может быть, в частности, описано изменением температуры в непроницаемых пластах в зависимости от времени, прошедшего после остановки скважины.

$$\theta=\frac{T-T_г}{T_о-T_г}=1-\frac{1}{\ln\frac{r_{вл}}{r_с}}\left\{Ei\frac{1}{4Fo_{ост}}-Ei\frac{r_{вл}^2}{r_с^2}\frac{1}{4Fo_{ост}}\right\}, \quad (5.62)$$

где $Fo_{ост}=a_п \cdot t_{ост}/r_с^2$ – относительное время; Ei(x) – интегральная показательная функция аргумента x.

Барометрия

Вплоть до недавнего времени барометрия скважин реально не рассматривалась как многоцелевой, сложившийся метод геофизических исследований.

Как только уменьшилась значимость преимуществ используемой промысловыми службами автономной аппаратуры (дешевизна, точность и чувствительность измерений), решающими факторами стали достоинства промыслово-геофизической информации: большая наглядность, комплексность и информативность в связи с возможностью оперативно изменять условия измерений, вмешиваться в процесс регистрации параметров. Вследствие этого на производстве начали более широко использовать результаты, получаемые геофизическими службами, а удельный вес метода барометрии в комплексе ПГИ стал стремительно расти. В настоящее время без датчика давления уже невозможно представить современную конкурентоспособную аппаратуру PLT(ПГИ), предназначенную для контроля разработки нефтяных и газовых скважин.

Повышение объема и качества информации стимулировало в свою очередь исследования в области теории и практики метода. В частности, были созданы новые технологии исследований и способы комплексной обработки получаемых результатов, где данные барометрии и других геофизических методов тесно увязаны между собой. Это привело к разработке ряда новых приемов автоматизированной интерпретации результатов ПГИ. Эти приемы, реализованы авторами в известной системе автоматизированной интерпретации данных ГИС-контроля «Геккон» [84, 85] и в разработанном на основе названной системы более совершенном комплексе «Камертон-Контроль» [86].

Основные достижения в области применения метода барометрии в ПГИ были в 1997 году обобщены авторами в монографии [58] и специальном обзоре [83].

Изучаемое в методе барометрии гидростатическое давление является отношением силы, действующей перпендикулярно поверхности, к площади этой поверхности. Это есть скалярная функция координат: P=P(x,y,z).

Рассмотрим основные аналитические зависимости, описывающие распределение давления по стволу скважины (упрощенные физические модели поля давления в стволе скважины).

Распределение давления по стволу ***длительно простаивающей скважины (статика)*** обусловлено весом столба флюида в стволе скважины и определяется по формулам:

1 - для несжимаемой жидкости:

$$P = \gamma \cdot g \cdot (H_{уст} - H), \qquad (5.63)$$

где γ – плотность; g =9.81 м/с – ускорение свободного паде-

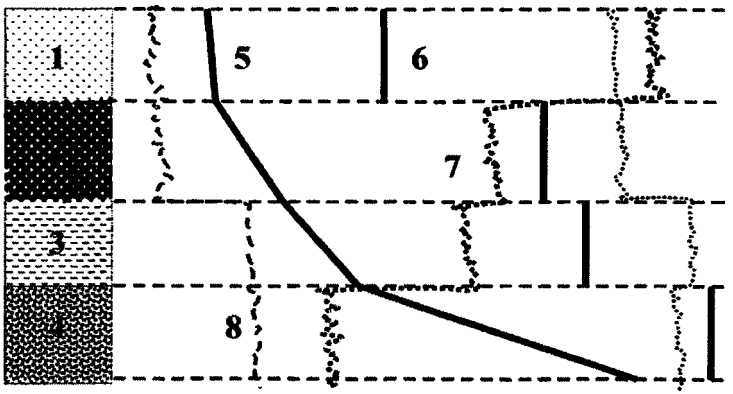


Рис. 5.53. **Выявление уровней раздела компонент заполнителя ствола в простаивающей скважине:**
1 – 4 – интервалы ствола, заполненные газом (1), нефтью (2), водой (3), осадком бурового раствора (4); 5 – кривая давления; 6 – кривая градиента давления; 7 – гамма-гамма-плотностеметрия; 8 – влагометрия (диэлькометрическая), 9 – резистивиметрия (индукционная)

ния; H, $H_{уст}$ – вертикальная проекция текущей глубины и глубины устья;

2 - для газа:

$$P = P_{уст} \exp\left[\frac{0.03415\gamma_{отн}(H_{уст} - H)}{\overline{\overline{Z \cdot T}}}\right], \quad (5.64)$$

где $P_{уст}$ – давление на уровне глубины $H_{уст}$; T – средняя температура в интервале глубин $[H_{уст}, H]$; Z – коэффициент сверсжимаемости для средних температуры и давления в интервале $[H_{уст}, H]$; $\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

В соответствии с соотношениями (5.63, 5.64), барограмма в простаивающей скважине имеет вид ломаной линии, градиенты отрезков которой изменяются пропорционально плотности заполняющей ствол среды (кривые 5,6 на рис. 5.53).

Давление в ***действующей скважине (динамика)*** обусловлено весом жидкости в стволе скважины и эффектами, связанными с движением жидкости.

Полное давление в потоке движущегося флюида, складывается из двух составляющих: статического и скоростного (динамического). Статическая составляющая складывается в свою очередь из *гидростатической* и *гидравлической*:

$$P_{\Sigma} = P_{ста} + P_{дин}; \qquad P_{ста} = P_{гст} + P_{гид}. \quad (5.65)$$

Удельную (отнесенную к единице веса) механическую энергию потока флюида в данной точке называют напором $H_p = P/(\gamma \cdot g)$.

Гидростатический напор $H_{P_ста}$, определяет удельную (на единицу массы) потенциальную энергию флюида в поле сил тяжести, определяемый по формулам гидростатики.

Гидравлический напор $H_{P_гид}$ представляет собой часть удельной потенциальной энергии флюида, которая необратимо расходуется на работу сил сопротивления движению (то есть определяется гидравлическими потерями).

Динамический напор $H_{P_дин}$ определяет удельную кинетическую энергию движущегося флюида:

$$H_{р_дин} = 0.5 \cdot \gamma \cdot w^2. \quad (5.66)$$

Статическое давление измеряет манометр, установленный перпендикулярно направлению потока, *полное давление* измеряет манометр, установленный против направления. Разность соответствующих показаний равна динамическому давлению.

В скважинных условиях обычно измеряется только статическая составляющая. В интервалах притока газа с мощными радиальными струями возможно влияние динамической составляющей.

Уравнение неразрывности потока (закон Бернулли) выражает постоянство полного давления вдоль линии тока в отсутствии гидравлического сопротивления и внутреннего трения P_{Σ}=const.

Гидравлическое сопротивление – это сопротивление движению жидкости, вызванное влиянием стенок каналов (стенок обсадной колонны, НКТ и пр.).

Различают «гидравлическое сопротивление трения», пропорциональное длине рассматриваемого участка линии тока и «местные гидравлические сопротивления», связанные с изменением структуры потока (отрывы, вихри). Последние связаны с обтеканием препятствий или с резким изменением диаметра потока (обычно в интервалах установки клапанов, пакера и другого подземного оборудования).

Для учета сил сопротивления (трения) используются следующие расчетные соотношения:

1 - *формула Дарси-Вейсбаха*, определяющая потери энергии на трение $P_{гидр}=P_{трен}$ при ламинарном движении флюида в круглой трубе диаметра d и длиной L:

$$P_{трен} = \lambda \cdot \frac{L \cdot w^2}{2 \cdot g \cdot d}, \quad (5.67)$$

где λ – безразмерный коэффициент (коэффициент гидравлического сопротивления).

2 - *формула, определяющая гидравлическое сопротивление*

вследствие трения для струйной модели турбулентного потока в круглой трубе с площадью сечения S:

$$P_{трен} = \lambda \cdot \frac{S \cdot \gamma \cdot w^2}{2}. \quad (5.68)$$

Зависимость для определения величины λ:

$$\lambda = \frac{0.25}{\left[2.303 \cdot \ln(5.62/Re^{0.8}) + l_{отн}/7.41\right]^2}, \quad (5.69)$$

где $l_{отн}=(2 \cdot l_{абс}/10 \cdot d)$ и $l_{абс}$ – относительная и абсолютная (мм) шероховатость.

3 - *формула Вейсбаха* для расчета местного гидравлического сопротивления:

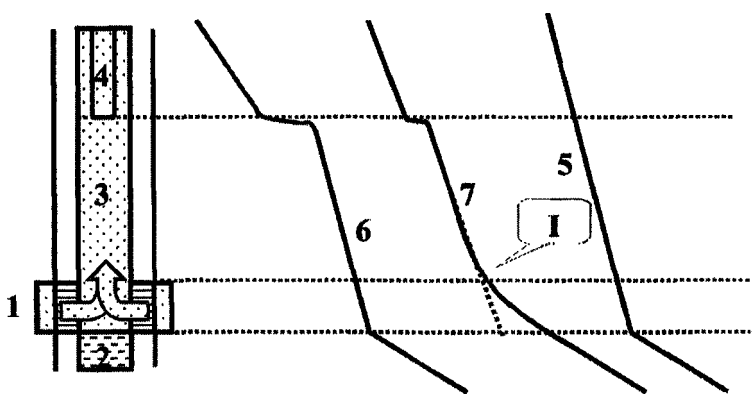


Рис. 5.54. **Распределение давления в действующей газовой скважине:** 1 – работающий газовый пласт; 2 – зумпф, заполненный жидкостью; 3 – ствол; 4 – НКТ, заполненные газом; 5 – барограмма в статике; 6 – барограмма при притоке газа; 7 – барограмма при притоке жидкости в отсутствии полного выноса жидкости из интервала ниже НКТ (по мере удаления от кровли пласта наблюдается экспоненциальное снижение содержания жидкости и плотности смеси в стволе – интервал I)

$$P_м = \lambda_м(Re) \cdot \frac{L \cdot w^2}{2g \cdot d}, \quad (5.70)$$

где $\lambda_м(Re)$ - коэффициент местного сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса (Re).

Перечисленные закономерности проявляются в действующей скважине в зависимости градиента давления от диаметра потока (рис. 5.54), а также в формировании локальных аномалий градиента в местах резкой смены диаметра, например входа в НКТ, движения через сужения потока в интервалах пакера и др. (рис. 5.55).

Частным случаем рассмотренных соотношений является формула для расчета градиента давления в вертикальной круглой трубе, учитывающая вес столба флюида и потери на трение.

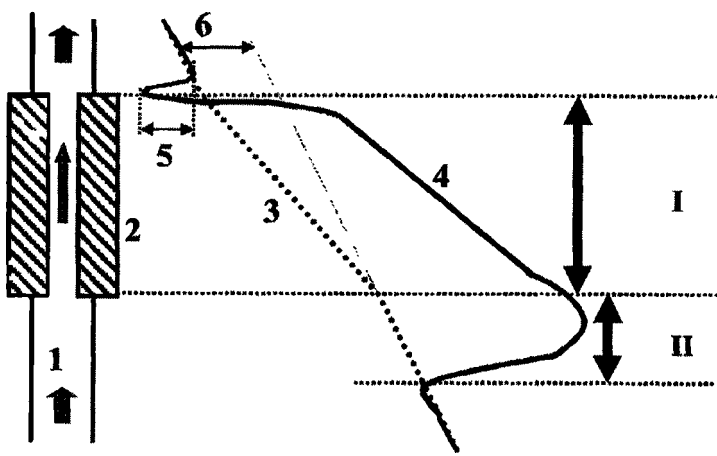


Рис. 5.55. **Особенности кривой давления при движении газа через сужение в интервале пакера:**
I – интервал пакера; II – длина скважинного прибора с грузами; 1 – НКТ; 2 – пакер; 3, 4 – барограммы без учета и с учетом перекрытия проходного сечения пакера скважинным прибором; 5 – прирост давления из-за перехода кинетической энергии потока обратно в потенциальную; 6 – безвозвратные потери давления после преодоления потоком интервала сужения

$$\frac{dP}{dH}=\gamma\cdot g+\frac{\lambda\cdot\gamma\cdot w^2}{2D}. \quad (5.71)$$

Информативные возможности барометрии в наклонно направленных и горизонтальных скважинах

Теоретические и методические проблемы, связанные с практической интерпретацией результатов барометрии в ГС пока еще не изучены до конца. Тем не менее, на сегодняшний день вполне понятны общие информативные возможности этого метода. Аналитические зависимости, описывающие распределение давления в стволе наклонных скважин не имеет принципиальных отличий по сравнению с условиями вертикальной скважины. Особенность интерпретации состоит в том, что при расчете проекции градиента давления по вертикали по величие измеренного градиента вводится поправка за угол наклона ствола.

Основная проблема здесь видится в том, что при движении многофазной смеси в наклонных скважинах с увеличением угла наклона создаются условия, способствующие образованию расслоенных структур потока. Поэтому резко снижается информативность других, используемых совместно с барометрией, средств измерения параметров потока.

Гамма-гамма плотностеметрия

Гамма-гамма плотностеметрия – количественный метод для определения плотности жидкости в стволе скважины. Метод позволяет разделять по плотности притоки воды, нефти, газа при высоких дебитах или определять плотность нефтегазоводяных эмульсий, плотность растворов ниже интервала перфорации.

По величине измеренной гамма-гамма плотномером плотности газожидкостной смеси возможна оценка объемного содержания компонент. В частности, содержание нефти и воды в смеси определяется из соотношения $\gamma_{см}=\gamma_в\cdot\varphi_в+\gamma_н\cdot(1-\varphi_в)$, где $\gamma_{см}$, $\gamma_в$, $\gamma_н$ – плотность смеси, воды, нефти соответственно; $\varphi_в$ – относительное содержание воды в жидкости.

При наличии в продукции газа для решения задачи используется соотношение:

$$\gamma_{см} = \gamma_в \cdot \varphi_в + \gamma_н \cdot (1 - \varphi_в - \varphi_г) + \gamma_г \cdot \varphi_г . \quad (5.72)$$

Обычно данное соотношение используется для оценки содержаний нефти и газа в смеси. При этом независимая оценка влагосодержания осуществляется с помощью диэлькометрической влагометрии и других методов оценки состава. Однако следует иметь в виду, что при высоком содержании газа в потоке смеси (при снижении плотности до 0.5 – 0.7 кг/м^3) эффективность плотностеметрии резко падает. Поэтому метод практически не используется в эксплуатационных газовых скважинах.

Одной из причин, вследствие которых гамма-гамма плотностеметрия может входить также и в разряд индикаторов, является точечный характер измерения плотности. В этом смысле данных датчик весьма схож с датчиком влагомера (камерное устройство).

Метод весьма эффективен при прослеживании пачек газированной нефти, воды, для определения интервалов разгазирования нефти в интервале пласта (при низких пластовых давлениях) и в верхней части ствола скважины. Результативность решения задач выделения нефтенасыщенных и обводненных интервалов в скважинах с большим процентом обводнения продукции и низким дебитом, а также при освоении пластов, слабо работающих нефтью через воду, – невелика. Пример диаграммы плотностеметрии дан на рис. 5.53 (кривая 7).

Более эффективно задача оценки истинных содержаний компонент смеси решается при использовании вместо гамма-гамма плотностемера датчика манометра. К числу несомненных преимуществ барометрии при решении названной задачи является высокая чувствительность, существенно меньшее влияние структуры потока, а также практически полное отсутствие показаний от положения прибора относительно оси скважины.

5.5.3. Индикаторные методы оценки «притока-состава», основные информативные эффекты

Влагометрия диэлькометрическая

Результаты влагометрии калибруются в единицах влажности (объемного содержания воды) смеси. При этом точность

калибровки в водонефтяных смесях невысока, а калибровку в газоводяных смесях не проводят из-за сложности эталонировочного устройства.

Показания диэлькометра существенно зависят от структуры газожидкостного потока флюида в стволе.

Одной из основных причин недостоверности калибровки стандартного (без пакерного устройства) влагомера являются существенно меньшие, чем диаметр потока флюида в стволе, размеры измерительной камеры. Вследствие этого показания датчика сильно зависят от положения прибора в скважине, особенно в неоднородном многокомпонентном потоке при отсутствии центрирующего устройства и в наклонной скважине.

Не менее значимой помехой является экспоненциальная форма градуировочной зависимости датчиков диэлькометров. Данная зависимость характеризуется практически полным отсутствием влияния влагосодержания на показания датчика в диапазоне содержания воды в продукции выше 40 – 60 %. Тем не менее, оценка объемного истинного влагосодержания диэлькометрическим методом весьма полезна при низких и средних обводненностях продукции (рис. 5.53, кривая 8).

Резистивиметрия индукционная

Величина удельной электропроводности флюида в стволе зависит от состава флюидов, структуры потока в стволе скважины; наличия в составе смеси воды, а также ее минерализации. При этом одной из наиболее существенных характеристик структуры потока, влияющих на показания метода, является гидрофильность или гидрофобность движущейся по стволу водогазонефтяной эмульсии. Для гидрофильной смеси существенно, является ли структура течения капельной или четочной. В последнем случае по результатам измерений возможна количественная оценка солености (минерализации) воды.

Однако вследствие одновременного влияния на результат большого числа факторов (влагосодержания смеси, минерализации вод, структуры потока, температуры среды) метод относится к числу индикаторов. Пример кривой резистивиметрии (9) дан на рис. 5.53.

В условиях гидрофобной смеси показания индукционного резистивиметра близки к нулевым значениям удельной электропроводности.

5.5.4. Методы оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинвх, основные информативные эффекты

Нейтронные методы

Известны следующие основные типы взаимодействия нейтронов с ядрами вещества горных пород и заполнителей скважины:

1. *Неупругое рассеяние* происходит, если «быстрый» нейтрон обладает энергией от 1 до 20 МэВ, достаточной для отрыва нуклонов от ядер. При этом нейтрон кратковременно объединяется с ядром, а затем покидает его, оставляя ядро возбужденным. Переход ядра в стабильное состояние сопровождается испусканием гамма γ-квантов. Энергия γ-квантов определяется химическим составом вещества. Поэтому по спектру длины волны гамма-излучения неупругого рассеяния можно судить о концентрации в горных породах различных элемен-

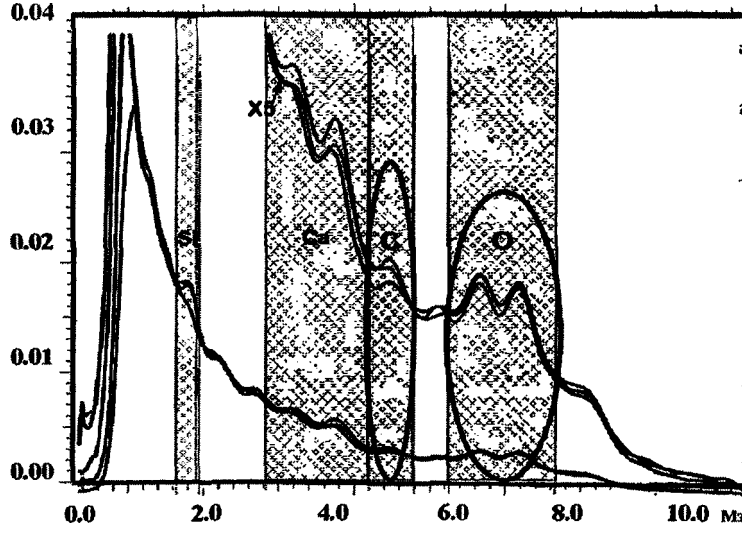


Рис. 5.56. **Пример энергетического спектра при неупругом рассеянии быстрых нейтронов:**
(по абсциссе – энергия вторичного гамма-излучения), выделены области поглощения на: Si, Ca, C, O

тов. Среди наиболее распространенных в стволе скважины и горных породах элементов аномальным спектром характеризуются углерод (С), кислород (О), кальций (Са), кремний (SI) и др. (рис. 5.56).

Время пребывания нейтрона в высокоэнергетическом состоянии не превышает 10 μс.

2. *Упругое рассеяние* является основным типом взаимодействия нейтронов с веществом и происходит во всем диапазоне энергий. При этом нейтрон взаимодействует с ядром, не возбуждая его и теряя энергию. Потеря энергии наиболее ощутима, если масса ядра и нейтрона сравнимы. Поэтому аномальным замедлителем в скважине является водород (Н), масса ядра которого равна массе нейтрона.

3. С момента падения замедления начальной энергии быстрых нейтронов (E_n=1 – 14 МэВ) до энергии около 0.025 эВ, сравнимой с тепловой, наблюдается *диффузия* нейтронов. При этом нейтроны не только отдают, но и получают энергию. В процессе диффузии нейтроны и среда находятся в тепловом равновесии, и средняя энергия нейтронов остается стабильной. Средняя продолжительность диффузии определяет время жизни тепловых нейтронов. Оно составляет порядка 5 мс, после чего практически все нейтроны поглощаются.

4. *Поглощение* (радиационный захват) вероятно после замедления нейтронов до уровня тепловой энергии среды (0.025 эВ). При захвате нейтрона ядро возбуждается, испуская гамма кванты. По энергии гамма-излучения радиационного захвата судят о содержании элементов с большим сечением захвата: хлора, бора, кремния и др. Среднее число квантов, испускаемых при захвате одного нейтрона, называется излучающей спопобностью.

5. После облучения нейтронами ядро не всегда остается в стабильном состоянии. Возможна искусственная активация элемента. В частности, при облучении кислорода нейтронами с энергией не ниже 10.2 МэВ образуется изотоп азота N^{16} с периодом полураспада 7.3 с.

Количественными характеристиками взаимодействия нейтронов с веществом являются *эффективные сечения рассеяния и захвата*, определяемые вероятностью конкретного взаимодействия (упругого и неупругого рассеяния, поглощения, активации и пр.). Полное сечение определяет вероятность того, что происходит любое из названных взаимодействий.

Нейтронные параметры горных пород и пластовых флюидов существенно зависят от концентрации ядер водорода, характеризуемой водородным индексом или водородосодержанием (W). Водородосодержание определяется, как отношение концентрации атомов водорода в исследуемой среде к их концентрации в пресной воде.

Учитывая, что водоросодержания углеводородов (нефти, газа, конденсата) очень близки, взаимозависимость суммарного водородосодержания коллектора W_{Σ} и его компонент определяется формулой:

$$W_{\Sigma} = (1-K_{п})(1-C_{гл})W_{ск} + (1-K_{п})C_{гл}W_{гл} + \\ +K_{п}W_{гл}(1-K_{нг}) + K_{п}K_{нг}W_{нг} + \Delta W \quad , \qquad (5.73)$$

где $W_{ск}$,$W_{гл}$, $W_{в}$,$W_{н.г}$ – водородосодержания скелета коллектора, глины, воды, углеводородов; $K_{п}$, $K_{нг}$ – коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности; $C_{гл}$ – объемная глинистость.

Поправка $\Delta W=\Delta W_{пл}+\Delta W_{лит}+\Delta W_{Cl}$ учитывает влияние плотности $\Delta W_{пл}$, литологии пласта $\Delta W_{лит}$ и хлорсодержания ΔW_{Cl}.

При отсутствии водорода в скелете горной породы $W_{ск}=0$, малой глинистости $K_{гл}=0$, насыщении пор либо углеводородами $W_{н.г}=W$, $W_{в}=0$, либо водой $W_{в}=W$, $W_{н.г}=0$ водородосодержание пропорционально коэффициенту пористости.

Стационарный нейтрон-нейтронный метод

Нейтрон-нейтронный метод предполагает облучение пород быстрыми нейтронами и их регистрацию после замедления. В практике ГИС используются две модификации метода, основанные на регистрации тепловых (ННК-т) и надтепловых (ННК-нт) нейтронов.

Зонд для ННК включает источник нейтронов и находящийся на фиксированном расстоянии от него (длина зонда) детектор нейтронов. Источник и детектор разделены экраном, препятствующим регистрации прямого нейтронного и гамма-излучения источника.

Основным информативным эффектом метода является замедление нейтронов, определяемое концентрацией в горных породах ядер водорода (водородным индексом или во-

дородосодержанием W). В серийной скважинной аппаратуре расстояния между источником и детектором нейтронов (длина зонда) обычно составляет 35 – 55 см. В этих условиях (так называемые «послеинверсионные» зонды) показания ННК уменьшаются с ростом величины *W*. Для таких зондов показания ННК обратно пропорциональны логарифму водородосодержания. Линейность этой связи сохраняется в диапазоне значений W от 0.02 до 0.5.

На фоне этого фактора существенно сказывается эффект поглощения. Степень воздействия данного эффекта определяет различия между модификациями ННК-т и ННК-нт.

Сечения рассеяния нейтронов для большинства породообразующих элементов существенно больше, чем сечения захвата. Поэтому надтепловые нейтроны быстро теряют энергию, переходят в разряд тепловых и относительно долго пребывают в состоянии диффузии. Вследствие этого:

1) интенсивность регистрируемого методом ННК-т излучения существенно больше, чем ННК-нт;

2) на показания ННК-т влияют не только замедляющие, но и диффузионные и поглощающие свойства горных пород, определяемые коэффициентом диффузии и времени жизни тепловых нейтронов.

Основным поглощающим компонентом породы является высокоминерализованная пластовая вода. Это связано с аномальной поглощающей способностью содержащегося в ней хлора. Хлор уменьшает плотность тепловых нейтронов и снижает показания в водоносных пластах по сравнению с нефтеносными. Таким образом, преимуществом ННК-т является его более высокая информативность. Однако в ряде случаев это затрудняет однозначное разделение пород по водородосодержанию.

Общим недостатком всех модификаций ННК является влияние ствола скважины, которое наиболее существенно для модификации ННК-т. Не менее важным недостатком метода является значительно меньшая, чем у НГК глубинность. Это ограничивает применение метода в обсаженных скважинах.

Стационарный нейтронный гамма-метод

Стационарный нейтронный гамма-метод (НГК) предполагает облучение горных пород стабильным источником быстрых нейтронов (E_n энергии порядка 3 – 5 МэВ) и регистрацию возникающего при этом гамма-излучения. Зонд для НГК включает ис-

точник нейтронов и находящийся на фиксированном расстоянии от него (длина зонда) детектор гамма-излучения. Источник и детектор разделены экраном, препятствующим регистрации прямого нейтронного и гамма-излучения источника.

Основной вклад в регистрируемое гамма-излучение дает радиационный захват нейтронов ядрами элементов горных пород и вещества скважины. Радиационному захвату предшествует замедление и диффузия нейтронов в скважине.

Интегральная модификация стационарного НГК предполагает измерение суммарной интенсивности гамма-излучения всех энергий. Этот параметр зависит от замедляющих и поглощающих свойств горных пород и их плотности.

Основным информативным эффектом метода является замедление нейтронов, определяемое водородосодержанием W. В серийной скважинной аппаратуре расстояния между источником нейтронов и детектором гамма-квантов (длина зонда) составляет 50 см и более. В этих условиях («послеинверсионные» зонды) показания НГК уменьшаются с ростом величины W. Поэтому показания НГК максимальны в плотных разностях, нефтегазонасыщенных породах (среды с аномально низким водородосодержанием) и уменьшаются с ростом глинистости пород и водонасыщенности порового пространства.

Дополнительный вклад в показания НГК вносят процессы поглощения нейтронов, в основном определяемые содержанием хлора в пластовой воде. Влияние этого фактора имеет специфику по сравнению с ННК. С одной стороны, наличие хлора приводит к уменьшению плотности тепловых нейтронов. Соответственно уменьшается количество захватов нейтронов и обусловленное захватами испускание гамма-квантов протекает с меньшей частотой. С другой стороны количество гамма-квантов, приходящихся на один захват для хлора, существенно больше, чем для водорода. Причем при малой пористости превалирует первый из названных эффектов, и показания НГК в водоносных пластах меньше, чем нефтегазоносных. При высокой пористости показания НГК в водоносных пластах, наоборот, максимальны.

При малой (до 100г/л) минерализации воды воздействие этого фактора невелико. В этом случае нефте- и газонасыщенные породы практически не отличаются по нейтронным свойствам. Колонны обсадных или насосно-компрессорных труб, элементы подземного оборудования уменьшают интен-

сивность гамма-излучения радиационного захвата. Поэтому показания НГК при прочих равных условиях в обсаженной скважине меньше, чем в открытом стволе, и занижены в интервалах НКТ, фильтра пакера и пр. Увеличение количества жидкости в стволе также приводит к уменьшению показаний НГК.

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-метод («С/О–каротаж»)

Данный метод называют также методом неупругого рассеяния быстрых нейтронов (ГИНР). Его сущность состоит в облучении породы импульсами нейтронов высокой энергии (порядка 14 МэВ) и регистрации энергетического спектра вторичного гамма-излучения неупругого рассеяния. При неупругом рассеянии нейтрон отскакивает от бомбардируемого ядра вещества, возбуждает его, и ядро испускает так называемое неупругое гамма-излучение, по энергии которого оценивают состав вещества. При активации углерода образуются гамма-кванты с энергией около 4.4 МэВ, а на ядре кислорода с энергией около 6 МэВ. Импульсы испускания быстрых нейтронов при исследованиях создают с помощью скважинного генератора нейтронов путем ускорения ионов дейтерия, бомбардирующих мишень из трития. Использование разных временных окон при регистрации позволяет различать гамма-излучение от разных типов взаимодействия, т.к. неупругое гамма-излучение возникает и может быть зафиксировано фактически только в процессе нейтронной посылки (порядка 10 μс).

Параллельно регистрируются гамма-излучение радиационного захвата быстрых нейтронов (ГИРЗ), для которого неупругое гамма-излучение является помехой (фоном). Поэтому его наряду с естественным гамма-излучением вычитают из общего спектра. По полученному таким образом чистому спектру неупругого рассеяния определяют относительное содержание углерода (С) и кислорода (О) в породе или их отношение С/О. Содержание углерода связано с наличием в среде углеводородов (нефти, газа, конденсата). Содержание кислорода обусловлено присутствием воды и окислов в минеральном скелете.

Таким образом, отношение этих параметров является функцией соотношения их концентраций. Оно зависит от пористости, литологии и нефтенасыщенности пород. Эффективность изучения этих параметров не зависит от минерализации пластовых вод.

Технология подобных измерений является достаточно сложной. Излучатель нейтронов работает в импульсном режиме. Длительность импульса составляет около 10-20 μс, период излучения импульсов – 50 – 100 μс. Поскольку длительность процесса замедления нейтронов не превышает первых микросекунд, спектры гамма-излучения регистрируются в процессе излучения импульса. В процессе измерения наряду с информативным спектром неупругого рассеяния нейтронов регистрируется фоновый спектр гамма-излучения захвата и наведенной активности. Фоновый спектр связан с нейтронами, образовавшимися в процессе текущего и предшествующих импульсов. Для регистрации фонового спектра производят периодические (раз в несколько секунд) измерения гамма-излучения при выключенном генераторе.

Чтобы обеспечить достаточную достоверность измерения спектра, скорость записи должна быть не более 100 м/час.

Недостатком метода является присутствие в породах элементов с близким к изучаемому энергетическим спектром вторичного гамма-излучения.

Так, полоса спектра углерода достаточно узкая. Энергия гамма-квантов неупругого рассеяния составляет $E\gamma$=4.43 МэВ, микроскопические сечение взаимодействия σ_n=164.5 мб (миллибарн).

При неупругом рассеянии на атомах кислорода (O) наиболее вероятно образование гамма-квантов с энергией E_γ=6.13 МэВ (σ=283.8 мб). Но одновременно вероятно возникновение гамма-квантов с энергией E_γ=7.12, 6.92 и 3.68 МэВ (σ_n=62.8, 47.7 и 69.1 мб соответственно). Близкими спектрами характеризуются кальций (Ca) (E_γ=3.9 и 3.73 МэВ, σ_n=47.7 и 113 мб) и кремний (Si) (E_γ=6.89 и 5.9 МэВ, σ_n=46.5 и 49 мб). Этот эффект является серьезной помехой, так как при интерпретации необходимо учитывать степень карбонатности цемента скелета пород. С другой стороны, аномалии спектра, обусловленные присутствием в породах других, реже встречаемых элементов (Fe, Cl, S и др.), несут дополнительную информацию о литологии и коллекторских свойствах пород.

Глубинность метода меньше, чем у ННК (не более 10 – 12 см), что делает его использование для оценки текущей насыщенности в обсаженных скважинах весьма проблемным.

Импульсный нейтрон-нейтронный метод

При импульсном нейтрон-нейтронном методе породу облучают прерывистым потоком быстрых нейтронов, а в перерывах между циклами облучения изучают динамику изменения параметров поля нейтронов во времени. Плотность тепловых нейтронов N_n убывает со временем t по экспоненте. Основными количественными характеристиками этого процесса являются среднее время жизни тепловых нейтронов τ_n и коэффициент диффузии D. Величина τ_n определяет темп временного затухания потока нейтронов:

$$N_n = N_{n_нач} \cdot \exp(-t/\tau_n). \quad (5.74)$$

Величину, обратную времени жизни, называют декрементом временного затухания:

$$\lambda_n = -d(\ln N_n)/dt = \tau_n^{-1}. \quad (5.75)$$

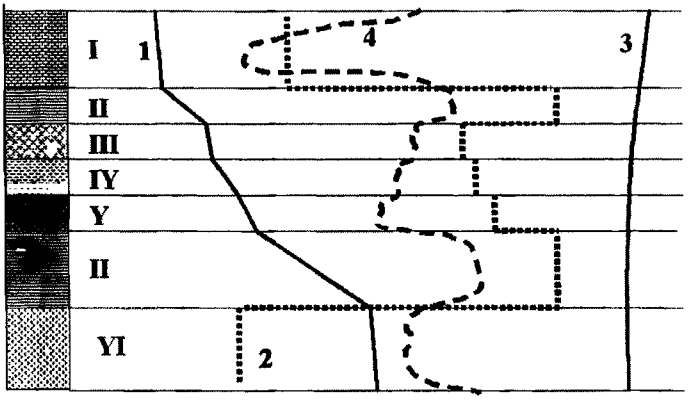


Рис. 5.57. **Влияние дифференциации пород по тепловым свойствам на геотермическое поле и на восстановление температуры в скважине, простаивающей после искусственного теплового воздействия:**

1 – геотермограмма; 2 – геотермический градиент; 3, 4 – термограммы в действующей и остановленной скважине; I – YI – пласты, отличающиеся по литологии и насыщению (I – известняк, II – глина, III – Y – газо(водо) нефтенасыщенный песчаник, YI – соль)

Таблица 5.10

Информативные признаки ПГИ на стационарном (СТЦ) режиме

Задача	Используемые информативные признаки по методам	Критерии и методы интерпретации, ограничения и неоднозначности интерпретации по методам
Состояние, поведение и технологические параметры скважины		
Термобарические условия в скважине, параметры фонового поля Т и Р	БМ, ТМ – изменение естественной температуры и ее градиента по глубине в связи: - с дифференциацией горных пород по тепловым свойствам, обусловленной литолого-петрофизическими особенностями разреза (рис. 5.57) - с гидрогеологическими и тектоническими особенностями района	Измерение температуры и давления на заданных глубинах. Анализ термобарических условий в скважине. Оценка стабильности режима по незменности во времени термобарических параметров. Использование результатов термических исследований для уточнения особенностей разреза скважины, уточнения гидрогеологических и тектонических особенностей района
Уровни раздела фаз в стволе	Методы оценки «притока-состава» – скачкообразное изменение значений измеряемых параметров на границах раздела фаз: жидкость-газ, вода-нефть (конденсат) – рис. 5.58, кривые 4, 5	Фиксация глубин, на которых имеют место резкие изменения измеряемых параметров. Уровень раздела «газ-жидкость» фиксируется наиболее четко из-за аномальных свойств газа
Профили плотности смеси, истинных и расходных содержаний фаз		
Плотность заполнителя ствола по БМ	БМ – зависимость градиента давления от плотности заполнителя ствола (кривая 3 на рис. 5.58)	Определение градиента давления дифференцированием барограммы. Расчет плотности заполнителя ствола
Перетоки и утечки по негерметичному заколонному пространству		
Движение жидкости и газа по негерметичному заколонному пространству	ТМ – отличие температуры в интервале перетока от геотермической. Наличие на термограмме экспоненциальных участков вне работающих пластов, связанных с теплообменом движущегося по стволу флюида с вмещающими породами (рис. 5.59). Присутствие признаков притока и поглощения в пределах отдающих и принимающих (перетекающий флюид) пластов, в том числе – аномалий дросселирования флюида в пределах отдающего пласта и канала перетока (рис. 5.59)	Выделение аномальных интервалов. Отличие знака эффекта дросселирования для жидкости и газа используется как информативный признак перетока, но при перетоке газожидкостной смеси оно является причиной неоднозначной интерпретации термограмм (неоднозначность усугубляется возможной неравномерностью дросселирования из-за влияния размеров и формы канала перетока). Анализ поведения температуры и ее градиента по глубине и определение направления движения флюида. При дебите перетока ниже 0.002-0.005кг/с движение флюида не отражается на ТМ. При дебите выше 1кг/с по ТМ можно определить лишь факт, но не направление перетока. Фиксация локальных аномалий ТМ, количественная обработка ТМ по специальным технологиям
Геолого-технологические параметры пластов в разрезе скважины		
Насыщение пластов	НК-аномалии, обусловленные пониженным водородосодержанием (газоносные пласты), и наличием в пластовом флюиде элементов с аномальным сечением захвата нейтронов (Cl)	В отсутствие достоверной информации о литологической характеристике и компонентном составе породы в оценке текущего насыщения возможны существенные погрешности
Работающие толщины пласта	ТМ – отличие температуры движущегося в пределах работающей толщины флюида от естественной (например, при нагнетании в пласты холодной воды, при дросселировании флюида и т.п.) ГК – наличие аномалий РГЭ.	Для уверенной интерпретации необходимо наблюдать динамику развития аномалий во времени

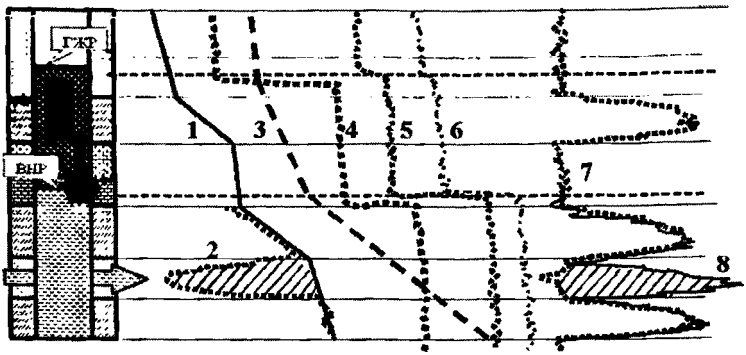


Рис. 5.58. **Кривые ПГИ в неработающей скважине:**
1 – геотермограмма; 2 – то же при влиянии закачки воды в продуктивный пласт; 3 – барограмма; 4 – диаграмма плотностемера (в единицах плотности); 5 – диаграмма диэлькометра (влагомера) в единицах влажности; 6 – резистивиметрия в единицах проводимости; 7 – кривая ГМ; 8 – то же при влиянии РГЭ в интервале закачки воды в продуктивный пласт

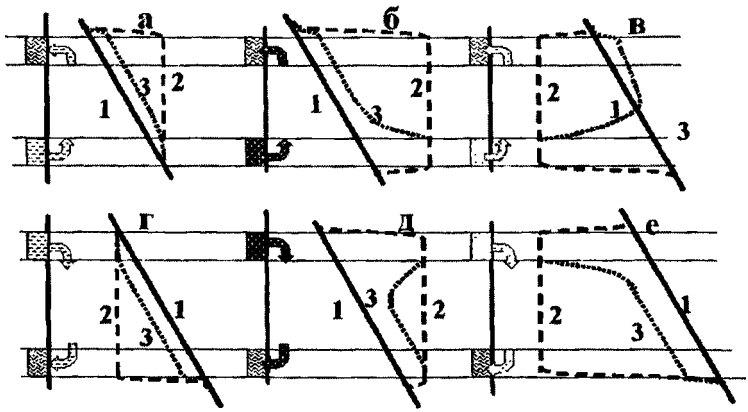


Рис. 5.59. Теоретические термограммы в интервале межпластовых перетоков в неработающей скважине:
а, б, в – сверху вниз; г, д, е – снизу вверх; а, г – в отсутствие эффекта дросселирования; б, д – при положительном эффекте; в, е – при отрицательном эффекте;
1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при высоком и малом дебите перетока

Величина D определяет динамику изменения во времени пространственного распределения нейтронов, характеризуемую пространственным декрементом затухания:

$$\chi = Df(l,t)/dt, \qquad (5.76)$$

где $f(l,t)$ - функция ширины зоны распространения нейтронов в пространстве l и времени t.

5.6. ИНФОРМАТИВНОСТЬ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

5.6.1. Неработающие скважины

Близкие к стационарным условия исследований характерны лишь для малого числа объектов ГИС-контроля. В их числе наблюдательные неперфорированные скважины подземных газохранилищ и месторождений нефти и газа; реже – скважины, длительно простаивающие после эксплуатации или капитального ремонта. Аналогичные условия могут наблюдаться в зумпфе действующей скважины. Описание режима работы этих скважин как стационарного – весьма условно. Скорее это квазистационарная статика в большей части ствола, квазистационарная и нестационарная динамика в локальных аномальных интервалах (в пределах работающих толщин пластов, эксплуатируемых соседними скважинами, интервалов заколонных перетоков). В этих условиях разница в информативности исследования, обусловленная присутствием в скважине газовой фазы, минимальна и касается лишь некоторых локальных задач.

Наиболее характерные информативные признаки, лежащие в основе интерпретации ПГИ, и способы их использования перечислены в таблице 5.10. [1, 12, 15, 25, 54, 109, 112, 136].

Обзор возможностей современного комплекса ПГИ для условий неработающей скважины позволяет сделать следующие выводы:

Возможности ПГИ в неработающих скважинах существенно ограничены. Тем не менее, с помощью промыслово-геофизических методов удается решать достаточно широкий спектр геолого-промысловых задач.

Условия исследований наиболее благоприятны для определения местоположения и динамики движения контактов (ГЖК,

ВНК), контроля обводнения, оценки текущего насыщения пластов, изучения процесса формирования вторичных залежей газа.

Основная проблема ПГИ в подобных скважинах состоит в том, что условия проведения исследований не оптимальны для решения многих задач. При этом возможности целенаправленного выбора и регулирования условий ограничены или вовсе исключены.

Еще одна проблема состоит в неоднозначном толковании аномалий вследствие одновременного воздействия на результаты геофизических измерений нескольких процессов (факторов). Эта проблема стоит особенно остро при изучении межпластовых перетоков по термограммам.

Работа газоносных пластов повышает рельефность наблюдаемых температурных аномалий, но увеличивает неоднозначность интерпретации.

Различие знака температурных аномалий при движении жидкости и газа затрудняет толкование данных термометрии при перетоках газожидкостной смеси.

Повысить однозначность интерпретации с помощью активного воздействия на скважину и пласты чаще всего невозможно. Это основной недостаток данного типа условий проведения ПГИ.

5.6.2. Скважины, работающие в стабильном режиме

Одним из основных способов исследований скважин этого типа является регистрация геофизических параметров при стабильном дебите. В этом случае можно использовать достаточно сложные и тонкие приемы обработки материалов ПГИ без необходимости воздействия на условия исследований. Арсенал подобных приемов достаточно богат и опирается на результаты многочисленных теоретических и экспериментальных работ, а также опыт промысловых измерений [1, 12, 15, 25, 54, 109, 112, 136].

С другой стороны, этот тип объектов не исключает использования ряда специальных режимов исследований. В их числе кратковременная остановка скважины, ее пуск после непродолжительного простоя, резкое изменение режима эксплуатации (дебита, депрессии на пласты). В совокупности перечисленные способы дают большой набор информативных признаков и количественных связей для интерпретации материалов [60, 129].

Таблица 5.11

Информативные признаки ПГИ на режиме установившейся динамики (ДИН), на разных режимах (РЕЖ), при пуске (ПУС), остановке (ОСТ) скважины

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации, ограничения, неоднозначности
Технические параметры скважины			
Элементы конструкции скважины	ДИН	РМ – аномалии, обусловленные изменением сечения потока флюида в стволе	Анализ аномалий с привлечением информации об особенностях конструкции, режиме работы
		ПГИ – аномалии, обусловленные техническими параметрами элементов конструкции (например, влиянием на НК, ЛЛ таких элементов конструкции, как: НКТ, пакер) - рис. 5.60	Аномалии методов оценки «притока-состава» характерны для газовых скважин с высокими скоростями движения потока (возможно неоднозначное толкование выявленных аномалий.)
Состояние, поведение и технологические параметры скважины			
Термобарические условия в скважине	ОСТ	БМ, ТМ – изменение геотермической температуры и гидростатического давления под воздействием процессов в скважине и пластах, связанных с их эксплуатацией	Разновременные измерения давления. Сопоставление давления и температуры для серии иестационариых режимов
		Изменение температуры, обусловленное дифференциацией по глубине тепловых свойств пород (рис. 5.60) и заполнителя заколонного пространства (рис. 5.61)	Анализ аномалий с привлечением информации о литологии пород и качестве цементирования.
Уровни раздела фаз, изменение структуры потока	ДИН РЕЖ ОСТ	ПГИ - изменение параметров по глубине, обусловленное изменением фазового состава заполнителя ствола, структурой многофазного потока, эффектом барботажа (рис. 5.62)	Фиксация скачков измеряемых параметров на границах смены состава и структуры заполнителя. Анализ изменения границ от режима к режиму и во времени (интерпретации препятствует движение флюида по стволу скважины)
Характеристика продукции	ДИН РЕЖ ПУС	ПГИ – изменение параметров в связи с изменением интенсивности, состава и структуры потока флюида в интервале выше продуктивной толщи (рис. 5.63)	Определение интегральных параметров потока в НКТ. Потенциальные возможности метода максимальны в газожидкостной среде из-за большой контрастности гидродиамических процессов
Профили плотности и истинных и расходных фазовых содержаний			
Содержание воды по влагометрии	ОСТ ДИН	ВЛ – зависимость диэлектрической проницаемости заполнителя ствола от объемной влажности (рис. 5.63, кривая 2'; рис. 5.62, кривые 1', 3').	Расчет профиля влагосодержания по ВЛ (показания влагомеров существенно зависят от положения прибора в скважине и структуры потока, особенно – при работе газожидкостной смесью)
Плотность заполнителя ствола по барометрии	ОСТ ДИН	БМ – зависимость градиента давления от плотности заполнителя ствола (рис. 5.63, кривая 2^0, рис. 5.64, кривая 5).	Приближенный расчет плотности (возможны ошибки из-за неучета изменения давления во времени). В высокодебитных газовых скважинах учитывают влияние гидравлических потерь (ошибки связаны с недостоверностью данных о скорости и вязкости компонент потока, шероховатости труб и др.)
Фазовый состав двухфазной смеси	ОСТ ДИН	БМ – зависимость состава смеси от плотности	Определение плотности смеси по ЛЛ или по градиенту давления (БМ), расчет объемного содержания фаз. Точность расчетов связана с надежностью учета факторов-помех (влияние газа лучше оценивать по БМ)

Продолжение табл. 5.11

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации, ограничения, неоднозначности
Фазовый состав трехфазной смеси	ОСТ ДИН	БМ, ВМ – зависимость состава смеси от плотности. Зависимость диэлектрической проницаемости заполнителя ствола от объемной влажности	Определение плотности газожидкостной смеси по ПЛ или по градиенту давления, определение объемной доли воды по ВЛ, расчет объемного содержания фаз (достоверность интерпретации обусловлена метрологией влагометрии)
Расходные фазовые параметры потока флюида в стволе	ДИН	РМ, методы оценки «притока-состава» – связь истинных, расходных фазовых характеристик потока и измеряемых гидродинамико-геофизических параметров (расхода, давления, температуры, влажности и пр.) посредством известных теоретических и эмпирических зависимостей	Регистрация профилей параметров и их совместная количественная обработка для определения структуры, гидравлических потерь потока, истинных и расходных фазовых содержаний (достоверность результата зависит от точности исходных данных и надежности эмпирических связей, наличия газа в продукции скважины повышает контрастность эффектов, но снижает точность измерений)
Геолого-технологические параметры пластов в разрезе скважины			
Работающие толщины пластов	ОСТ	ТМ – замедленный темп восстановления естественной температуры работавших пластов, обусловленный тепловым воздействием на пласты в течение предшествующего цикла работы скважины (рис. 5.61)	Выделение аномалий температуры в пределах работающих толщин. Границы пластов нечетки из-за теплообмена с вмещающими породами. Помехой при интерпретации является влияние литологии, конструкции скважины, состояния цементного кольца и т.п.
Интервалы между работающими пластами	ДИН	ТМ – экспоненциальное изменение температуры с глубиной выше притока, вследствие теплообмена движущегося вверх по стволу флюида с вмещающими породами (рис. 5.65)	При работе скважины с дебитом до 0,5 – 1 кг/с градиент температуры меняется и вне работающих пластов вследствие теплообмена потока в стволе с окружающими породами. Это затрудняет определение границ близко расположенных пластов
Интервалы притока	ДИН	РМ, ТИ – изменение скорости потока, обусловленное притоком в скважину новых порций флюида (газа и жидкости) – рис. 5.65	Выделение интервалов резкого изменения скорости (при скоростях потока менее 0.2 м/с) по РМ мало информативно
		ТМ – изменение температуры вследствие дросселирования флюида при притоке из из пласта и его смешивания с находящимся в стволе флюидом, описываемое соотношениями дросселирования (в подошве нижнего интервала притока) и калориметрического смешивания (в пределах вышележащих интервалов) – рис. 5.65	Изучение изменения температуры и ее градиента по глубине. Определение подошвы нижнего отдающего пласта по аномалии дросселирования (при длительной работе скважины подошва фиксируется нечетко вследствие теплообмена пластов с вмещающими породами). Определение вышележащих границ по аномалиям калориметрического смешивания (точность фиксации границ зависит от соотношения температур и дебитов потоков флюида, притекающих по стволу и из пластов)
	РЕЖ	ПГИ – изменение аномалий в интервалах притока в зависимости от режима (рис. 5.63, 5.64)	Наличие газа в продукции увеличивает контрастность аномалий, но повышает неоднозначность из-за разного знака эффектов дросселирования для жидкости и газа

Продолжение табл. 5.11

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации, ограничения, неоднозначности
	ПУС	Методы оценки «притока-состава» – изменение показаний в связи с изменением состава флюида в зоне притока	Сопоставление результатов измерений по режимам увеличивает достоверность результата
Работающие пласты и интервалы движения флюида за НКТ	ДИН	ТМ – аномалии температуры, обусловленные теплообменом потоков флюида внутри и за НКТ (рис. 5.66)	Выделение отличий распределения температуры в интервале НКТ от экспоненциального, обусловленного теплообменом флюида с вмещающими породами. Аномалии значимы лишь в случае, если дебит в НКТ не более 1 кг/с, и дебиты потоков флюида внутри и за НКТ сравнимы
	ОСТ	Аномалии температуры ТМ, обусловленные движением флюида по НКТ до остановки скважины (рис. 5.67)	После остановки скважины экранирующее влияние потока флюида в НКТ ослабевает и проявляются нарушения температуры, обусловленные предшествующим (до остановки) движением флюида за НКТ
Интервалы поглощения	ДИН ОСТ	РМ, ТИ – изменение скорости потока, обусловленное уходом из ствола части флюида. ТМ – экспоненциальное изменение температуры вследствие теплообмена движущегося вниз флюида с вмещающими породами (рис. 5.65 б). ТМ – скачок температуры в пределах нижней границы движения флюида в стволе или пласте (рис. 5.65 б). Методы оценки «притока-состава» – изменение состава заполнителя ствола ниже интервалов поглощения ТМ – аномально низкий темп восстановления естественной температуры в интервалах, поглощавших в процессе закачки (рис. 5.65 б, г)	Выделение интервалов изменения скорости на расходограммах. Ниже поглощающего пласта дебит уменьшается и фиксируется изменение градиента температуры. При дебите выше 1 кг/с термограмма вне интервалов поглощения практически безградиентна и по ней можно определить лишь нижнюю границу движения флюида в стволе. Фиксация нижней границы возможна лишь при резком различии температур у нагнетаемого флюида и у пласта, что достигается подбором режима закачки. Фиксируется лишь при различии состава нагнетаемого флюида и флюида, первоначально находящегося в стволе скважины.
Интервалы поступления воды	ДИН РЕЖ	ТМ – увеличение температуры поступающей из пласта жидкости вследствие дросселирования (рис. 5.63, 5.64) Методы оценки «притока-состава» – изменение плотности и фазового состава жидкости в стволе (рис. 5.63, 5.64) ПГИ – изменение расходных содержаний жидкости в стволе вследствие поступления новых порций жидкости	Выделение положительного скачка температуры. Приток воды можно выявить только из нижнего из (совместно эксплуатируемых) пластов в отсутствие одновременного поступления газа. Фиксация изменений показаний при определении «притока-состава». В скважинах, где жидкость скапливается в стволе, ее истинное содержание не соответствует расходному, что неоднозначно указывает на источник обводнения. Определение изменения с глубиной расходного содержания и дебита жидкости решением уравнения двухфазного потока. Фиксация притока жидкости по увеличению значений этих параметров.

Продолжение табл. 5.11

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации, ограничения, неоднозначности
Профиль притока (поглощения) и фазовые дебиты пластов			
Межпластовые перетоки по внутриколонному пространству скважины	ДИН РЕЖ ПУС ОСТ	ПГИ – одновременно признаки притока и поглощения в скважинах, работающих в режиме нагнетания и отбора (рис. 5.67, 5.68) БМ – аномальное давление в стволе, обусловленное разницей давлений источников и приемников перетока	Выделение аномальных интервалов (возможна неоднозначность интерпретации за счет влияния предшествующих циклов работы скважины). Достоверность суждения зависит от контрастности разницы в давлениях (эффект наиболее контрастен в газовой скважине)
		ТМ – наличие на термограмме экспоненциальных участков вне работающих пластов, связанных с теплообменом движущегося по стволу флюида, с вмещающими породами (рис. 5.67, 5.68, 5.69) ПГИ резкое изменение интенсивности притока (поглощения), переход пласта от работы на приток (поглощение) на поглощение (приток) при смене режима рис. 5.68. Обусловленное перетоком изменение уровня раздела фаз в стволе ТМ – аномальный темп изменения температуры БМ – аномальное поведение КВД или КВУ, обусловленное различием давления в пластах	Анализ поведения температуры и ее градиента по глубине и определение направления движения флюида Выделение аномальных интервалов и анализ динамики изменения аномалий от режима к режиму. Косвенное суждение о перетоке по поведению уровня раздела фаз или давления при смене режимов. Косвенное суждение о перетоке на основании темпа изменения температуры во времени или особенностей термограмм, обусловленных массопереносом. Косвенное суждение о перетоке по аномальному темпу изменения давления во времени и несоответствию пластового давления по КВД гидростатическому давлению (возможно неоднозначное толкование ТМ)
Пластовые давления, фильтрационные параметры пласта и термодинамические свойства флюида	ДИН РЕЖ ОСТ ПУС	РМ, ТИ, ВЛ, ТМ – связи между параметрами пласта и свойствами поступающего из пласта флюида через уравнения: дросселирования, фильтрации БМ, ТМ – зависимость поведения давления и температуры в скважине от первоначальных (до остановки) термобарических условий в пласте, пластового давления, свойств коллектора и пластового флюида	Совместное решение систем уравнений для совокупности режимов (в частности, для оценки параметров пласта и пластового флюида). Высокая интенсивность тепломассопереноса в газожидкостной среде, с одной стороны, увеличивает точность количественных оценок, с другой, препятствует достоверному определению исходных для расчетов параметров. Обработка результатов РМ и БМ и методом индикаторных диаграмм. Анализ особенностей поведения температуры и давления во времени на глубине пласта (КВД и КВТ). Обработка КВД с учетом неоднородности пласта, переменного дебита скважины. Анализ поведения температуры и давления на глубине во времени

Окончание табл. 5.1

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации ограничения, неоднозначности
Перетоки и утечки по негерметичному заколонному пространству, негерметичность элементов конструкции скважины			
Движение жидкости и газа по негерметичному заколонному пространству	ДИН РЕЖ	ТМ – аналогично решению задачи в условиях стационарного режима. ПГИ – одновременное присутствие признаков притока и поглощения в скважинах, работающих в режиме нагнетания или отбора (рис. 5.69 – 5.73)	Выделение аномальных интервалов и анализ динамики изменения аномалий от режима к режиму с использованием критериев таблицы 5.10. Количественная обработка ТМ по специальным технологиям
	ОСТ ПУС	ПГИ – резкое изменение интенсивности притока (поглощения), переход пласта от режима работы на приток (поглощение) на режим поглощения (приток). ТМ – аномальный темп изменения ТМ во времени (рис. 5.74, 5.75)	Изучение особенностей переходных процессов при пуске, остановке и изменении режима работы скважины
Движение флюида через негерметичности колонн и муфт	ДИН РЕЖ	ПГИ – аномалии в неперфорированных интервалах, характерные для работающих пластов (рис. 5.71 б)	Выделение аномалий согласно известным критериям, аналогичным критериям выделения «притока-состава»
		Кривые методов оценки ТС – аномалии, обусловленные нарушением сплошности обсадных колонн	Информативность методов ТС на признаки акустических и электромагнитных полей по нарушению сплошности металла труб обсадных колонн
Приток (поглощение) флюида через негерметичный зумпф скважины	ОСТ ДИН РЕЖ	ТМ – отличие температуры в зумпфе от геотермической. РМ – наличие признаков движения флюида в зумпфе. ПГИ – изменение интенсивности притока (поглощения) и состава флюида в зумпфе при изменении режима работы скважины (рис. 5.76, 5.77)	Фиксация признаков движения флюида в зумпфе Анализ изменения параметров ПГИ в зумпфе при изменении режима работы скважины
При последующем изложении при идентификации типов режимов установившейся динамики используются обозначения: ФНТ – фонтанирование, ЗАК – закачка (нагнетание), ИЗЛ – излив после нагнетания, КМП – стабильный отбор при работе компрессора, ГЗЛ – газлифтная эксплуатация.			

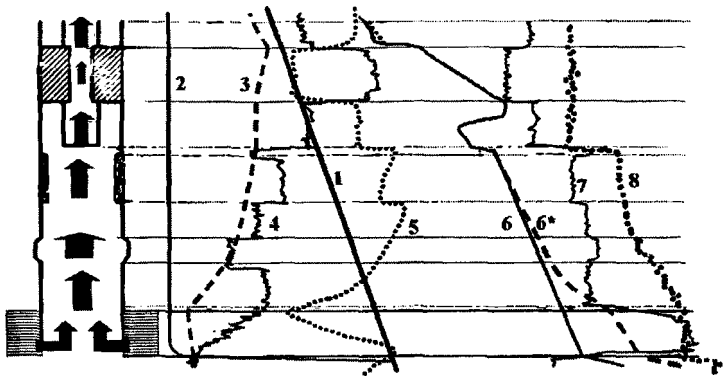


Рис. 5.60. Особенности диаграмм, обусловленные влиянием конструктивных особенностей эксплуатационной газовой скважины:
1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы в действующей скважине, работающей с высоким (2) и низким (3) расходами; 4, 5 – расходограммы, зарегистрированные механическим (4) и термокондуктивным (5) датчиками; 6 – барограмма, 6* – то же при наличии воды в продукции; 7 – диаграмма НГК; 8 – кривая диэлькометра при наличии воды в продукции

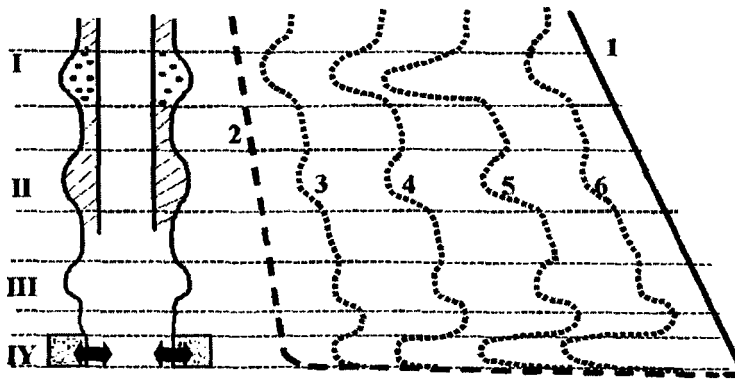


Рис. 5.61. Особенности термограмм в простаивающей после эксплуатации скважине:
1 – геотермограмма; 2 – термограмма в действующей скважине; 3-6 – термограммы в остановленной скважине, отличающиеся временем после остановки; I – каверна, частично заполненная цементом; II – каверна, заполненная цементом; III – каверна в необсаженной части ствола; IY – работающий пласт

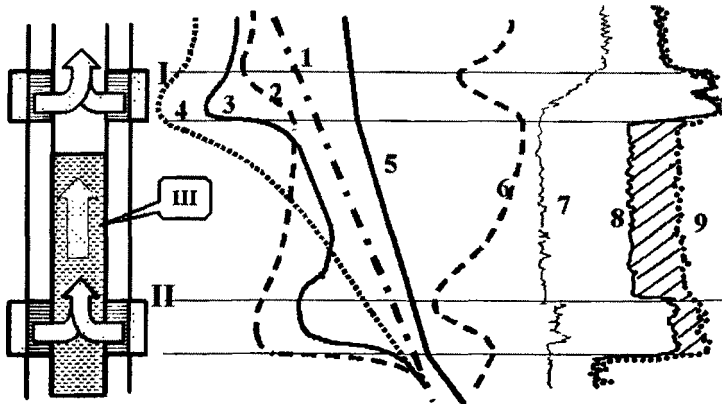


Рис. 5.62. **Кривые ПГИ в интервале барботажа:**
1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы соответственно при высоком (2) и низком (3) расходах; 4 – термограмма при низком расходе и сильном охлаждении флюида, поступающего из I пласта; 5 – барограмма; 6, 7 – кривые термокондуктивного и механического расходомера; 8, 9 – замеры НГК в действующей и остановленной скважине; III – зона барботажа

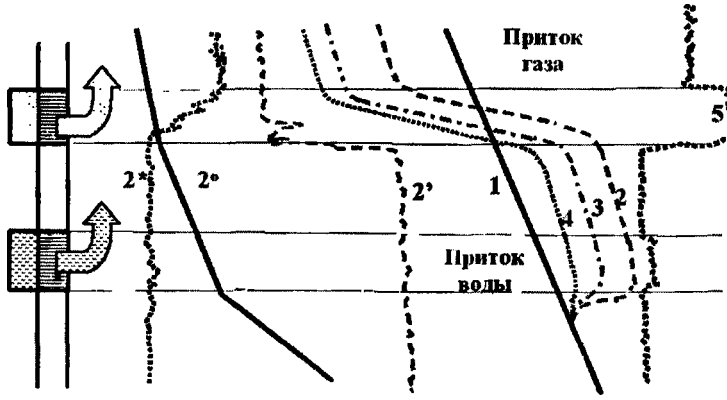


Рис. 5.63. **Теоретические кривые ПГИ в обводняющейся газовой скважине:**
1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы на технологическом и уменьшенном режиме отбора; 4 – термограмма после остановки скважины; 5 – диаграмма шумомера, 2* – расходограмма; 2° – барограмма; 2' – кривая влагомера на режиме технологического отбора

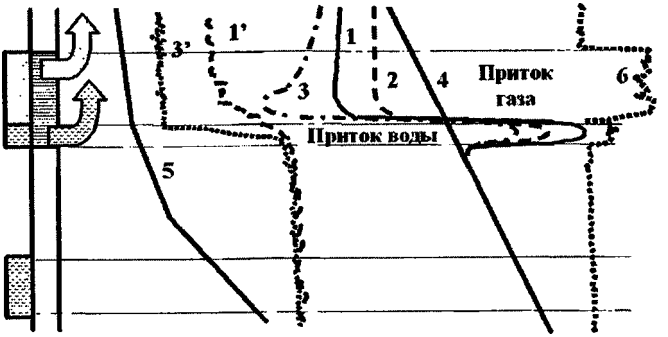


Рис. 5.64. **Теоретические кривые ПГИ в случае подъема ГВК в пласте:**
1', 3' – кривые влагомера в работающей и остановленной скважинах;
1, 2 – термограммы на технологическом режиме и режиме уменьшенного отбора; 3 – термограмма в остановленной скважине; 4 – геотермограмма;
5 – барограмма; 6 – кривая шумометрии (ШИ)

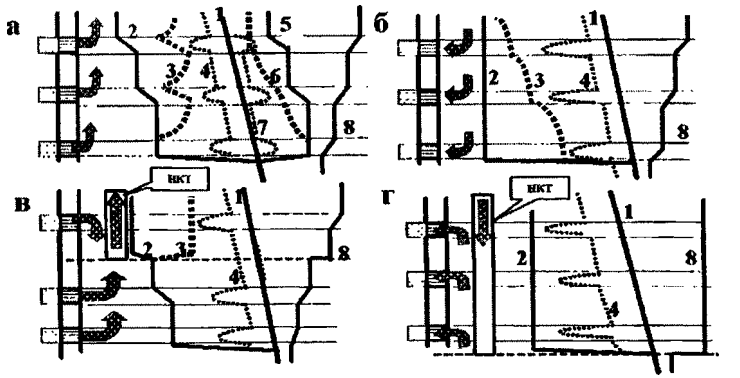


Рис. 5.65. **Термограммы в интервале совместной эксплуатации нескольких пластов:**
1 – геотермограмма; 4, 7 – термограммы в остановленной скважине; 8 – расходограмма; а) – добывающая скважина: 2, 3 – термограммы при притоке газа с высоким и низким расходами; 5, 6 – то же при притоке жидкости; б) – нагнетательная скважина: 2, 3 – термограммы при температуре нагнетаемого флюида ниже пластовой с высоким и низким расходами; в) – добывающая газовая скважина с перфорацией, частично перекрытой НКТ: 2, 3 – термограммы при поступлении из верхнего пласта более холодного или теплого газа, чем из нижних; г) – нагнетательная скважина при перекрытии НКТ всех интервалов перфорации:
2 – термограмма при температуре нагнетаемого флюида ниже пластовой

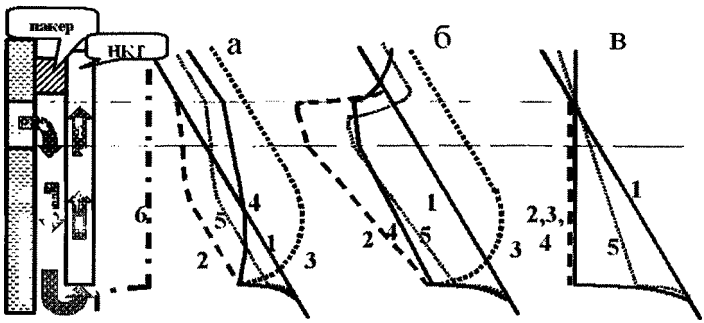


Рис. 5.66. **Кривые ПГИ в интервале одновременного движения газа внутри и за НКТ:**

а) – низкодебитная скважина, температура поступающего из пласта газа близка к геотермической; б) – то же при температуре газа существенно ниже геотермической; в) – высокодебитная скважина, температура газа близка к геотермической; 1 – геотермограмма; 2 – распределение температуры за НКТ; 3 – гипотетическое распределение температуры в трубках в отсутствие теплообмена потоков газа внутри и за НКТ; 4 – реальное распределение температуры в НКТ; 5 – термограмма в скважине непосредственно после остановки; 6 – расходограмма

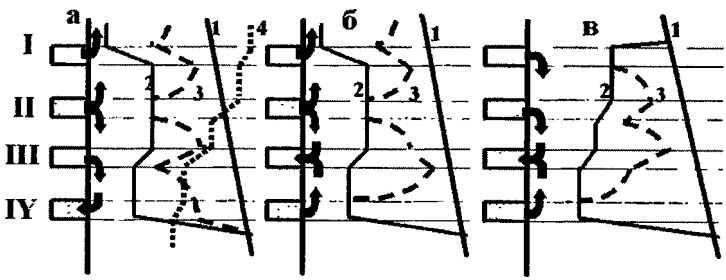


Рис. 5.67. **Результаты термометрии и расходометрии в скважинах, эксплуатирующих совместно несколько газоносных пластов при стационарных перетоках по стволу:**

а) действующая скважина, переток из пластов II и III в IY; б) действующая скважина, переток из пластов II и IY в III; в) остановленная скважина, переток из пластов I, II и IY в III; 1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при высоко- и низкодебитных перетоках; 4 – расходограмма

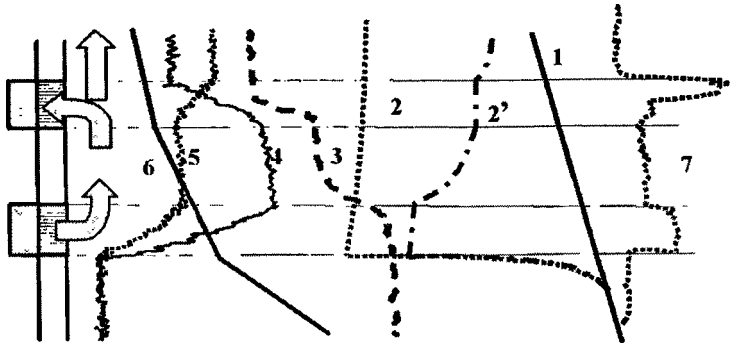


Рис. 5.68. **Диаграммы методов оценки «притока-состава» в интервале межпластового перетока газоводяной смеси в стволе действующей скважины:**
1 – геотермограмма; 2, 2' – термограммы при высоком и низком расходе; 3 – кривая влагомера; 4, 5 – расходограммы при дебите перетока соответственно большем и меньшем дебита скважины; 6 – барограмма; 7 – кривая шумометрии (ШИ)

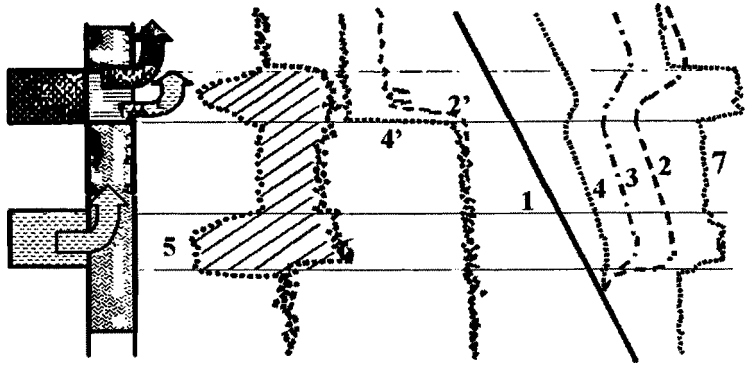


Рис. 5.69. **Теоретические кривые ПГИ в случае заколонного перетока воды снизу в нефтяной пласт:**
1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы на технологическом и уменьшенном режимах отбора; 4 – термограмма в остановленной скважине; 2', 4' – кривые влагомера в работающей и остановленной скважине; 5, 6 – кривые гамма метода до и после закачки в скважину меченых жидкостей (боропродукты); 7 – кривая шумометрии (ШИ)

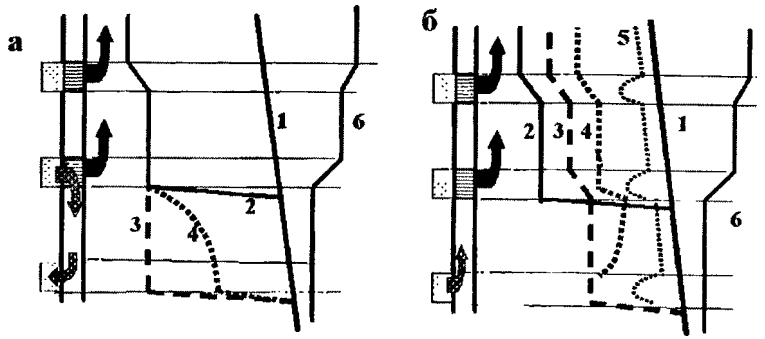


Рис. 5.70. **Термограммы в добывающей скважине в интервалах заколонных перетоков ниже эксплуатируемых пластов:**
а – переток сверху вниз; б – снизу вверх; 1 – геотермограмма; 2, 3, 4 – термограммы в действующей скважине (2 – в отсутствие перетока; 3, 4 – при высоко- и низкодебитном перетоке); 5 – термограмма в остановленной скважине, если после остановки переток прекратился; 6 – расходограмма

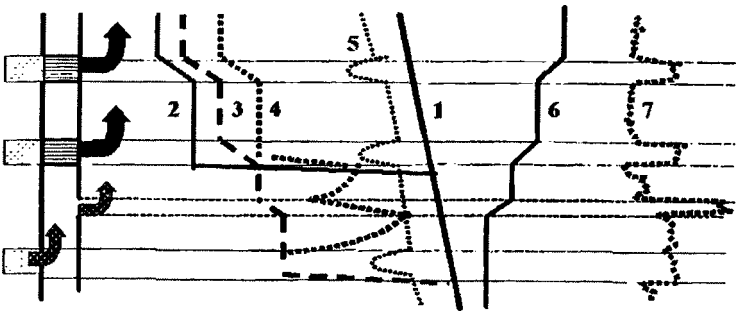


Рис. 5.71. **Термограммы в добывающей скважине в интервале заколонного перетока снизу вверх в эксплуатируемый пласт, обсадная колонна в интервале перетока негерметична:**
1 – геотермограмма; 2, 3, 4 – термограммы в действующей скважине (2 – в отсутствие перетока; 3, 4 – при высоко- и низкодебитном перетоке); 5 – термограмма в остановленной скважине, если после остановки переток прекратился; 6 – расходограмма; 7 – кривая шумометрии (ШИ)

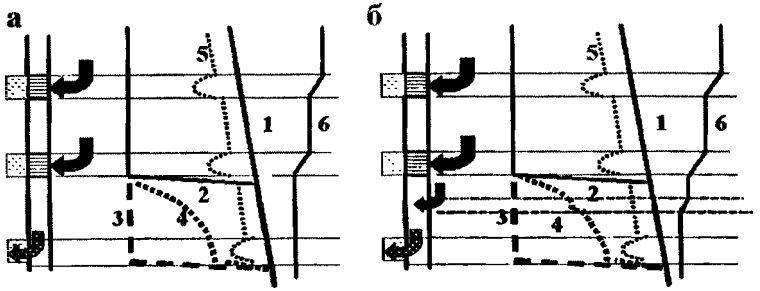


Рис. 5.72. **Термограммы в нагнетательной скважине в интервале заколонного перетока ниже эксплуатируемых пластов:**
а – при герметичной, б – при негерметичной обсадной колонне;
1 – геотермограмма; 2, 3, 4 – термограммы в действующей скважине (2 – в отсутствие перетока; 3, 4 – при высоко- и низкодебитном перетоке); 5 – термограмма в остановленной скважине, если после остановки переток прекратился; 6 – расходограмма

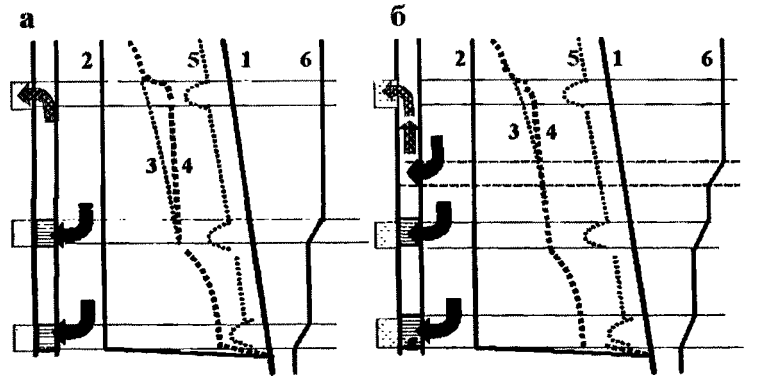


Рис. 5.73. **Термограммы в нагнетательной скважине в интервале заколонного перетока выше эксплуатируемых пластов:**
а – при герметичной, б – при негерметичной обсадной колонне;
1 – геотермограмма; 2 – термограмма при нагнетании с высоким дебитом; 3, 4 – то же с низким дебитом (3 – в отсутствие перетока; 4 – при перетоке); 5 – термограмма в остановленной скважине, если после остановки переток прекратился; 6 – расходограмма

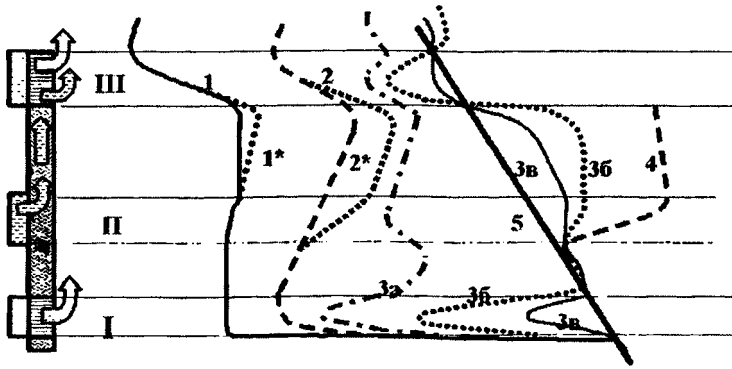


Рис. 5.74. **Теоретические кривые ПГИ при перетоке воды в газовой скважине, источник перетока расположен в середине продуктивной толщи:**

1, 2 – термограммы на технологическом режиме и режиме уменьшенного отбора при отсутствии заколонного перетока; 1*, 2* – то же при заколонном перетоке; 3а, 3б, 3в – термограммы после остановки скважины при перетоке; 4 – температура в заколонном пространстве при перетоке; 5 – геотермограмма

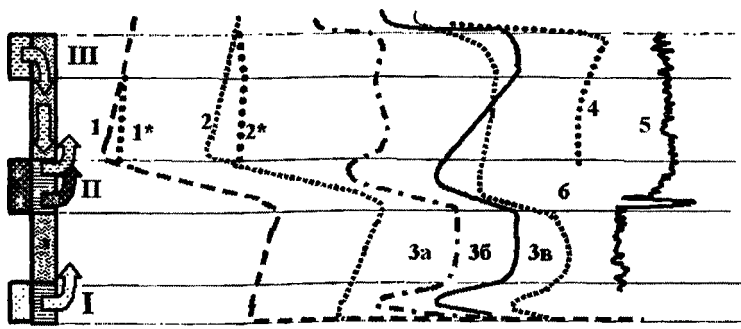


Рис. 5.75. **Теоретические кривые ПГИ при заколонном перетоке воды сверху в нефтяной пласт:**

1, 2 – термограммы на технологическом режиме и режиме уменьшенного отбора при отсутствии заколонного перетока; 1*, 2* – то же при заколонном перетоке; 3а, 3б, 3в – термограммы после остановки скважины при перетоке; 4 – температура в заколонном пространстве при перетоке; 5 – диаграмма механического расходомера на технологическом режиме отбора; 6 – геотермограмма

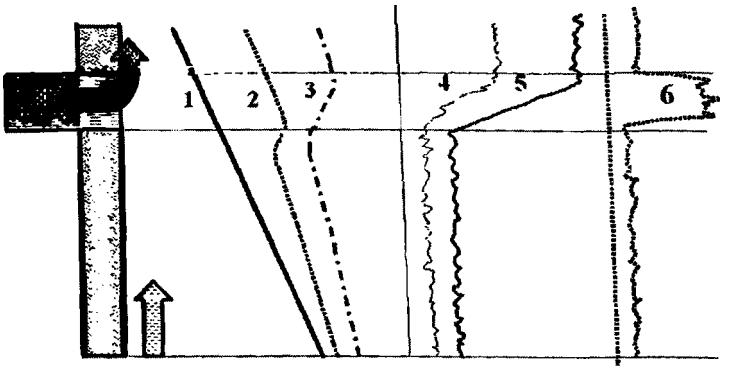


Рис. 5.76. **Теоретические кривые ПГИ при негерметичности зумпфа добывающей скважины:**
1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при работе скважины на режимах отбора, отличающихся дебитом; 4, 5 – расходограммы на режимах; 6 – диаграмма шумомера (ШИ)

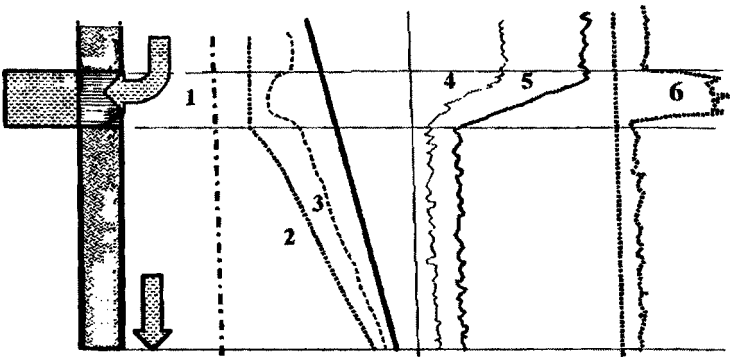


Рис. 5.77. **Теоретические кривые ПГИ при негерметичности зумпфа нагнетательной скважины:**
1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при работе скважины на режимах закачки, отличающихся расходом; 4, 5 – расходограммы на режимах; 6 – диаграмма шумомера (ШИ)

Основные из них перечислены ниже в табл. 5.11. Содержание таблицы касается наиболее благоприятных условий исследований. Это интервалы открытого ствола, участки перфорированного обсаженного ствола, интервалы фильтра, не перекрытые НКТ. Рассматриваемые условия проведения геофизических исследований наиболее типичны для газонефтяных и газоконденсатных скважин месторождений. В таблице подробно рассматриваются особенности интерпретации материалов ПГИ, обусловленные наличием газа в продукции скважины и продуктивных пластах.

Обзор возможностей современного комплекса ПГИ для работающей в стабильном режиме скважины позволяет сделать следующие выводы:

Условия эксплуатируемой со стабильным дебитом скважины наиболее благоприятны для ГИС-контроля. Они более типичны для работающих газом пластов и предоставляют в распоряжение интерпретатора большой набор дополнительных информативных признаков, что определяет высокие возможности ПГИ.

Однако современные информативные возможности ПГИ пока не реализуются полностью. Во многих случаях достоверность интерпретации и точность количественных оценок очень низки. Это в первую очередь связано не с недостаточной точностью современной измерительной аппаратуры, а с низкой эффективностью технологии и методики скважинных измерений и способов интерпретации получаемых результатов.

Можно назвать две основные причины подобной ситуации. Первая связана с неоптимальностью условий проведения исследований для решения отдельных задач. Вторая обусловлена неоднозначностью интерпретации вследствие одновременного воздействия на результаты ПГИ нескольких факторов, близких по характеру и степени воздействия.

5.6.3. Эксплуатационные скважины, работающие в нестационарном режиме

5.6.3.1. Общая характеристика режима

Нестационарные технологии измерений используется во всех типах скважин, в том числе и в стабильно работающих (раздел 5.6.2). В данном разделе речь идет об объектах исследований, которым нестабильная работа присуща органически.

Условия исследований в таких скважинах представляют собой периодическую смену нестационарных режимов. Подобный характер поведения скважины наиболее специфичен из всех, рассмотренных выше. Типичные условия его наблюдения – это:

- работа скважины в режиме накопления;
- серия циклов вызова притока из пласта, отличающихся интенсивностью и продолжительностью (для скважин, осваиваемых компрессированием, свабированием, пр.).

При цикличном нестационарном режиме не исключено использование стандартных технологий проведения измерений и способов обработки получаемых результатов. Это допустимо, поскольку в широком диапазоне соотношений длительностей циклов, закономерности формирования полей гидродинамико-геофизических параметров практически такие же, что и в случае одиночного цикла эксплуатации.

И все же этот режим заслуживает отдельного рассмотрения. Именно в его рамках наиболее ярко и отчетливо проявляются особенности взаимовлияния разновременных циклов работы скважины (особенно в процессе термических и гидродинамических исследований). Поэтому нестационарные способы измерений применяются при специальных ПГИ в условиях нарушения технологического режима эксплуатации. В этом случае сложнее управлять условиями измерений, но протекающие в стволе и в работающих пластах физические процессы настолько многогранны и разнообразны, что открывают при нестационарных технологиях ПГИ совершенно новые информативные возможности.

И именно здесь наиболее актуальны проблемы по учету воздействия предшествующих состояний скважины для повышения однозначности результатов ПГК.

В этих условиях для более достоверной оценки параметров скважины и пласта необходимы более совершенные спо-

собы количественной интерпретации, а иногда и специальные приемы проведения скважинных исследований [11, 18, 37, 59, 60, 83, 129].

Распространенным примером нестационарных условий являются условия в малодебитной нефтяной скважине при вызове притока свабированием или компрессированием.

5.6.3.2. Результативность в режиме вызова притока компрессированием или свабированием

Названные технологии освоения скважины были подробно рассмотрены в разделах ранее. Цикл освоения таких скважин представляет собой чередование существенно различных режимов работы пласта. Информативные возможности ПГИ в зависимости от типа режима обобщены в табл. 5.12, где использована следующая индексация режимов:

1) *при компрессировании (КОМП)*: ФОН – фоновый до компрессирования, ПГЛ – в начальной фазе компрессирования при поглощении флюида работающими пластами, ПМУ – в начале притока после срабатывания пусковой муфты, когда происходит нестационарный переход от режима закачки к режиму отбора, СТР – при притоке после стравливания, КМП – при квазистационарном притоке после компрессирования;

2) *при свабировании (СВАБ)*: ФОН – фоновый до свабирования, СВБ – извлечение порции жидкости, СВУ – восстановление уровня.

Обзор возможностей современного комплекса ПГИ для работающей в нестационарном режиме скважины позволяет сделать следующие выводы:

Условия эксплуатируемой в нестационарном режиме скважины весьма благоприятны для проведения ГИС-контроля. Большой объем известных теоретических и практических разработок позволяет продвинуться как в области технологии и методики ПГИ, так и в области обработки и интерпретации результатов нестационарных исследований.

В названных областях есть потенциальные возможности. Как и во всех предыдущих случаях, они связаны с повышением однозначности получаемых результатов путем управления условиями проведения ПГИ.

Следует обратить внимание на дополнительные информативные возможности нестационарной барометрии при притоке в ствол газожидкостной смеси. Здесь рекомендуется не только

Таблица 5.12

Результативность ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах, работающих в нестационарном режиме

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии и методы интерпретации. Возможные ограничения и неоднозначности интерпретации
Состояние, поведение и технологические параметры скважины			
Термобарические условия в скважине	КОМП СВАБ	БМ, ТМ – изменение температуры и давления по глубине и во времени, обусловленное гидродинамическими и термодинамическими процессами в стволе и пластах и связанное с режимом работы скважины	Снятие отсчетов на заданной глубине и при фиксированном времени. Формирование таблиц, построение зависимостей изменения температуры и давления по глубине и во времени
Уровни раздела фаз в стволе	КОМП СВУ	ПГИ – изменение во времени положения уровней внутри и за НКТ (в межтрубье), обусловленное динамикой притока и перераспределением жидкости между трубками и затрубьем	Фиксация и анализ динамики изменения отметок уровней во времени, в том числе ГЖР и ВНР (при наличии газа в продукции скважины уровни фиксируются нечетко)
Характеристика продукции	ПМУ СТР СВУ	БМ – зависимость характера изменения давления, высоты и темпа подъема фазовых уровней и в стволе (ВНР и ГЖР) от дебита и плотности жидкости. Связь перечисленных параметров с компонентным составом жидкости и фазовыми дебитами	Регистрация изменения давления во времени в процессе притока (кривой восстановления уровня) и одновременная фиксация уровней раздела фаз.
Интегральная плотность, фазовые дебиты			Определение темпа изменения давления в скважине по КВУ и скорости подъема уровней, оценка средней плотности смеси и объемных дебитов жидкости, нефти и воды
Профили плотности, фазовых содержаний	КМП СВБ	ПГИ – аналогично таблице 5.11	Обработка – аналогично таблице 5.11
Геолого-технологические параметры пластов в разрезе скважины			
Работающие толщины пласта	ПМУ СТР	ТМ – аномальный темп изменения температуры, обусловленный наложением тепловых воздействий разных циклов компрессирования	Выделение локальных аномалий температуры в пределах работающих толщин с учетом искажающего влияния литологии пород, конструкции скважины, состояния цементного кольца и т.п.
Работающие интервалы	КОМР СВУ	ПГИ – аналогично таблице 5.11 (расчетные соотношения из-за существенной нестационарности процессов приближенны; при необходимости используются более сложные модели)	Обработка аналогично таблице 5.11. За счет нестационарности процессов и взаимовлияния различных циклов эксплуатации информативные эффекты усилены (например, при исследованиях в условиях перехода от режима нагнетания КОМ1 к режиму притока)
Интервалы поступления воды	КОМР СВАБ	ПГИ – аналогично таблице 5.11, дополнительно используются признаки, характеризующие особенности поведения параметров во времени: – выявление перетока внутри проницаемого пласта по характеру образования теплового поля в зумпфе скважины в процессе компрессирования; – выявление притока воды по аномально высокому темпу формирования аномалий температуры в процессе нагнетания (КОМ1) и притока (КОМ2,3)	
Профиль притока	КОМР СВАБ	ПГИ – аналогично таблице 5.11, с учетом возможности влияния существенной нестационарности режима работы скважины	

Окончание табл. 5.12

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии и методы интерпретации. Возможные ограничения и неоднозначности интерпретации
Перетоки внутри ствола скважины	КОМР СВАБ	ПГИ – аналогично таблице 5.11, с учетом возможности влияния существенной нестационарности режима работы скважины. Использование специальных технологий термических исследований и интерпретации, использующих взаимовлияние режимов (циклов) работы скважины, а также нестационарные процессы при становлении и релаксации режимов	
Пластовые давления, фильтрационные параметры	КМП СВБ	Аналогично таблице 5.11 (ОСТ). Зависимость текущих дебита и депрессии в процессе подъема уровня жидкости в стволе	Аналогично таблице 5.11 (ОСТ), при учете притока флюида в процессе восстановления давления. Обработка результатов методом индикаторных линий (достоверность результатов снижена нестационарностью процесса)
Насыщение пластов	ФОН	НК – аналогично таблице 5.11. ПГИ - косвенное суждение о насыщении по фазовому составу поступающего из пласта флюида.	
Перетоки и утечки по негерметичному заколонному пространству			
Движение флюидов по негерметичному заколонному пространству	КОМР СВАБ	Аналогично таблице 5.11, с учетом возможности влияния существенной нестационарности режима работы скважины. Специальные технологии термических исследований и интерпретации результатов, использующие взаимовлияние режимов (циклов) работы скважины, а также нестационарные процессы при становлении и релаксации режимов. В том числе: – разновременные замеры термометром в зумпфе скважины для определения перетоков из интервалов ниже перфорированных пластов, – разновременные замеры термометром на фазе затухания притока для фиксации перетоков выше перфорированных пластов	
Движение флюидов через негерметичности колонн	КОМР СВАБ	Аналогично таблице 5.11, с учетом (при интерпретации) влияния существенной нестационарности режима работы скважины. Использование специальных технологий термических исследований и интерпретации, использующих взаимовлияние режимов (циклов) работы скважины, а также нестационарные процессы при становлении и релаксации режимов	

оптимизация режимов проведения измерений и способов обработки результатов, но и перспективна многовариантная обработка нестационарной барометрии в комплексе с замерами уровней и другой информацией ГИС с целью количественной оценки фазовых расходных дебитов и содержаний.

5.6.3.3. Особенности исследования скважин при вызове притока струйными аппаратами

В разделе 5.4.5 были подробно рассмотрены стандартные технологии освоения скважин методами компрессирования и свабирования. Существенным ограничением указанных технологий является сложность вызова притока из малопроница-

емых или закальматированных пластов. В настоящее время для испытания данных объектов все шире используются струйные аппараты (например, «УГИС»), позволяющие проводить промыслово-геофизические и гидродинамические исследования в условиях более высоких депрессий на пласт.

Наиболее существенной функциональной частью струйного аппарата является так называемый эжектор (схема на рис. 5.78), в который с помощью насоса агрегата подается жидкость. В зоне сужения потока нагнетаемой жидкости в эжекторе происходит резкое снижение давления, которое передается дренируемому пласту и способствует вызову притока. Регулируя подачу жидкости, можно управлять как величиной депрессии на пласт, так и дебитом.

Таким образом, при данной технологии удается реализовать стандартную схему испытания пласта, включающую циклы работы с различными стабильными расходами (с получением ИД) – рис. 5.79.

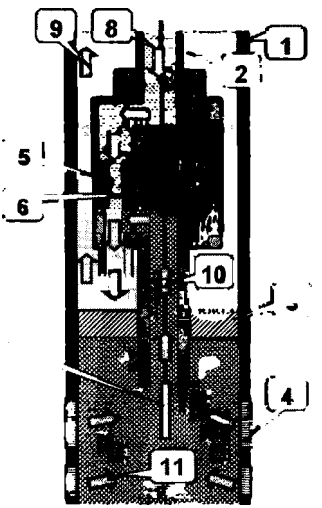


Рис. 5.78. **Схема проведения ПГИ-ГДИС при вызове притока струйным аппаратом:**
1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – пакер; 4 – перфорация; 5 – эжектор; 6 – подвижной герметизирующий узел; 7 – измерительный прибор на кабеле; 8 – нагнетаемая в НКТ с поверхности жидкость; 9 – смесь добываемой и нагнетаемой жидкости; 10 – движение добываемой жидкости к эжектору; 11 – приток из пласта

Одним из достоинств конструкции струйного аппарата (насоса) является возможность закрытия скважины на забое, что позволяет исследовать скважину методом восстановления давления (КВД) при крайне низкой интенсивности послепритока, получая при этом качественные оценки фильтрационных параметров пласта при сравнительно небольших продолжительностях остановки скважины. Конструкция струйного аппарата позволяет также сочетать операции по вызову притока с проведением на забое стандартных замеров методами ПГИ. Учитывая, что его применение обеспечивает работу скважины с достаточно стабильным расходом, возможно получать информативные профили распределения параметров оценки «притока-состава» с глубиной. Это позволяет оценить как добычные возможности испытываемых объектов, так и изучить характер работы пласта, выявить заколонные перетоки и т.п.

5.6.3.4. Возможности активных технологий нестационарной термометрии в компрессируемых скважинах

Технология вызова притока компрессированием подробно

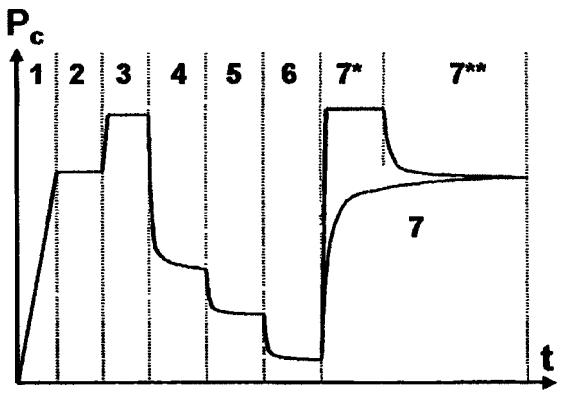


Рис. 5.79. **Диаграмма изменения забойного давления при работе «УГИС» с геофизическим прибором и подвижным герметизирующим узлом на кабеле:**

1 – спуск прибора с герметизирующим узлом на кабеле; 2 – скважина не работает; 3 – в скважину долита рабочая жидкость; 4 – 6 – скважина работает на приток при циклическом снижении депрессии ($P_c(4)>P_c(5)>P_c(6)$; 7 – скважина остановлена на КВД; 7 – скважина остановлена на КПД после цикла долива рабочей жидкости (7*)**

рассмотрена в разделе 5.4.5. Там же описаны особенности поведения давления на забое скважины в процессе запуска скважины. Рассмотрим особенности поведения полей температур (рис. 5.80) применительно к этим условиям. Будем рассматривать случай исследований длительно простаивающей скважины, когда в стволе формируется близкое к геотермическому поле температур (кривая 1 на рис. 5.80) и гидростатическое поле давлений. Первоначальный этап компрессирования связан с закачкой газа в затрубье НКТ и ее изливу через трубки. На начальном этапе компрессирования происходит рост забойного давления и задавка пластовой жидкости в пласт (кривая 2). При этом уровень жидкости в затрубье снижается. Снижение уровня продолжается до тех пор, пока он не достигнет пусковой муфты НКТ. После этого газ через муфту начинает поступать в НКТ и в режиме эрлифта выносить из трубок жидкость. Забойное давление снижается и начинается приток флюида из пласта. Тепловое поле притока формируется на фоне распределения температуры, сформировавшейся в процессе предшествующей работы пласта на поглощение, что отражается на форме термограмм (кривые 3 – 6). При дальнейшем продолжении компрессирования возможна работа

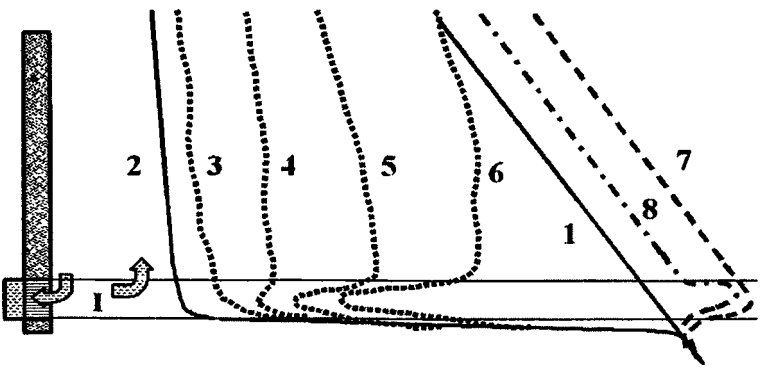


Рис. 5.80. Теоретические кривые ПГИ при освоении скважины, вскрывающей работающий жидкостью пласт:
1 – геотермограмма; 2 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 3, 4, 5, 6 – разновременные термограммы после начала притока из пласта I; 7 – термограмма при максимальном притоке после стравливания; 8 – термограмма после длительного простоя скважины

пласта при стабильном режиме отбора. При этом количество жидкости, выносимой из скважины и поступающей из пласта, одинаково. Тепловое поле температур и давлений в этом случае формируется на основе тех же закономерностей, что и в стабильно работающей скважине. Однако чаще всего после максимально возможного снижения уровня в стволе закачку газа в скважину сразу же прекращают и стравливают избыток газа из затрубья. При этом давление на забое резко снижается и в ствол поступает максимальное количество жидкости. Затем наблюдается экспоненциальное затухание дебита и рост динамического уровня. При этом аномалия температуры в отдающем пласте, обусловленная дросселированием притекающей жидкости, сначала возрастает (термограмма 7), а затем начинает падать (термограмма 8). При дальнейшем простое скважины остаточный температурный эффект, связанный с предшествующим притоком, сохраняется достаточно долго (как минимум несколько дней).

Поэтому в скважинах, эксплуатируемых в режиме компрессирования, несмотря на возможность их достаточно длительных простоев, как правило, не наблюдается геотермического распределения температуры. Несмотря на сложные процессы тепломассопереноса, сопровождающие вызов притока комп-

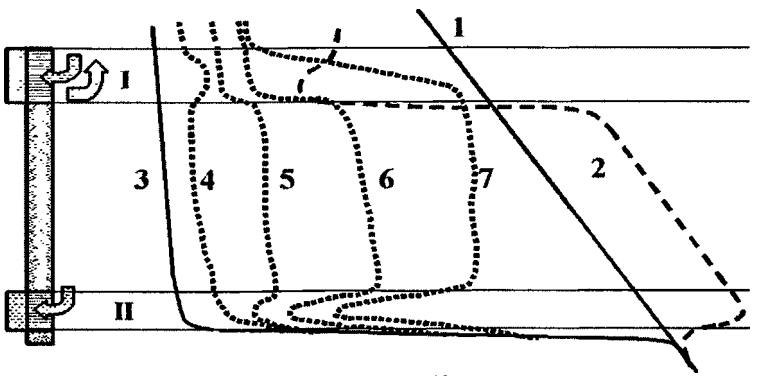


Рис. 5.81. **Теоретические кривые ПГИ при освоении скважины, вскрывающей совместно газоносный и водоносный пласты; после освоения работает только газоносный пласт:**
1 – геотермограмма; 2 – фоновая термограмма, отражающая предшествующую совместную работу газоносного (I) и водоносного (II) пластов; 3 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 4, 5, 6, 7 – разновременные термограммы после начала притока из пласта I

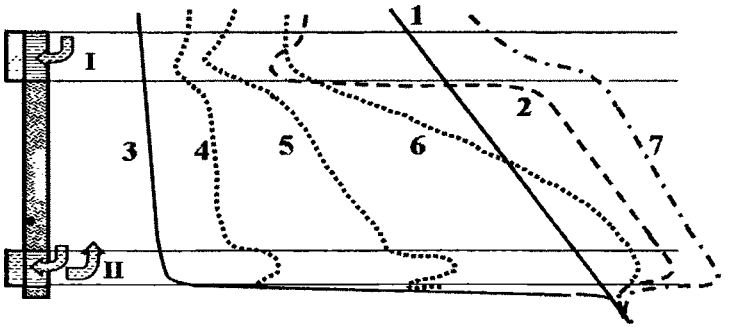


Рис. 5.82. **Теоретические кривые ПГИ при освоении скважины, вскрывающей совместно газоносный и водоносный пласты; после освоения работает только водоносный пласт:**
1 – геотермограмма; 2 – фоновая термограмма, отражающая предшествующую совместную работу газоносного (I) и водоносного (II) пластов; 3 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 4, 5, 6 – разновременные термограммы после начала притока из пласта II; 7 – термограмма при устойчивом притоке в режиме эрлифта

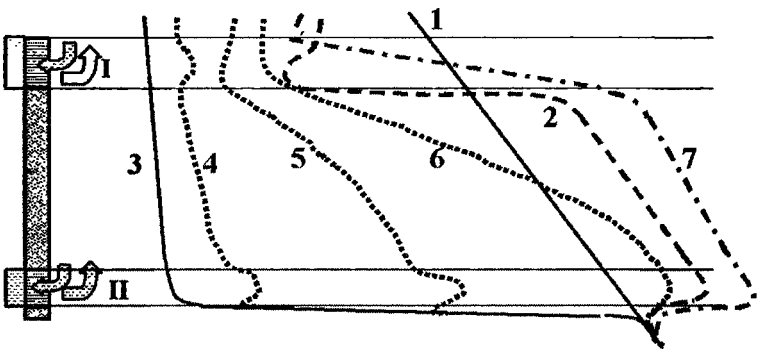


Рис. 5.83. **Теоретические кривые ПГИ при освоении скважины, вскрывающей совместно газоносный и водоносный пласты; после освоения работают все вскрытые пласты:**
1 – геотермограмма, 2 – фоновая термограмма, отражающая предшествующую совместную работу газоносного (I) и водоносного (II) пластов; 3 – термограмма в начальный момент освоения (задавка пластов); 4, 5, 6 – разновременные термограммы после начала притока из пластов; 7 – термограмма при устойчивом притоке в режиме эрлифта

рессированием, такие исследования обычно весьма успешны. Их высокая информативность обусловлена, в частности, возможностью активно влиять на работу пласта и разделять влияние притоков из интервалов, эксплуатируемых совместно.

Рис. 5.81 иллюстрирует случай, когда компрессирование позволяет увеличить рельефность аномалии дросселирования в вышележащем пласте, работающим газом, если нижний водоносный пласт практически не работает.

Рис. 5.82 иллюстрирует условия, когда отсутствует влияние в процессе исследований верхнего пласта. Но следует обратить внимание, что предшествующая работа пласта существенно влияет на тепловое поле и заключение о текущем состоянии пласта возможно только при анализе динамики изменения температуры во времени.

На рис. 5.83 представлен случай, когда работают все вскрытые пласты. Здесь следует обратить внимание на факт, что на начальной фазе притока его влияние локализовано в пределах интервала поступления жидкости в ствол. Это позволяет более точно определить границы пластов. Эффект наиболее четко выражен при малых дебитах пластов, что важно, поскольку именно в этом случае надежность стандартных способов исследований, основанных на длительной работе скважины со стабильным расходом, резко падает.

5.6.4. Эксплуатационные скважины, работающие в циклическом режиме

Циклический режим предполагает периодическую смену достаточно продолжительных стабильных периодов эксплуатации. В принципе так может работать скважина любого типа, хотя на практике этот тип режима присущ лишь некоторым весьма специфичным объектам, в том числе эксплуатационным скважинам подземных газохранилищ (ПХГ) [37, 60, 129].

Режим работы такой скважины представляет собой последовательную смену циклов закачки и отбора протяженностью от нескольких недель до нескольких месяцев, разделенных нейтральными периодами. То есть, скважина попеременно выполняет функции добывающей и нагнетательной. Циклы эксплуатации достаточно длительны для стабилизации значений гидродинамико-геофизических параметров. Поэтому боль-

шинство материалов табл. 5.11, касающихся информативности ГИС и способов решения отдельных задач, пригодны и для рассматриваемого случая.

По некоторым параметрам условия измерений в эксплуатационных скважинах ПХГ даже несколько проще, чем на месторождениях. Так, для скважин газохранилищ не характерны многофазные и многокомпонентные притоки, совместная эксплуатация объектов с резко различными фильтрационно-емкостными свойствами. Тем не менее, информативные возможности ГИС-контроля в скважинах данного типа весьма специфичны и нуждаются в более тщательном анализе. В первую очередь это касается термометрии при изучении заколонных перетоков из пласта объекта подземного хранения.

Температура закачиваемого в пласт газа часто бывает существенно выше геотермической. Причиной является дросселирование газа при его сжатии в процессе закачки. Вследствие этого температура газа на устье скважины может быть на несколько десятков градусов выше естественной. Аномалия прогрева пласта-объекта закачки в этих условиях может достигать нескольких градусов. Казалось бы, что в этом случае выявление движения флюида за колонной не должно вызывать затруднений. Перетекающий газ, двигаясь по заколонному пространству, охлаждается вмещающими породами. Вследствие этого термограмма должна иметь характерную экспоненциальную форму (кривая 4 на рис. 5.84).

Однако многоцикличная эксплуатация затрудняет интерпретацию геофизических исследований. Как известно, основной особенностью температурного поля является очень медленная релаксация возмущений после прекращения теплового воздействия. Поэтому наблюдаемые в скважине температурные аномалии могут быть результатом влияния сразу нескольких циклов.

В подтверждение этого факта рассмотрим результаты численного моделирования температуры в скважине, изображенные на рис. 5.85. В левой части рисунка представлены разновременные термограммы, а в правой – соответствующие радиальные распределения температуры. Пусть первоначально в скважине сформировалось геотермическое распределение температуры (кривая 1). После длительной закачки газа, температура которого существенно выше геотермической, ствол сильно прогревается (кривая 2). Тем-

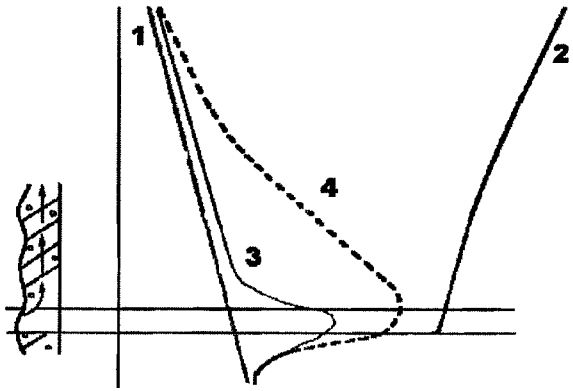


Рис. 5.84. **Температурное поле в скважине ПХГ:**
1 – геотермограмма; 2 – термограмма в процессе закачки; 3 – термограмма в скважине, простаивающей длительное время после закачки в отсутствие перетока; 4 – то же при перетоке

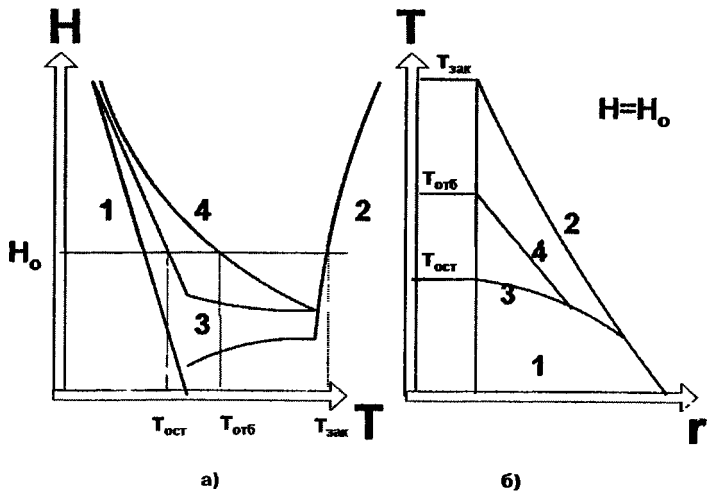


Рис. 5.85. **К вопросу об особенностях формирования температурных аномалий при многоцикличной эксплуатации скважины:**
а) – распределение температуры по стволу скважины;
б) – распределение температуры по радиусу

пература в стволе остается аномально высокой даже спустя длительное время по окончании теплового воздействия. Поэтому начавшийся отбор формирует свое поле не на фоне геотермического поля, а на фоне этого остаточного воздействия предшествующей закачки. Здесь приходится иметь дело с широко распространенным в термометрии эффектом – существованием нестационарного (динамического) искусственного фона. Его учет является одним из основных затруднений, с которым приходится сталкиваться при интерпретации термограмм эксплуатационных скважин подземных газохранилищ.

Однако сложность формирования теплового поля может быть скомпенсирована дополнительными технологическими возможностями по целенаправленному управлению его параметрами. Это позволяет предложить и теоретически обосновать ряд новых подходов в проведении термических исследований и интерпретации получаемых результатов.

5.6.5. Строящиеся скважины

Результаты ГИС и ПГИ, полученные в процессе строительства скважин, очень важны для успеха последующего контроля за разработкой месторождения, что заставляет рассматривать исследования скважин, проводимые на этом этапе, как неотъемлемую часть промыслово-геофизического контроля. Трудно переоценить роль получаемых данных для уточнения геологической модели залежи. Нужно также отметить, что получаемая информация характеризует начальное (фоновое) состояние системы «скважина-пласт» и очень важна для последующего наблюдения динамики последующей эксплуатации пласта.

Задача четкого разграничения методов и технологий, используемых при строительстве и последующей эксплуатации скважины, представляется не совсем корректной. На названных этапах используются сходные подходы к проведению исследований скважин и арсеналу используемых при этом технических средств. Возможности комплекса ПГИ при строительстве скважин рассмотрены в табл. 5.13. В таблице используется следующая индексация режимов: ФОН – длительно простаивающая скважина, ДИН – движение по

стволу бурового раствора в процессе промывки скважины, ОСТ – кратковременно простаивающая после промывки скважина, ЦЕМ1 – кратковременно (от нескольких часов до 1 – 2 суток) простаивающая после цементирования скважина, ЦЕМ2 – длительно простаивающая после цементирования скважина.

Таблица 5.13

Информативные признаки ПГИ при строительстве скважин [25, 54, 129]

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации, ограничения, неоднозначности
Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, оценка ФЕС и насыщения	ФОН, ОСТ	ГИС – аномалии, вызванные изменением по глубине петрофизических свойств пластов и параметров зоны проникновения	Анализ аномалий с привлечением данных керна и геолого-промысловых данных
		ТМ – аномально низкий темп восстановления естественной температуры в простаивающей после промывки скважине в интервалах коллекторов, поглотивших фильтрат промывочной жидкости	Выделение локальных аномалий температуры в пределах коллекторов с учетом искажающего влияния литологии пород и диаметра скважины (аналогично рис. 5.87, 5.88)
	ЦЕМ1	ТМ – аномальное поведение температуры во времени вследствие поглощения фильтрата цементного раствора малопористыми коллекторами [82]	В малопористых коллекторах, где нет условий для формирования глинистой корки, наблюдается фильтрация воды из цементного раствора в пласт. Обезвоживание цемента сказывается на характере изменения температуры во времени, что отражается на разновременных термограммах
Термобарические условия в скважине	ФОН ДИН ОСТ ЦЕМ ОСТ	БМ, ТМ – изменение температуры и давления под воздействием процессов в скважине и пластах, связанных с технологическими операциями в скважине (промывка, спуск колонн, цементирование). Изменение температуры, обусловленное дифференциацией по глубине тепловых свойств пород (рис. 5.86)	Разновременные измерения давления и температуры в процессе проводимых в скважине технологических операций. Сопоставление и температуры до и после выполненной технологической операции. Анализ аномалий с привлечением информации о литологии пород
Оценка герметичности обсадных колонн	ФОН ОСТ	Кривые оценки ТС – аномалии, обусловленные нарушением сплошности обсадных колонн	Информативность методов оценки ТС на признаки акустических и электромагнитных полей по нарушению сплошности металла труб обсадных колонн
Оценка качества цементирования	ФОН ОСТ	Кривые оценки ТС – аномалии, обусловленные качеством сцепления цементного камня, степенью заполнения цементом каверн и распределением цементного камня за колонной	Информативность методов КТС на признаки качествам цементирования

Окончание табл. 5.13

Задача	Режим	Используемые информативные признаки по методам	Критерии, методы интерпретации, ограничения, неоднозначности
Оценка степени заполнения заколонного пространства цементом	ЦЕМ	ТМ – зависимость между величиной аномалии в цементируемом интервале от количества цемента в заколонном пространстве [114].	В полностью зацементированном интервале наблюдается соответствие величины аномалии ОЦК и объема заколонного пространства – рис. 5.86. При частичном заполнении величина аномалии ОЦК уменьшается синхронно со степенью заполнения (рис. 5.87). На точность количественной оценки степени заполнения влияет характер распределения цемента за колонной (рис. 5.87, рис. 5.88, рис. 5.89). Данная информация на этапе эксплуатации скважины используется для учета влияния цементного кольца на температуру в остановленной скважине. Это позволяет повысить точность выявления заколонных перетоков
Межпластовые перетоки по внутриколонному пространству скважины	ФОН ДИН ОСТ ЦЕМ	ТМ – аномалии температуры, обусловленные движением флюида по стволу и заколонному пространству.	Анализ поведения температуры и ее градиента по глубине и определение направления движения флюида. Косвенное суждение о перетоке на основании темпа изменения температуры во времени
	ЦЕМ	ТМ, КТС – нарушение синхронности изменения по глубине аномалии ОЦК и количества цемента за колонной	

5.6.6. Эксплуатационные скважины с горизонтальным стволом

В разделе 5.5.1 были рассмотрены основные структуры газожидкостного потока в горизонтальном стволе. Их основной специфической особенностью является расслоение потока по сечению ствола (рис. 5.90). Причем данная особенность режима течения ярко выражена практически во всем диапазоне скоростей. Это приводит к резкому снижению информативности стандартного комплекса ПГИ.

Не последнюю роль в этом играют чисто технические проблемы проводки приборов в горизонтально ориентированных участках ствола, но гораздо более существенны методические проблемы, связанные со снижением достоверности результатов основных геофизических методов. Названные проблемы касаются в первую очередь методов измерений, используемых для изучения состава и расходных параметров

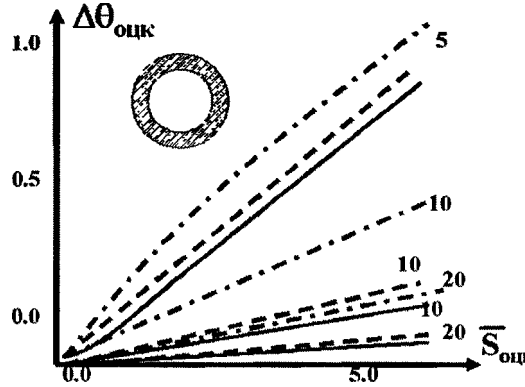


Рис. 5.86. **Зависимость относительной температуры в цементируемой скважине $\Delta q_{оцк}$ от средней безразмерной площади сечения заколонного пространства $S_{оцк}=S_{оцк}/4\pi\text{-}r_c^2$ (каверны полностью заполнены цементом):**
шифр кривых – относительное время $F_o=a_{цем}\cdot t/r_c^2$;
$a_{цем}$ – температуропроводность цементного камня; r_c – радиус скважины; t – время

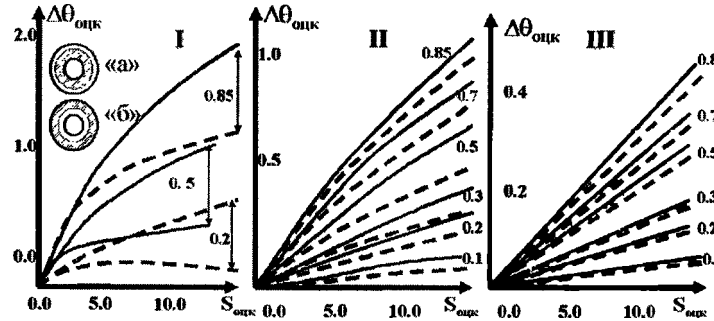


Рис. 5.87. **Зависимость относительной температуры в цементируемой скважине $\Delta q_{оцк}$ от средней безразмерной площади сечения заколонного пространства $S_{оцк}$ (каверны частично заполнены цементом):**
I, II, III – для относительного времени 2.5, 5 и 10; сплошные линии – цемент у стенки скважины (сечение «а»); пунктирные линии – цемент у колонны (сечение «б»). Шифр кривых – степень заполнения заколонного пространства цементом

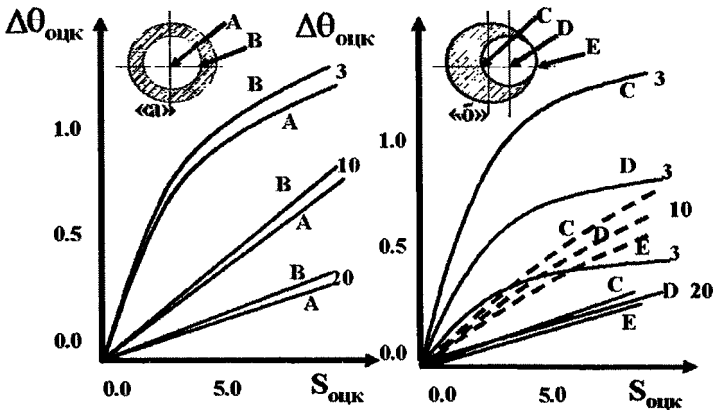


Рис. 5.88. **Зависимость относительной температуры в цементируемой скважине $\Delta\theta_{оцк}$ от средней безразмерной площади сечения заколонного пространстаа $S_{оцк}$ при центрированной колонне (сечение «а») и колонне, лежащей на стенке скважины (сечение «б») (каверны полностью заполнены цементом):**
шифр кривых – относительное время, расположение точек измерения температур «A, B, C, D, E» показано на схемах «а», «б»

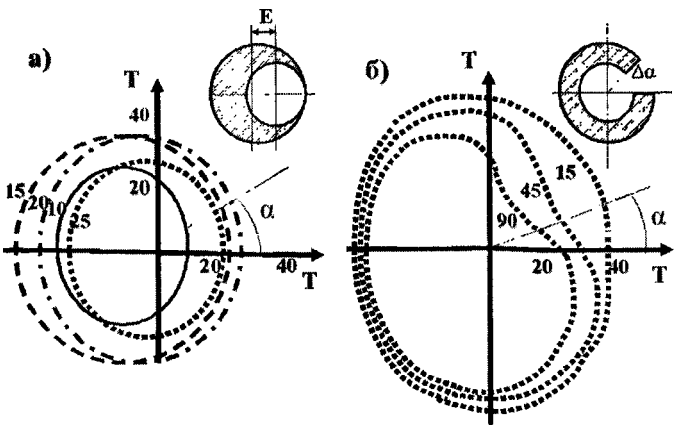


Рис. 5.89. **Влияние на относительную температуру в цементируемой скважине неравномерности распределения цемента по азимуту:**
а) – вследствие эксцентричного расположения колонны; б) – вследствие наличия локальных пустот

продукции скважин контактным способом (расходометрия, влагометрия и т.п.).

В частности, методы состава в основном реагируют на скопления более тяжелой фазы в участках ствола с более низкой отметкой. На таких участках обычно скапливается вода. Причем такие скопления могут образовываться и при небольшой доле воды в продукции скважины, если энергии потока недостаточно для полного выноса жидкости из ствола. Поэтому, в частности, кривая влагомера отражает в большей степени профиль ствола, чем состав притока из работающих интервалов пласта (кривая 1 на рис. 5.91). Этот эффект усугубляется еще и тем, что скважинный прибор, если он не центрирован, перемещается в области преимущественного распространения более тяжелой фазы. Аналогично поведение кривых плотностемера и резистивиметра. Более существенно, чем в вертикальном стволе отражается наличие воды и на диаграммах термоанемометра (кривая 2). Градиент давления на кривой манометра также отражает распределение фаз по высоте (кривая 3).

При увеличении дебита могут быть созданы условия для выноса жидкости из горизонтальной части ствола. Тогда информативные возможности комплекса ПГИ несколько улучшаются. При этом ввиду того, что механическая расходометрия в таких условиях работает неустойчиво, возрастает роль термометрии. Использование термометрии для выявления работающих пластов в этом случае основано на тех же принципах, что и в вертикальном стволе. Поступление флюида в ствол сопровождается изменением его температуры вследствие дросселирования. При движении флюида по стволу происходит его теплообмен со смещающими породами, вследствие чего в направлении движения температуры флюида и пород сближаются. В интервалах притока происходит калориметрическое смешивание потоков флюида, движущихся по стволу и из пласта. Однако интенсивность перечисленных эффектов существенно меньше, чем в вертикальном стволе. Этому есть несколько причин. Основная из них состоит в том, что из-за низкой депрессии на пласт снижается величина аномалий дросселирования. Соответственно снижается рельефность аномалий теплообмена и калориметрического смешивания. Не менее существенной помехой при наблюдении температурных эффектов является практическое отсутствие градиента естественной температуры в стволе (рис. 5.92).

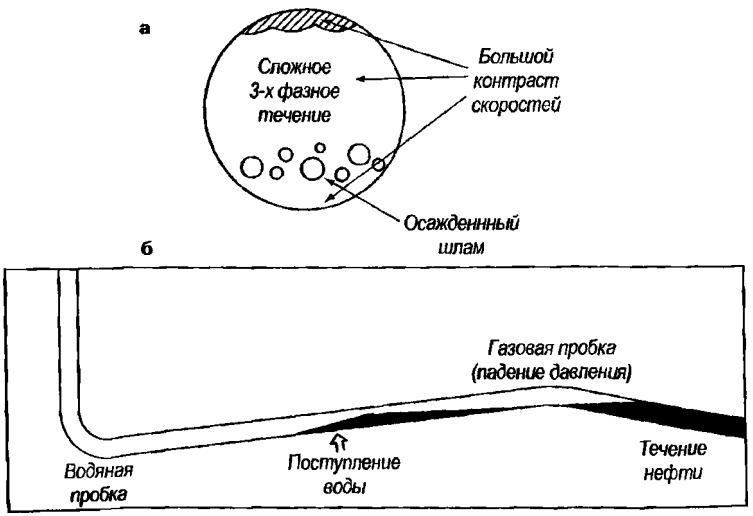


Рис. 5.90. **Проблема многофазного потока в горизонтальных скважинах (по Э.Е.Лукьянову):**
а - поперечное сечение хвостовика, зацементированного в ГС;
б - разрез профиля ГС

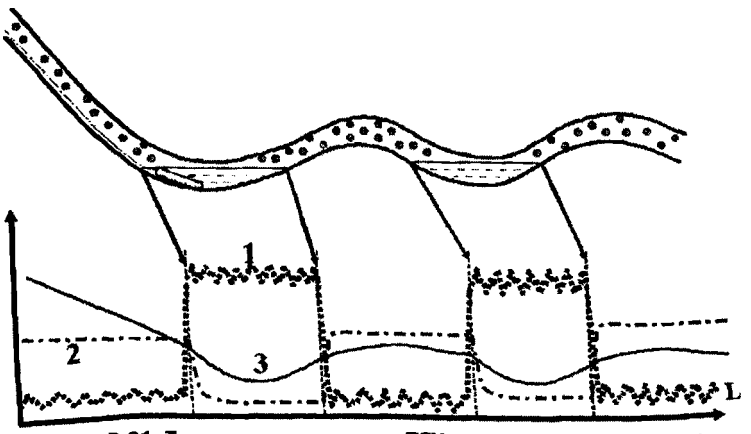


Рис. 5.91. **Теоретические кривые ПГИ в газожидкостном потоке в горизонтальной скважине:**
1 – кривая диэлькометра (ВЛ); 2 – кривая термоанемометра (ТА);
3 – барограмма

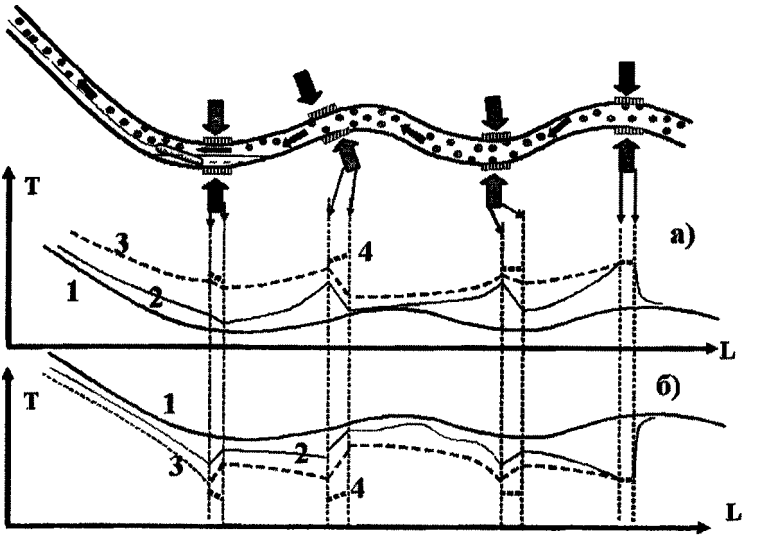


Рис. 5.92. **Теоретические термограммы в газожидкостном потоке в горизонтальной скважине:**
при преимущественной работе пластов: жидкостью (а); газом (б);
1 – геотермограмма; 2, 3 – термограммы при работе пластов с различными расходами; 4 – температура поступающего в ствол флюида

5.6.7. Скважины, находящиеся в ремонте или при интенсификации притока

В данном разделе рассмотрены особенности проведения и использования ПГИ в процессе работ по устранению дефектов, возникающих при строительстве и эксплуатации скважин, а также при контроле интенсификации добычи.

Основные проблемы при КРС обычно связаны с некачественным цементированием, нарушением герметичности обсадных колонн и насосно-компрессорных труб. Не менее важны также работы по замене вышедшего из строя или морально устаревшего подземного и насосного оборудования. Разделение операций по ремонту на два перечисленных типа является весьма условным. Обычно к текущему ремонту относят работы по оптимизации режима работы скважин, а также наи-

менее затратные из операций по устранению дефектов работы подземного оборудования. Капитальный ремонт предусматривает более длительные и дорогостоящие операции по нормализации работы скважины и чаще всего связан с необходимостью вывода скважины из аварийного состояния.

Результативность ПГИ и ГДИС при сопровождении основных операций по текущему и капитальному ремонту рассмотрена в табл. 5.14 и 5.15.

Методы и технологии промыслово-геофизического контроля, используемые при интенсификации притоков очень сходны с применяемыми при ремонте скважин. Но при этом основным объектом исследования является сам продуктивный пласт. Поэтому базой комплекса ПГК при контроле интенсификации притоков являются методы изучения «притока-состава».

Не менее важной составляющей комплекса являются гидродинамические методы (ГДИС), позволяющие оценить фильтрационные свойства, параметры скиновой зоны, а при проведении гидроразрыва пластов – еще и параметры трещины.

Проведение мероприятий по интенсификации часто взаимосвязано с ликвидацией нарушений герметичности колонн и цементного камня. Поэтому роль в комплексе методов оценки технического состояния также очень важна.

5.7. КОНТРОЛЬ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОХРАНИЛИЩ

Сложные технологические объекты и комплексы, включающие в себя и эксплуатирующие природные объекты, требуют всестороннего и тщательного контроля за их эксплуатацией. К таким объектам можно отнести подземные хранилища газа (ПХГ), используемые в качестве искусственных аккумуляторов энергетического сырья и ресурсов, позволяющих покрывать неравномерность газопотребления крупных промышленных и густозаселенных городов и территорий. Природные объекты, входящие в их состав, весьма уязвимы и изменяются под воздействием «человеческого фактора». Протекающие в них процессы, становясь необратимыми и стихийными (неконтролируемыми), могут нанести ущерб, как окружающей среде, так и технологическим объектам. Предупреждение аварийных ситуаций возможно только при получении полной и достоверной информации о функционировании комплекса.

Таблица 5.14

Результативность ГИС-контроля при текущем ремонте скважин

Технология ремонта	Методы исследований	Технологии и задачи исследований
Ввод скважины в эксплуатацию, оптимизация режима эксплуатации	Методы оценки «притока-состава»	Оценка динамики изменения в зависимости от режима эксплуатации технологических параметров скважины и пластов с использованием информативных признаков и критериев таблицы 5.11
	ГДИС	Анализ динамики изменения (в зависимости от режима эксплуатации): дебита, забойного давления в стволе и продуктивности пластов
Очистка, промывка забоя и его обработка хим. реагентами	Методы контроля ТС	Контроль глубины текущего забоя и состояния зумпфа до и после операций по ремонту
Испытание оборудования, ревизия и смена устаревшего оборудования, частичная замена оборудования (насоса, штанг, электродвигателя, кабеля НКТ и пр.). Перевод на другой способ (фонтанирование → ШГН, ШГН → ЭЦН)	Методы оценки «притока-состава»	Оценка добычных возможностей скважины согласно критериям таблицы 5.12 в процессе освоения для выбора оптимальных параметров оборудования
		Оценка параметров технологического режима работы скважины согласно критериям таблицы 5.11
	РМ, ПГИ	Оценка технических параметров скважины согласно таблице 5.11
Ликвидация парафиновых пробок	РМ, методы контроля ТС	Оценка проходного сечения колонны (НКТ) и профиля притока (приемистости)

Таблица 5.15

Результативность ГИС-контроля при капитальном ремонте скважин

Технология ремонта	Методы, основные задачи и особенности технологии исследований
Расконсервация	Методы контроля ТС Оценка текущего состояния цементного кольца и обсадных колонн
	Методы оценки «притока-состава» Оценка добычных возможностей скважины в процессе освоения скважины и (при фонтанировании) вывода скважины на режим
	Методы оценки «притока-состава», ГДИС Устьевые и глубинные замеры параметров состава. Исследование добычных возможностей скважины в процессе освоения и вывода на режим
Выравнивание профиля притока	РМ, другие методы оценки «притока-состава». Определение профиля изменения дебита по стволу, оценка интервальных дебитов, выявление аномальных по интенсивности и составу притока колонн. Исследования до капитального ремонта проводятся на технологическом режиме работы скважины (таблицы 5.11, 5.12). Контроль результативности ремонта проводится в соответствии с условиями в стволе в процессе испытания скважины (таблица 5.12), ее освоения и вывода на режим
Отключение пластов, изоляция пласта, селективная изоляция, переход на другой пласт	
Дополнительная перфорация эксплуатационной колонны (ЭК)	Методы контроля ТС Оценка состояния колонны и цементного пласта в интервале перфорации и прилегающих интервалах
	РМ, другие методы оценки «притока-состава» Оценка профиля притока (приемистости) в перфорированном интервале
Выравнивание профиля приемистости	РМ Определение изменения профиля приемистости по стволу на различных режимах нагнетания
Спуск дополнительной обсадной колонны	Методы контроля ТС. Исследования в процессе и после операций по опрессовке и креплению колонны

Окончание табл. 5.15

Технология ремонта	Методы, основные задачи и особенности технологии исследований
Наращивание, исправление негерметичности ЦК	Методы контроля ТС Исследования в процессе и после операций по цементированию
Ремонт негерметичности колонны	Методы контроля ТС. Контроль герметичности колонны
	Методы оценки «притока-состава» Контроль притока (поглощения) в интервале колонны
	ПГИ Выявление и контроль интенсивности сопутствующих перетоков по внутри- и заколонному пространствам
Изоляция заколонных перетоков	Методы контроля ТС Контроль герметичности цементного кольца
	ПГИ Выявление и контроль герметичности заколонных перетоков
Основа технологии исследований – периодичный контроль текущего состояния скважины в процессе проведения ремонта: исследования до, в процессе и после ремонта.	

Подземные резервуары, используемые в качестве ПХГ, подразделяются на природные и искусственные. Природные резервуары, созданные самой природой, делятся по типам пород (осадочные, магматические, метаморфические) и по типам залежей (структурные, тектонические, литологические, массивные). Наиболее часто в качестве ПХГ используются сводовые пластовые залежи в терригенных и карбонатных породах выработанных месторождений или водоносных структур. Реже ПХГ создаются в других типах ловушек (пологопадающие литологически экранированные пласты (Гатчинское ПХГ)). Широкое распространение имеют ПХ газа и газоконденсата, создаваемые в отложениях каменной соли, что обусловлено их высокими технико-экономическими показателями по сравнению с другими типами подземных хранилищ и широким распространением солевых комплексов в газодобывающих районах и в местах потребления углеводородного сырья. Искусственные залежи создаются в солевых и карбонатных толщах путем выщелачивания каверн и камуфлетных взрывов.

Хранилища эксплуатируются при более напряженном режиме, чем месторождения. Из хранилища за сезон извлекается 40 – 60 % запасов, а залежи за этот же промежуток времени истощаются не более чем на 5 %.

Хранилища рассчитываются на неограниченно длительный период работы и не истощаются полностью, каждый год в них остается не менее 30 – 40 % от общего объема газа. Число скважин на единицу площади на хранилищах в 50 – 100 раз выше, чем плотность скважин на газовых месторождениях.

Самое же большое отличие хранилища от месторождения состоит в том, что оно работает на знакопеременном режиме: газ то закачивается в хранилище, то отбирается из него. Соответственно циклически изменяются все технологические характеристики.

Основными методами контроля за природным объектом – ловушкой и вмещающим ее комплексом отложений – а также техническим состоянием фонда скважин ПХГ являются геофизические. Проблемы промыслово-геофизического контроля (ПГК) эксплуатации объектов углеводородного сырья освещены и раскрыты в работах целого ряда ученых. Специфика функционирования ПХГ не всегда позволяет применять опыт, полученный на месторождениях, к условиям ПХГ. Главным образом это относится к методикам и технологиям проведения исследований и планирования работ, комплексирования методов и адаптации аппаратурно-метрологической базы.

Контроль за эксплуатацией ПХГ обеспечивают системой наблюдений, которая включает в себя гидрогазодинамические, термодинамические, физико-химические, геохимические, промыслово-геофизические, компьютерные и другие виды исследований и должна обеспечивать получение информации для проведения работ по:

- оценке соответствия фактических и проектных показателей эксплуатации газохранилища, пробуренного фонда скважин, установленного подземного и наземного оборудования и других технологических узлов;
- расчету режимов закачки (отбора) газа;
- оптимизации технологических параметров эксплуатации искусственных газовых залежей с уточнением активного и буферного объемов газа, производительности и необходимого количества эксплуатационных скважин;
- аудиту запасов газа в хранилище;
- корректировке режимов закачки и отбора газа с учетом детализации геологического строения и выявленных гидродинамических особенностей объекта хранения, состояния скважин и возможностей газотранспортной системы;
- установлению аномальных направлений преимущественного распространения газа в объекте хранения, оценке зон максимального и минимального газонасыщения, регулированию процесса заполнения порового объема структурной ловушки;
- оценке герметичности объекта хранения;

- геодинамике недр;
- выдаче заключений по техническому состоянию скважин.

Современная нормативная база по контролю за созданием и эксплуатацией объектов ПХГ предусматривает разработку обеспечения объектного мониторинга на каждом конкретном ПХГ, в котором, исходя из реального состояния хранилища, определяется необходимый перечень исследований, наблюдений и частота их проведения. Регламент предусматривает обязательный минимум работ, без которых невозможна безопасная эксплуатация хранилища.

Объектами исследований при контроле за эксплуатацией подземных газохранилищ являются:

- объект хранения газа (пласт, в который нагнетается и из которого отбирается газ);
- контрольные горизонты (как правило, водоносные горизонты, расположенные выше или ниже объекта хранения и служащие для целей контроля герметичности ПХГ);
- эксплуатационные, наблюдательные, контрольные, поглотительные, геофизические скважины.

Для осуществления объектного мониторинга на ПХГ применяют геохимические, геофизические, промысловые и аналитические методы. При необходимости возможно применение дополнительных методов исследований.

К геохимическим методам относят гидрохимические методы и подпочвенную газовую съемку (ПГС). Гидрохимическими методами проводят мониторинг за количественным и качественным изменением растворенного газа пластовых вод в контрольных горизонтах и объекте хранения. В результате проведенных исследований оценивают общее содержание растворенного газа, наличие метана и его гомологов, давление насыщения растворенного газа, минерализацию и химический состав пластовой воды. По результатам этих исследований оценивают миграцию газа в контрольные горизонты, по объекту хранения и в целом воздействие хранимого природного газа на недра в пределах горного отвода. При ПГС определяют количество и состав газа, находящегося в приповерхностных отложениях с целью выявления зон и причин повышенной концентрации углеводородных газов в подпочвенном слое.

Геофизическими методами определяют газонасыщенность объекта хранения и контрольных горизонтов, рабочие характеристики действующих скважин и работающих пластов (тем-

пература, поинтервальные дебиты, давление), осуществляют контроль за техническим состоянием скважин.

Аналитическими методами на основе геологической и технологической модели эксплуатации контролируют:

- объем газа в хранилище;
- газонасыщенный поровый объем;
- максимальную производительность эксплуатационных скважин;
- герметичность объекта хранения и пластовые потери газа;
- распространение газа в объекте хранения.

Контроль за технологическим режимом эксплуатационных скважин обеспечивается комплексом гидродинамико-геофизических методов. Решаемые при этом задачи и комплекс методов приведены в табл. 5.16. Необходимо отметить, что, как правило, большая часть исследований по потокометрии скважин ПХГ проводится в начале сезона отбора. Также исследованиям подвергаются скважины, выходящие из капитального ремонта.

Для определения фильтрационных характеристик пласта и призабойной зоны, а также добычных возможностей скважины и режима ее работы выполняются исследования методами установившихся отборов и восстановления давления.

Важнейшим показателем при контроле за эксплуатацией ПХГ является динамика давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах. Контроль за динамикой давлений в объекте хранения и контрольных горизонтах осуществляют путем замера устьевых (забойных) давлений, уровней пластовой воды в скважинах. Если хранилище эксплуатируется в нескольких горизонтах или изолированных пластах одного горизонта, то контроль за динамикой давлений осуществляют по каждому объекту отдельно.

Контроль за распространением газа в объекте хранения, его газонасыщенностью и динамикой ГВК выполняется комплексом методов радиоактивного каротажа, включающем гамма-метод и стационарные нейтронные методы. В настоящее время наметилась тенденция перехода на импульсные модификации нейтронометрии как более эффективные и информативные.

При циклическом режиме эксплуатации хранилища определение положения газоводяного контакта, газонасыщенной толщины и коэффициента газонасыщенности проводят дважды в год в конце нейтральных периодов после отбора и за-

Таблица 5.16

Комплекс геофизических исследований при контроле за эксплуатацией ПХГ

Решаемые задачи	Обязательные исследования	Дополнительные исследования
Геолого-промысловые		
определения коэффициента газонасыщенности; определение ГВК; определение дренируемой мощности;	Различные модификации стационарного нейтронного каротажа, термометрия, ГК	ИННК, ИНГК,
профиль притока; дифференциальные и суммарные дебиты; фильтрационные характеристики пласта; перетоки между продуктивными пластами по стволу скважины; интервал поступления воды в скважину	Термометрия, барометрия, расходометрия (механическая и термокондуктивная), шумометрия, влагометрия, ЛМ	ИННК, ИНГК
Технологические		
изучение термобарических условий в скважине; выявление гидрато-, парафино- и солеобразования; изучение фазового состояния флюида в стволе; наблюдение за уровнем жидкости в стволе; работы по контролю за интенсификацией притока (выбор объекта, оценка эффективности мероприятий)	Обычная и дифференциальная барометрия, высокочувствительная термометрия, влагометрия, резистивиметрия, шумометрия, НК, ЛМ	ИННК, ИНГК,
Технические		
выявление заколонных скоплений и перетоков газа; уточнение конструкции скважины; определение нарушений целостности обсадных колонн и НКТ; оценка текущего состояния цементного камня	НК, высокочувствительная термометрия, ЛМ, электромагнитная или магнитно-импульсная дефектоскопия, АКЦ (с регистрацией полного волнового сигнала), ГГК-Ц, шумометрия	ПТС, индукционная дефектоскопия, акустическое сканирование, комплекс разноглубинных методов нейтронного каротажа

качки газа. Как правило, для этих целей определяется группа скважин, по которым ведутся систематические исследования.

По наблюдательным скважинам, расположенным в водонасыщенной зоне объекта хранения, проводят гидрохимические исследования и промысловые замеры давлений (уровней).

Результаты исследований обобщаются и анализируются в виде карт ГВК и газонасыщенных толщин.

Контроль и мониторинг геофизическими методами технического состояния нефтегазовых скважин месторождений уг-

леводородного сырья (УВС) и подземных хранилищ газа (ПХГ) как при строительстве и заканчивании скважин, так и в течение всего периода их эксплуатации является важнейшим технологическим этапом добычи и подземного хранения газа. Методами ГИС контролируется соблюдение проектных и технологических режимов добычи, закачки и отбора углеводородов, подземного и капитального ремонта скважин, обеспечивается прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций, продление срока службы и эффективное использование действующего фонда скважин, решение геоэкологических вопросов.

Повышенные требования к качеству крепи скважин ПХГ объясняются несколькими причинами. Во-первых, скважины подземных газохранилищ, в отличии от скважин месторождений, подвергаются существенным знакопеременным термобарическим нагрузкам в течение короткого промежутка времени (полный цикл работы ПХГ примерно равен одному году). Во-вторых, срок службы скважин должен быть существенно выше, поскольку эксплуатация ПХГ ограничивается только прочностными свойствами коллектора и по многим ПХГ в России и за рубежом насчитывает около 50-ти лет. В-третьих, подземные газохранилища располагаются, чаще всего, в густонаселенных и промышленно развитых районах, где аварии могут привести к серьезным экологическим и экономическим последствиям. Таким образом, точная и своевременная диагностика технического состояния скважин должна стать неотъемлемой частью процесса эксплуатации ПХГ.

В процессе эксплуатации контроль технического состояния скважин ПХГ должен производиться в следующих случаях:

- текущий контроль – во время выполнения регламентных геофизических работ при контроле за эксплуатацией ПХГ;
- внеочередной контроль – в случаях выявления нарушения технического состояния скважин при проведении регламентных работ;
- периодический контроль – с целью продления сроков эксплуатации скважин в сроки, устанавливаемые нормативными документами в зависимости от категории скважины;
- контроль при проведении капитального ремонта скважин.

Текущий контроль проводится в рамках регламентных геофизических работ при контроле эксплуатации ПХГ.

Обязательный комплекс ГИС текущего контроля включает методы РК, ЛМ, ВчТ, Б, Вл, Шм и должен решать следующие технические задачи:

- определение текущего забоя скважины;
- уточнение мест положения элементов подземного оборудования;
- выявление интервалов скопления газа за колонной;
- выявление интервалов заколонных перетоков;
- выявление мест нарушения герметичности эксплуатационной колонны и НКТ.

Работы по текущему контролю проводятся в газовой среде в скважинах со спущенными НКТ.

Внеочередной контроль выполняется при появлении прямых или косвенных признаков нарушения работы скважины (межколонные давления, межпластовые и заколонные перетоки, скопления газа в коллекторах надпродуктивной толщи, негерметичность эксплуатационной колонны и НКТ, и т.п.) и решать задачи по выявлению причин этих нарушений.

Для проведения внеочередного контроля геологической службой станции ПХГ должна быть составлена специальная программа работ по выявлению и устранению причин нарушения работы скважины, в которой определяется комплекс ГИС, технология проведения исследований состав, форма и порядок представления результатов работ.

Периодический контроль технического состояния эксплуатационных скважин проводится в рамках их переаттестации в соответствии с «Инструкцией по переаттестации скважин ПХГ с целью определения их возможной эксплуатации» (Ставрополь, 2005 г.)

Периодический контроль технического состояния скважин геофизическими методами должен осуществляться в два этапа.

Первый этап проводится в скважинах со спущенными НКТ в газовой среде. Условия проведения работ соответствуют условиям проведения текущего контроля. Обязательный комплекс ГИС для решения задач первого этапа периодического контроля включает в себя методы РК, ЛМ, ВчТ, Б, Вл, Шм, МИД.

Второй этап периодического контроля технического состояния скважины проводится после подъема НКТ в процессе КРС в скважине, заполненной негазированной жидкостью. Для решения перечисленных задач в обязательный комплекс ГИС входят следующие методы: РК, ВчТ, АКЦ, ГГдт, ПТС, ЛМ, МИД.

Обязательный комплекс методов контроля технического состояния скважин ПХГ представлен в табл. 5.17.

Таблица 5.17

Комплекс промыслово-геофизических исследований по контролю технического состояния скважин на Карашурском ПХГ (регламентные работы)

Задачи, решаемые геофизическими методами	Промыслово-геофизические методы	
	обязательный комплекс	дополнительный комплекс
	метод	метод
Текущий контроль Определение забоя скважины; уточнение мест положения элементов подземного оборудования; выявление интервалов скопления газа за колонной; интервалов заколонных перетоков; мест нарушения герметичности эксплуатационной колонны и НКТ	РК, ЛМ, ВЧТ, БМ, Вл, Шм	МИД, ИНК, ВОТ
Внеочередной контроль Выполняется при появлении прямых или косвенных признаков нарушения работы скважины: МКД, межпластовые и заколонные перетоки, скопления газа в коллекторах надпродуктивной толщи, негерметичность ЭК и НКТ	Составляется специальная программа работ по выявлению и устранению причин нарушения работы скважины, в которой определяется комплекс ГИС, технология проведения исследований состав, форма и порядок представления результатов работ	
Периодический контроль. Первый этап Определение забоя скважины; уточнение мест положения элементов подземного оборудования; выявление интервалов скопления газа за колонной; интервалов заколонных перетоков; мест нарушения герметичности ЭК и НКТ; выявление дефектов НКТ и ЭК колонны; оценка толщины стенки ЭК	РК, ЛМ, ВЧТ, БМ, Вл, Шм, МИД.	ИНК
Контроль технического состояния скважин при КРС Изучение характера распределения и плотности цементного камня за колонной; изучение характера сцепления цементного камня с колонной и породой; оценка изменения качества цементирования колонны во времени; выявление заколонных перетоков флюида	РК, ВЧТ, АКЦ, ГГдт,	ВАД
Определение положения муфтовых соединений колонны; выявление интервалов нарушения целостности, интервалов смятия, эллипсности колонны; определение толщины стенки ЭК, выявление интервалов износа; оценка изменения технического состояния колонны во времени	ПТС, ЛМ, МИД	ВАД, МПФ
Определение технического состояния открытой части ствола скважины (изменение диаметра), оценка изменения ФЕС	ДС, НГК	АКШ, ИНК

Примечание к табл. 5.17.
Условные обозначения: ВЧТ – высокочувствительная термометрия, БМ – барометрия, ЛМ – магнитная локация, ГК – гамма-каротаж, НГК – нейтронный гамма-каротаж, МИД – магнитоимпульсная дефектоскопия, ВЛ – влагометрия, РК – радиоактивный каротаж (ГК+НГК), ИНК – импульсный нейтронный каротаж, АКЦ – акустическая цементометрия, ГГдт – гамма-гамма дефектоскопия толщинометрия, ВОТ – волоконно-оптическая термометрия, ПТС – трубная профилеметрия, МПФ – многорычажная профилеметрия; ВАД – волновая акустическая дефектоскопия.

Контроль герметичности подземного хранилища газа

Наблюдения за герметичностью объекта хранения и возможным образованием техногенных залежей проводят промысловыми, геофизическими, гидрохимическими и аналитическими методами.

Промысловые методы включают:

- замер устьевых (забойных) давлений и уровней по контрольным скважинам;
- наблюдения за поверхностными газопроявлениями.

Геофизические методы включают:

- проведение радиометрии, термометрии по фонду скважин, которые осуществляются в соответствии с планом-графиком геофизических исследований.

Гидрохимическими исследованиями контролируют содержание и состав растворенного газа в пластовой воде по контрольным, наблюдательным скважинам и водозаборам (в пределах горного отвода).

Аналитическими методами контролируют:

- герметичность объекта хранения в целом;
- латеральную герметичность хранилища путем расчета ГПО хранилища. Режим эксплуатации ПХГ должен исключать превышение проектного значения ГПО.

Аналитические методы контроля осуществляют на основании технологической модели эксплуатации ПХГ.

ГЛАВА VI
ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Качество и полнота выполнения запланированного объема геофизических исследований скважин в большой степени зависят от технического состояния скважины и оборудования буровой установки. Ответственность за подготовку скважины для проведения в ней геофизических исследований несет недропользователь. Требования к состоянию скважины и оборудования регламентированы «Техническими условиями на подготовку бурящихся скважин для проведения геофизических работ», «Техническими условиями на подготовку скважин для проведения промыслово-геофизических исследований и других работ приборами на кабеле в действующих скважинах» и действующими нормативными документами по охране труда при проведении этих видов работ [8, 64, 129].

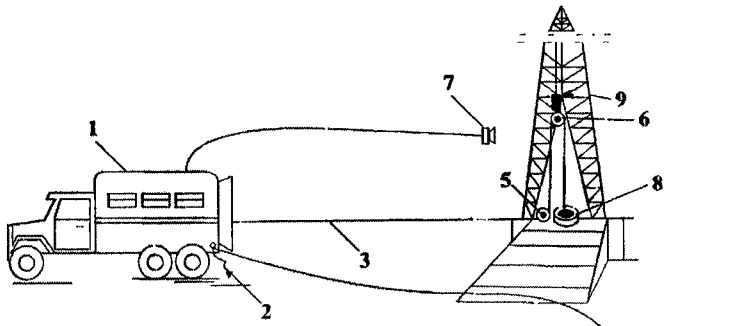
На основании законодательных и нормативных актов России, с использованием отечественного и мирового опыта работы предприятий и организаций разработаны «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» [8]. Они также являются нормативным документом, обеспечивающим государственное регулирование геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах в области геологического изучения, рационального использования и охраны недр, безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами.

Требования к технологии проведения геофизических работ должны приниматься во внимание при составлении проектов на строительство и ремонт нефтяных и газовых скважин, а также планов контроля состояния окружающей среды.

6.1. ПОДГОТОВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ И ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ К ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Одним из условий подготовки скважины и оборудования буровой к геофизическим исследованиям является наличие подъездных путей для беспрепятственного подъезда транспорта к рабочей площадке и экстренной эвакуации геофизической станции в случае угроз аварийной ситуации. Когда бурение ведется на удаленных участках в- труднодоступных районах и на буровых платформах в море, оборудование геофизической партии заблаговременно доставляется и находится там на все время бурения скважины. Эти услуги оговариваются договором и оплачиваются заказчиком.

Для проведения работ должна быть подготовлена рабочая площадка размером 10 х 10 м с шириной прохода не менее



1 - геофизическая станция
2 - заземление геофизической станции
3 - геофизический кабель
4 - возвратный электрод цепи СП (N)
5 - направляющий ролик
6 - подвесной ролик или блок-баланс
7 - переговорное устройство
8 - стол ротора
9 - буровая вышка

Рис. 6.1. Схема размещения оборудования для геофизических исследований скважины (по Д.И. Дьяконову)

3 м, на которой устанавливают подъемник и геофизическую станцию (рис. 6.1).

Иногда подъемник и лаборатория размещаются на шасси одного автомобиля и представляют собой единый наземный информационно-измерительный комплекс.

Место для площадки выбирают с таким расчетом, чтобы была хорошая видимость устья скважины и отсутствовали предметы, затрудняющие спуск прибора и кабеля в скважину. На искусственных сооружениях (эстакадах, морских буровых установках МБУ) геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, разработанным и утвержденным совместно недропользователем и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей этих сооружений [129].

Находящиеся между рабочей площадкой и устьем скважины посторонние предметы должны быть перемещены за пределы площадки, чтобы не затруднять геофизические исследования и работы в скважинах. Настил вокруг устья скважины должен быть чистым и не содержать остатков пролившейся нефти, масла и бурового раствора. Мокрый или обледенелый пол должен быть посыпан песком. Спуски с приемных мостков должны иметь поперечные рейки, исключающие скольжение при перемещении по ним обслуживающего персонала. К устью скважины должна быть подведена техническая вода. При работах в условиях отрицательных температур и бурении на растворах на нефтяной основе вода должна быть горячей.

Буровой инструмент и вспомогательный инвентарь должны быть закреплены и расположены за пределами площадки, чтобы не мешать проведению геофизических работ. Так, например, ротор после установки на нем блок-баланса должен быть надежно закреплен и закрыт на задвижку для исключения его вращения. Ролик подвесного блок-баланса должен быть прочно закреплен на крюке талевого блока. Ролик нижнего блок-баланса размещен на специальной подставке, крепящейся к ротору или основанию буровой установки. Необходимо контролировать, чтобы направляющий и подвесной ролики и геофизический кабель в процессе спуско-подъемных операций находились в одной плоскости.

У границы площадки должны быть смонтированы силовой щиток с рубильником, трехфазная розетка и заземляющий контакт. В темное время суток зона проведения геофизичес-

ких работ должна быть освещена. При освещении устья скважины ниже предусмотренной нормы производство геофизических работ запрещается.

Во время проведения геофизических исследований и работ (ГИРС) на скважине вахта буровой бригады по предварительному согласованию может привлекаться к проведению вспомогательных работ. Проведение буровой бригадой работ по ремонту бурового оборудования, силовых агрегатов, а также проведение электросварочных работ в радиусе до 400 м может осуществляться только с согласия начальника геофизической партии. Перемещение на буровой тяжелых предметов, оборудования, труб вблизи электрических проводов, геофизической станции, кабеля при работах на скважине запрещено.

Перед проведением ГИРС ствол скважины должен быть подготовлен, чтобы исключить возможность остановки скважинного прибора из-за несовершенства стенок скважины и качества ПЖ в течение всего запланированного на проведение работ времени.

Для подготовки ствола его прорабатывают долотом номинального диаметра для ликвидации в скважине уступов, особенно в местах перехода бурения с одного на другой диаметры, сужения диаметра, желобов. Плотность, удельное сопротивление и вязкость бурового раствора должны соответствовать требованиям ГТН (геолого-технологического наряда).

После промывки скважины однородность ПЖ должна сохраняться в течение не менее чем 2 часов на каждые 1000 м глубины скважины.

Запрещается проведение ГИРС в скважинах, заполненных ПЖ с более чем 5%-ным содержанием в ней песка или шлама, проявляющих или газирующих скважинах.

Работы в переливающих или газирующих скважинах, скважинах, заполненных ПЖ с более чем 10%-ным содержанием в ней нефти, проводятся только на основании согласованного между руководителем геофизического предприятия и представителем недропользователя решения.

При проведении в скважине исследований с применением источников радиоактивного излучения мероприятия по подготовке скважины для выполнения работ должны соответствовать требованиям по обеспечению режима радиационной безопасности.

Готовность скважины к проведению ГИРС оформляется

актом о готовности скважины, заверенным уполномоченными лицами. В акте должны быть указаны: информация о конструкции скважины, НКТ, параметрах ПЖ, конструкции бурильного инструмента; сведения о проработке ствола скважины, наличии в ней уступов, желобов, обвалов, пробок. Кроме того, в акте должны быть изложены особенности последних спусков и подъемов инструмента; отмечены случаи остановок, посадок, подклинок и затяжек инструмента, состояние наземного оборудования во время этих случаев (приложение).

Отдельной позицией в акте регламентируется максимально допустимый диаметр скважинных приборов, а также максимально разрешенная глубина их спуска. Акт передается начальнику геофизической партии (отряда) перед началом работ. Начальник партии не имеет права приступать к производству ГИРС, не имея акта о готовности скважины к проведению геофизических исследований и работ.

6.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

В настоящее время геофизические исследования проводят в скважинах, максимальные глубины которых в ряде случаев превышают 7 – 8 км. Для значительного числа скважин характерны высокие температуры и давления, агрессивная среда (соленосные отложения, сероводородсодержащие пласты), аномально высокие пластовые давления, большие перепады температуры окружающей среды, значительная удаленность места проведения работ от базы и др.

Поэтому к геофизической аппаратуре предъявляются достаточно жесткие требования: она должна сохранять свою работоспособность при больших перепадах температуры, влажности окружающей среды (работы на континентальном шельфе), спустя многочасовой вибрационной нагрузки в процессе переезда от базы к месту проведения работ и т.п.

В состав используемых технических средств входят геофизические станции, скважинные приборы, технические средства для спуска и подъема приборов на поверхность, геофизический кабель, выполняющий функции проводной линии связи между наземной частью информационно-измеритель-

ной системы ИИС и скважинным прибором, и средством доставки прибора в скважину, блок-балансы, датчики глубины и натяжения кабеля и др.

В состав спуско-подъемного оборудования входят геофизический кабель, намотанный на лебедку, установленную в подъемнике, блок-баланс с направляющим роликом, датчики глубины, датчики натяжения кабеля при спуске и укладке на барабан.

Геофизический кабель является важным элементом геофизической информационно-измерительной системы. Одна из функций кабеля связана с его несущей способностью, используемой для спуска геофизического прибора в скважину и его извлечения на поверхность. Кроме того, кабель должен обладать запасом прочности, обеспечивающим удержание собственной массы, которая может достигать нескольких тонн, массы скважинного прибора, выдерживать растягивающие его усилия при трении о стенки скважины, прилипании к глинистой корке и сальникам. В то же время кабель не должен значительно растягиваться, т.к. это может затруднить определение глубины нахождения прибора с помощью магнитных меток или специальных мерных роликов.

Измерение глубины выполняется двумя системами – основной и контрольной. Основная система измеряет длину спущенного в скважину кабеля мерным роликом, с высокой дискретностью. Измерительным роликом может служить как нижний ролик блок-баланса, так и специальный ролик измерительной системы. С развитием цифровых регистрирующих систем необходимость в громоздкой и неточной системе с нижним роликом блок-баланса в качестве измерительного отпала. В новых системах плоский измерительный ролик размещается в непосредственной близости от лебедки, обычно на подвижном кронштейне, обеспечивающем касание кабеля измерительного ролика в одной точке. Обороты ролика и измеренная глубина в этом случае не зависят от толщины и натяжения кабеля. С измерительным роликом механически связано устройство (инкодер), преобразующее обороты ролика в поток импульсов (до 4000 на метр). Конструкция устройства предусматривает определение направления движения кабеля и защиту от вибраций при его движении.

Контрольной системой измерения глубины является система разметки кабеля магнитными метками через фиксированные интервалы. Для этого кабель промеряют мерной лентой или автоматическим устройством, и на нем через 10 – 50 м

устанавливают магнитные метки. Кабель промеряют под натяжением. На устье скважины устанавливают меткоуловитель, отмечающий момент прохождения меток и передающий соответствующие сигналы на регистрирующую систему. В некоторых системах датчик магнитных меток устанавливается вместе с измерительным роликом около лебедки.

Погрешность измерения глубины при применении различных технологических приемов не превышает 0.05 %.

Для определения натяжения кабеля используют тензодатчики, измеряющие натяжения креплений верхнего или нижнего ролика блок-баланса, силу, действующую на опору лебедки или непосредственное натяжение кабеля, проходящего через три ролика, изгибающих кабель.

Показания датчика натяжения передаются в измерительную систему, где служат для визуального контроля натяжения кабеля, автоматической остановки лебедки для предотвращения обрыва или запутывания кабеля, а также регистрируются вместе с остальными данными. В последующем данные о натяжении кабеля служат для определения поправки в глубину забоя скважины, коррекции за затяжки связки приборов и коррекции растяжения кабеля.

Еще одна функция кабеля заключается в том, что он является линией связи скважинного прибора с наземной частью ИИС. В то же время по кабелю подается питание электронной части скважинного прибора, передаются управляющие скважинным прибором сигналы, зарегистрированные детекторами сигналы посылаются на поверхность.

Токонесущие жилы кабеля должны быть надежно изолированы и сохранять работоспособность в жестких термобарических условиях и агрессивной среде.

Жилы кабеля обладают собственным электрическим сопротивлением, емкостью и индуктивностью жил между собой. Индуктивность жилы меняется в зависимости от типа кабеля (жилы в оплетке или шланге), длины кабеля, размера лебедки.

В соответствии с отраслевым стандартом кабели должны иметь следующие характеристики [64, 129]:

1. Разрывное усилие: 10 – 130 кН, до 180 кН по отдельному заказу.

2. Термостойкость: 90 – 200°С, до 250°С по отдельному заказу.

3. Электрическое сопротивление токонесущей жилы: не более 6 – 40 Ом/км при 20°С.

4. Емкость: 0.06 – 0.09 мкФ/км между жилой и броней, 0.10 – 0.14 мкФ/км между двумя жилами.

5. Максимальное рабочее напряжение: 600 В.

6. Минимальный пробег до списания 1800 – 2000 км.

При средней глубине скважины 3000 м минимальное количество спускоподъемных операций до списания кабеля составляет 300 – 365.

Одним из важных показателей работоспособности кабеля – электрическая изоляция жил кабеля. Нарушение изоляции приводит к утечками тока и искажению информативных сигналов. Сопротивление изоляции жил нового кабеля составляет не менее 15000 МОм на 1 км и 0.5 – 20 МОм в процессе его эксплуатации. Работа кабеля в условиях больших глубин и высоких температур приводит к уменьшению сопротивления изоляции кабеля, но оно не должно быть меньше 2 – 5 МОм.

По конструкции кабели подразделяются на оплеточные, шланговые, бронированные, одножильные, трехжильные и семижильные.

Кабель каждого типа имеет собственный шифр. Например, шифр КГ1-50-130 означает следующее: КГ – кабель геофизический, 1 – одножильный, 50 – разрывное усилие 50 кН, 130 – максимально допустимая рабочая температура 130°С, ГС – для работы в горизонтальных скважинах.

В шифре кабеля могут присутствовать другие дополнительные обозначения: КГЛ – кабель для работы через лубрикатор, СВ – сероводородостойкий, 3х0.75 – три жилы сечением 0.75 мм каждая.

При эксплуатации кабелей в скважинах с температурой не выше 120°С изоляция токопроводящих жил выполняется из термостойкой резины, а при температуре до 200°С – из фторпласта.

В оплеточных и шланговых кабелях токопроводящие жилы выполнены из медных и стальных проводок. Последние обеспечивают механическую прочность кабелей указанных типов. У бронированных кабелей механическую нагрузку несет наружная (внешняя) стальная оплетка.

Наружные диаметры бронированных кабелей в зависимости от числа токовых жил составляют 5 – 12.3 мм.

Важным преимуществом бронированного кабеля является высокая проходимость в скважинах, заполненных утяжеленной промывочной жидкостью, возможность работы в эксплуа-

тационных скважинах с доставкой кабеля в скважину через лубрикатор.

В настоящее время прошли опытно-промышленную эксплуатацию на подземных хранилищах газа оптиковолоконные кабели.

Оплеточные и шланговые кабели применяются ограниченно. Основные объемы ГИРС в нефтяных и газовых скважинах выполняются с применением бронированного кабеля. При этом исследования в глубоких и сверхглубоких скважинах проводят преимущественно на одножильном кабеле. Более тонкий одножильный бронированый кабель позволяет уменьшить собственную массу кабеля и тем самым снизить нагрузку на разрыв, а также повысить вместимость барабана лебедки подъемника.

Перед началом эксплуатации кабеля его «тренируют» под натяжением путем нескольких операций по намотке и смотке с барабана лебедки. Перед выездом на скважину кабель размечают нанесением на него магнитных меток.

После подготовки кабеля к работе его устанавливают в так называемой кабельной головке (наконечнике).

Кабельные головки применяют для механического и электрического соединения бронированного кабеля со скважинными приборами и другими спускаемыми на кабеле устройствами, оснащенными полумуфтами.

Кабельные головки и полумуфты для бронированных кабелей выполнены из стального полого корпуса, в котором размещены приспособления для крепления к броне кабеля и для электрического соединения жилы кабеля с зондами и скважинными приборами. Механическое соединение головки с полумуфтой осуществляется с помощью накидной гайки.

Электрическое соединение осуществляется при помощи штырьевых контактов полумуфты, входящих в гнезда разъема кабельной головки. Правильность соединения кабельного наконечника и полумуфты обеспечивается направляющим выступом, входящим в паз на полумуфте.

Спуск в скважину и подъем геофизических приборов на поверхность осуществляют с помощью подъемников различной конструкции. Одним из вариантов конструктивного решения является подъемник, смонтированный в металлическом кузове автомобиля-вездехода (рис. 6.2). Для проведения исследований в труднодоступных районах, а также на морских месторождениях применяют подъемники, установленные на

металлических санях с подвесом для транспортировки с помощью вертолета (рис. 6.3).

Барабан выполняется из немагнитного материала и имеет радиальное отверстие, через которое пропускают геофизический кабель. Габариты и конструкция барабана зависят от глубины исследования и диаметра кабеля. Кузов подъемника разделен на два отсека. В первом отсеке размещены узлы управления лебедкой, рычаги управления автомашиной.

Во втором отсеке установлен барабан лебедки с кабелем, при необходимости здесь можно разместить бензоэлектри-

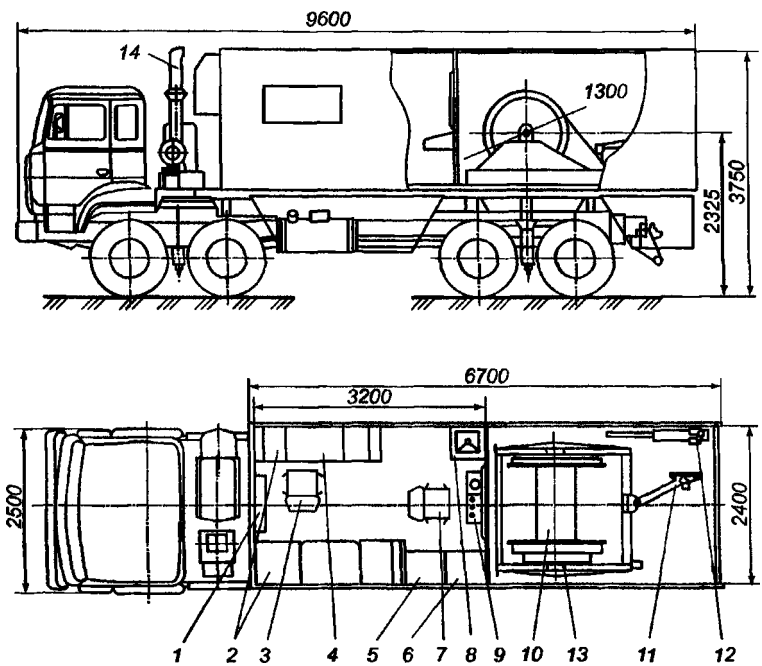


Рис. 6.2. **Подъемник каротажный самоходный ПКС-8 на базе автомобиля Урал-532321 [42]:**
1 – кондиционер; 2 – трансформируемое место для отдыха; 3 – кресло оператора; 4 – рабочий стол; 5 – шкаф для верхней одежды; 6 – шкаф; 7 – кресло машиниста; 8 – мойка; 9 – пульт управления; 10 – спускоподъемный агрегат; 11 – трехроликовая система для измерения глубины, скорости натяжения кабеля и его укладки; 12 – грузоподъемный механизм; 13 – гидромотор, встроенный в барабан; 14 – выхлопная труба

ческий агрегат, грузы, блок-балансы и другое вспомогательное оборудование.

Вращение барабана лебедки осуществляется приводом от двигателя автомобиля. Плавный спуск скважинного прибора и установка его на нужной глубине обеспечиваются тормозом с ручным и пневматическим управлением. Равномерная послоевая укладка кабеля на барабан лебедки осуществляется кабелеукладчиком. Электрический контакт токовых жил кабе-

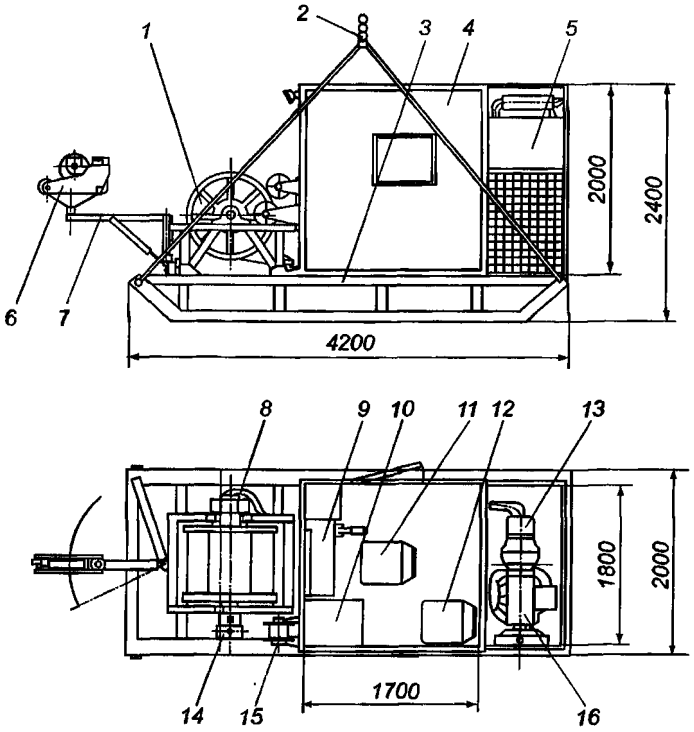


Рис. 6.3. **Подъемник каротажный вертолетный с гидроприводом [42]:**
1 – спускоподъемный агрегат; 2 – вертолетная подвеска; 3 – тракторные сани; 4 – изотермическая кабина из сэндвич-панелей; 5 – баки с дизельным топливом и маслом для гидросистемы; 6 – трехроликовая измерительная система; 7 – держатель ИДН с гидроприводом укладки кабеля; 8 – гидромотор; 9 – панель управления; 10 – стол оператора; 11 – кресло машиниста; 12 – кресло оператора; 13 – гидронасос; 14 – коллектор; 15 – смотка; 16 – двигатель дизельный

ля с геофизической лабораторией осуществляется через маслонаполненный коллектор с щетками.

Размещенные в первом отсеке узлы управления позволяют контролировать скорость перемещения и натяжение кабеля, глубину спуска скважинного прибора, поддерживать световую и переговорную связь с геофизической лабораторией и скважиной, обеспечивать освещение устья скважины в темное время суток.

Во время проведения геофизических исследований необходимо синхронизировать перемещения прибора в скважине с перемещением носителя регистрируемой информации. Для этого на устье скважины устанавливают блок-баланс с датчиками глубины, натяжения кабеля и перемещения кабеля.

На рис. 6.4 приведены конструкции блок-балансов рамочного и подвесного типов. Блок-баланс с роликом предназначен для направления кабеля в скважину и устанавливается на столе ротора (блок-баланс рамочного типа) или подвешивается на крюке над устьем скважины (подвесной блок-баланс),

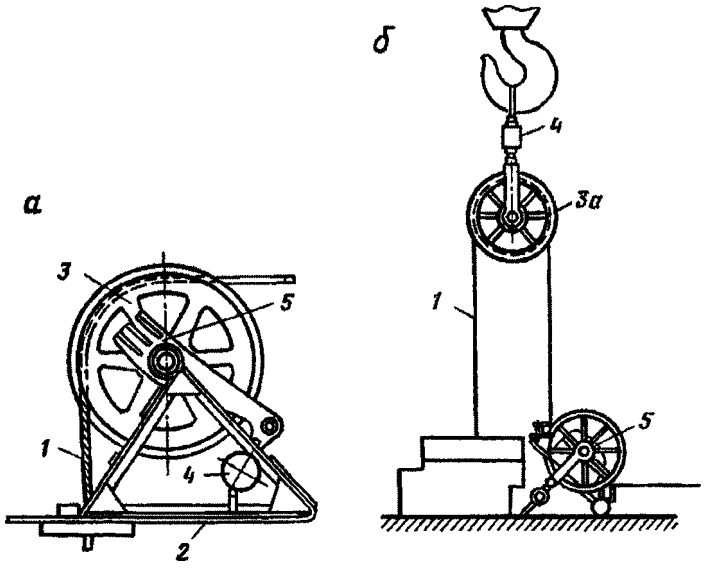


Рис. 6.4. **Конструкция блок-баланса:**
а – рамочный тип, б – подвесной тип; 1 – кабель; 2 – подставка; 3 – ролик; 3а – ролик подвесной; 4 – датчик натяжения кабеля; 5 – щека ролика

или закрепляется на лубрикаторе при исследовании действующих скважин.

6.3. ОСОБЕННОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Промыслово-геофизические исследования для решения задач контроля разработки месторождений проводят в скважинах в режиме их функционирования при спущенном в них технологическом оборудовании или в остановленных на ремонт скважинах при наличии в них технологического оборудования или без него. Для исследований применяют скважинные приборы малого диаметра (28, 36 или 42 мм) [129].

Особенности проведения ГИС в скважинах под давлением на устье [28] заключаются в использовании специального оборудования устья (лубрикатор (до 20м) и вышка для его монтажа), геофизических кабелей с малым диаметром (~ 4.5 мм), иногда используют приборы с автономной регистрацией, спускаемые на проволоке (диаметром 1.8 мм), специальных грузов для уменьшения действия выталкивающей силы на кабель. Кроме того, диаметр глубинной аппаратуры не должен превышать 42 мм. Технология замеров усложнена и включает многократные повторяющиеся замеры и замеры на точке.

На кабель действует выталкивающая сила давления скважины, которую должен компенсировать вес скважинных приборов и дополнительных грузов. Вес груза [28]:

$$Q_{гр} \geq S \cdot P - Q_{пр}, \quad (6.1)$$

где P – давление в скважине; S – сечение кабеля; $Q_{пр}$ – вес прибора.

Скважины под давлением должны быть оборудованы фонтанной арматурой, опрессованы и подключены к сборному коллектору и выкидной линии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на арматуре устанавливают манометры с трехходовыми кранами. На фонтанную арматуру крепится превентор – устройство, позволяющее аварийно загерметизировать устье скважины в том случае, если в скважину спущен инструмент или кабель (рис. 6.5). Превенто-

ры изготавливаются с ручным или гидравлическим дистанционным закрытием. Во втором случае обеспечивается безопасность персонала в случае возникновения аварийной ситуации. Над превентором размещается уловитель прибора с сигнальным устройством, предотвращающий падение прибора в скважину, если произошел обрыв кабеля в заделке кабельной головки (рис. 6.6). Над сигнальным устройством располагаются лубрикаторные трубы (рис. 6.7), в которые помещается прибор и грузы перед спуском в скважину и после извлечения из нее под давлением. Соответственно длина набора этих труб должна превышать общую длину прибора, грузов и кабельной головки. Над лубрикаторными трубами устанавливается головка лубрикатора с герметизирующим узлом. Выбор этого узла определяется максимальным давлением, возможным в скважине, диаметром кабеля или проволоки, на котором опускаются приборы. Это может быть сальниковое устройство с эластомером и механическим или гидравлическим поджимом (рис 6.8) или устройство с нагнетанием вязкого масла в кольцевой зазор вокруг кабеля (рис 6.9). Эластомерные сальники не позволяют двигаться кабелю при больших давлениях, в то время как

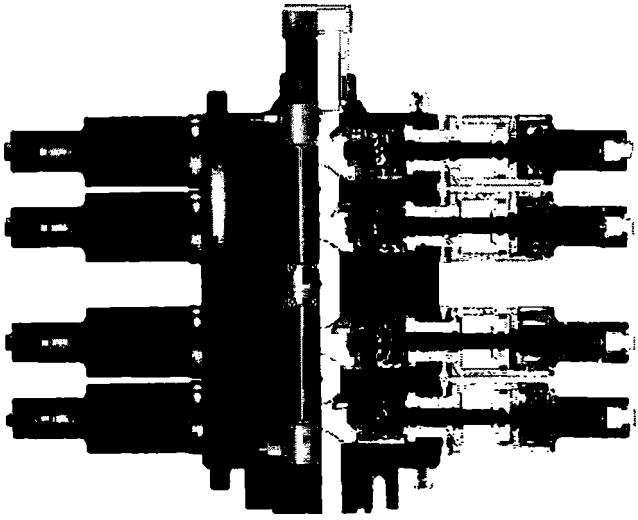


Рис. 6.5. **Превентор с гидроприводом (оборудование компании Lee Specialties LTD)**

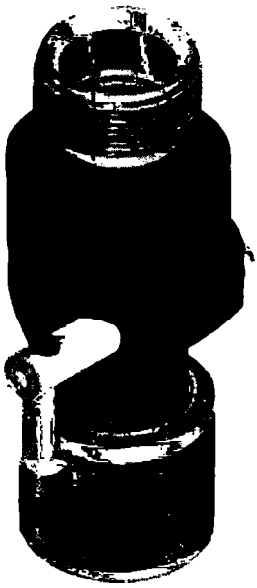


Рис.6.6. **Уловитель прибора (оборудование компании Lee Specialties LTD)**

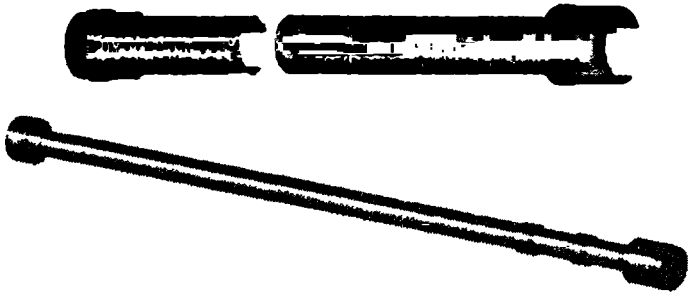


Рис. 6.7. **Лубрикаторные трубы (оборудование компании Lee Specialties LTD)**

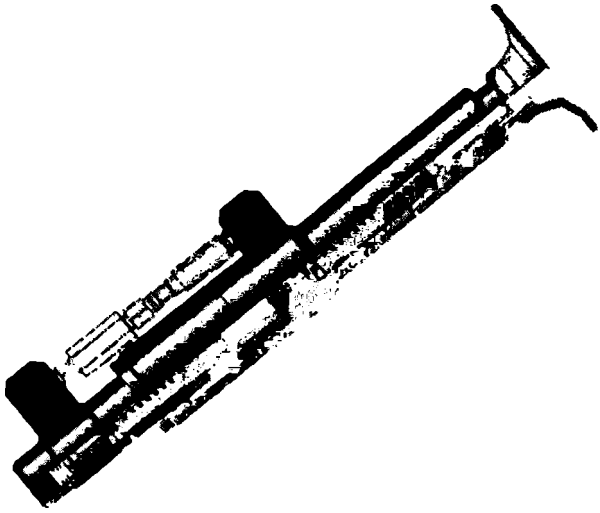


Рис. 6.8. **Сальниковое устройство с гидроподжимом и очистителем кабеля (пакофф) (оборудование компании Lee Specialties LTD)**

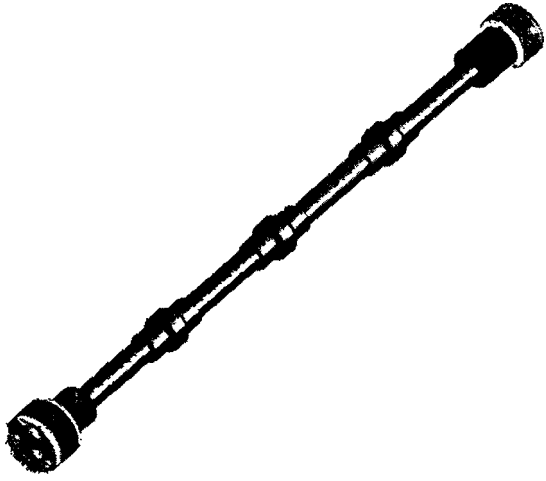


Рис. 6.9. **Сальниковое устройство с нагнетанием масла в зазор между кабелем и трубками (оборудование компании Lee Specialties LTD)**

устройство с масляным сальником позволяет двигаться кабелю и выполнять замеры ГИС на различных режимах. Масло подается под давлением, превышающим устьевое на 2 – 3 атм, благодаря чему герметизируется выход кабеля и в атмосферу не выбрасываются скважинные флюид и газ, а выдавливается лишь незначительный объем масла, который собирается в емкости и направляется в утилизацию. Расход масла при правильно выбранных режимах составляет 0.2 м^3 в сутки.

Для пропуска кабеля используют верхний и нижний направляющие ролики блок баланса. Верхний ролик устанавливают на уплотнительном устройстве лубрикатора (или на автономном грузоподъемном устройстве), нижний закрепляют на фонтанной арматуре. Для сбора флюида, отводимого из сальникового устройства лубрикатора, в 5 м от устья скважины должна быть установлена емкость объемом не менее 0.2 м^3.

Подготовка и проведение геофизических исследований в действующих скважинах характеризуется следующими особенностями [8].

Механизированную добычу нефти ведут с помощью погружных насосов различной конструкции или штанговых насосов.

При исследовании скважин, оснащенных погружными насосами, спуск скважинного геофизического прибора осуществляется через пространство между эксплуатационной и насосно-компрессорной трубами (НКТ) или через отверстия в планшайбе (рис. 6.10).

В добывающих скважинах, оснащенных штанговыми насосами, НКТ подвешены на планшайбе, имеющей отверстие для прохождения через него скважинного прибора. Во время работы скважины отверстие для пропуска скважинного прибора герметично закрывается.

Действующие скважины под давлением должны быть оборудованы фонтанной арматурой и превентором, опрессованы и подсоединены к сборному коллектору и выкидной линии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на арматуре устанавливаются манометры.

В фонтанных скважинах прибор спускают внутрь НКТ через специальное устьевое оборудование. Основными элементами лубрикатора являются переходник для соединения с буферной задвижкой, превентор для аварийного перекрытия скважины, сигнализирующее устройство, срабатывающее при входе скважинного прибора в лубрикатор, уплотнительный

элемент для герметизации кабеля, камера для размещения прибора с грузами. Для пропуска кабеля используются два блок-баланса, один из которых установлен на уплотнительном устройстве лубрикатора, а другой – на фонтанной арматуре. Для сбора и отвода конденсата из сальникового устройства предусмотрен специальный отвод.

В скважинах с открытым устьем исследования могут проводиться без лубрикатора либо с помощью блок-баланса, который прочно крепится над устьем, либо с подвесным роликом, который подвешивается к талевому блоку грузоподъемного устройства, а мерный (нижний) ролик крепится к основанию устья скважины. Окончание в НКТ должно быть оборудовано специальной конусной воронкой. Расстояние между воронкой НКТ и верхней границей интервала перфорации и между нижней границей ин-

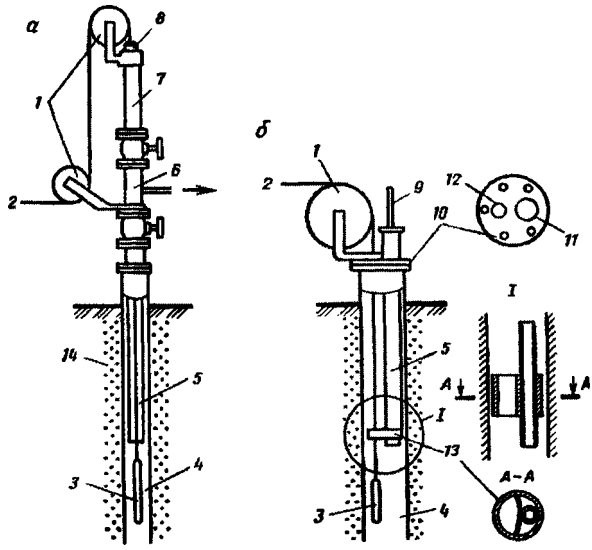


Рис.6.10. **Обустройство действующих эксплуатационных скважин для их исследования методами ГИС через НКТ (а) и межтрубное пространство (б):**

1 – блок-балансы; 2 – кабель; 3 – скважинный прибор; 4 – обсадная колонна; 5 – насосно-компрессорная труба; 6 – фонтанная арматура с задвижками; 7 – лубрикатор; 8 – уплотнитель (сальник) лубрикатора; 9 – штанга глубинного насоса; 10 – эксцентричная планшайба; 11 – отверстие для НКТ; 12 – отверстие для спуска скважинного прибора; 13 – отклонитель; 14 – горная порода

тервала перфорации и забоем должно быть не менее 4 м. При решении задач на определение перетоков и негерметичность эти расстояния оговариваются заранее в зависимости от расположения пластов, из которых возможны перетоки [8].

После завершения работ на скважине в штатном режиме осуществляется первичное редактирование данных в соответствии с инструкцией [129]. Для этого увязывают электронные и магнитные метки в рабочих файлах одной спуско-подъемной операции, увязывают данные по глубинам при разных спуско-подъемных операциях, приводят точки записи различными методами к единой глубине, масштабируют записи в физических единицах, формируют для каждого метода единый файл недропользователя.

Заключительным этапом работ на скважине является составление «Акта о проведении геофизических работ», который подписывает представитель заказчика.

После возвращения на базу материалы геофизических исследований передаются в контрольно-интерпретаторскую группу для вторичного контроля и обработки. Наряд-заказ, путевой лист и акт о выполнении работ передаются в диспетчерскую группу для нормирования и расчета стоимости выполненных работ.

6.4. ОСОБЕННОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В нефтегазодобывающей промышленности строительство скважин является наиболее капиталоемким и экологически опасным производством, связанным с решением сложных и во многом противоречивых инженерных, экологических и управленческих задач. Для повышения рентабельности разработки и эксплуатации месторождений углеводородов должны быть задействованы самые эффективные геоинформационные методы, опирающиеся на потенциал новых технических средств, обеспечивающих реализацию инновационных технологий строительства и эксплуатации скважин.

Стратегическим направлением научно-технического прогресса в разработке нефтегазовых месторождений бесспорно являются технологии строительства горизонтальных скважин. Подтвержденные извлекаемые запасы нефти в России, эффективные для освоения горизонтальными скважинами, составляют около 7 млрд. т, в том числе – около 5 млрд. т в Западной

Сибири, примерно такой же объем высоковязких нефтей и битумов [6.4.2, 6.4.3, 6.4.17]. Экономически и экологически выгодно строить горизонтальные скважины на объектах подземного хранения газа. Освоение шельфовых зон немыслимо без этих технологий. Следовательно, на ближайшие десятилетия они приобретают статус технологий, обеспечивающих экономическую безопасность России.

Горизонтальными принято называть скважины, ствол или часть ствола которых имеют углы наклона в вертикальной плоскости (зенитные углы) от 56° на наклонно падающих участках до 110° на инверсионных. Горизонтальные скважины (ГС) делятся на собственно горизонтальные скважины, когда наклонный и горизонтальный участки являются продолжением обычных вертикальных скважин, и боковые горизонтальные стволы, бурение которых ведут из ранее пробуренных скважин (табл. 6.1).

Геофизические исследования горизонтальных и наклонно

Таблица 6.1

Характеристики и назначение горизонтальных скважин (по данным [6.4.14])

Горизонтальные скважины	Радиус кривизны, м	Диаметр скважины, мм	Интенсивность искривления, градус/10м	Протяженность горизонтальной части ствола, м	Назначение скважин
Большого радиуса кривизны	300 и более	195 – 220	1 – 1.5	600 – 2500	Добыча углеводородов в зонах шельфа, с морских платформ, в экологически закрытых и труднодоступных районах
Среднего радиуса кривизны	50 – 290	120-220	2.5-4	450 – 2500	Повышение нефтеотдачи, интенсификация добычи, вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов
Малого радиуса кривизны	6 – 40	120 – 150	5 – 10	90 – 300	Бурятся из обсаженных скважин старого фонда для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов

направленных скважин (как и вертикальных) проводят на всех этапах жизни скважины: при строительстве скважины, после бурения и в процессе ее эксплуатации. Особенности геофизических исследований ГС заключаются в:

- специфических технологиях доставки аппаратуры в горизонтальные участки скважин малого диаметра с изгибами на участках набора зенитного угла;
- проведении исследований сборками скважинных приборов;
- специфических методиках решения геологических задач в условиях изменения геометрии системы скважина-пласт (когда глубинность исследований может превышать толщину пласта на горизонтальных участках).

Геофизические исследования горизонтальных скважин в процессе бурения подразделяются на [6.4.14]:

- инклинометрические (измерение траектории ствола ГС);
- геолого-технологические исследования (ГТИ);
- геофизические (выполнение комплекса ГИС).

При геонавигации наклонно направленных (ННС), горизонтальных (ГС), многозабойных (МЗС) скважин предполагается использовать забойные телеметрические системы (ЗТС) для непрерывного контроля параметров кривизны и геофизики с целью оперативного управления траектории ствола скважины (ТСС) и исследования разбуриваемых отложений.

Геофизики в первые годы освоения горизонтального бурения переделывали традиционные инклинометры, и сначала закачивали их потоком ПЖ на забой, после проходки 20 – 30 метров ствола, потом научились спускать их на кабеле, переводя его в затрубье, а с появлением бескабельных систем с гидравлическими, электромагнитными и другими каналами связи стали включать их в состав бурильной колонны (в диамагнитной трубе) и получать данные в реальном масштабе времени о текущих координатах ствола ННС и ГС. Эти системы назвали забойными телеметрическими системами (ЗТС). ЗТС различаются набором методов ГИС и, соответственно, решаемыми задачами. Системы, включающие инклинометр либо в чистом виде, либо с одним (ГК) или двумя геофизическими (ГК и БК) и технологическими датчиками, способными «привязать» ствол к геологической ситуации, назвали MWD (Measurement while drilling — измерения в процессе бурения) системами. Комплекс методов ГИС, включающий инклинометрию, зонды РК, ЭК, АК и др., способный заменить или сокра-

тить до минимума промыслово-геофизические исследования после бурения ГС, назвали LWD-системами (Logging while drilling). У всех систем LWD, наряду с достаточно сложной управляющей электроникой, имеются блоки электронной памяти и блоки питания (как правило, литиевые батареи).

Кроме инклинометрических параметров в процессе бурения нужно получать данные о технологических параметрах (нагрузка на долото, число его оборотов, давление, температура на забое и др.), системы MWD стали оснащать этими датчиками. Для проводки ствола в заданную цель необходимы сведения о геологической ситуации – о реперах-маркерах, способных «привязать» траекторию к конкретной геологической ситуации и провести ствол в наиболее рациональном «коридоре». В составе MWD-системы появились геофизические зонды, сначала естественного гамма-метода, а затем и зонды для измерения электрического сопротивления горных пород (токовый каротаж, боковой каротаж) [6.4.14].

В настоящее время ЗТС включают комплекс ГИС для открытого ствола и ряд технологических параметров, что позволяет проводить ГС одним долблением без перерывов в бурении. Забойные телесистемы классифицируются по целевому назначению (инклинометрические – И, геофизические – Г, технологические – Т, комбинированные – И+Т, И+Г, И+Т+Г) и составу первичных преобразователей информации (И, Т, Г); каналу связи (электрический, гидравлический, по бурильным трубам, через горные породы) и непрерывности передачи информации (непрерывная, при остановках бурения, при остановках циркуляции, комбинированная соответственно); дальности и скорости передачи информации (>4.5 км – >10 бит/с, до 4.5 км – до 10 бит/с, до 3.0 км – до 4 бит/с, до 1.2 км – 0.5 – 2 бит/с) [6.4.13].

Особенности технологии геофизических исследований

Доставка отдельных приборов или их сборки к забою скважины может осуществляться несколькими способами [6.4.14].

Потоком промывочной жидкости внутри бурильного инструмента через лубрикатор (в местах изгиба сборку продвигают потоком промывочной жидкости при загерметизированном сальниковым устройством лубрикаторе). Измерения выполняют сразу после окончания «долбления».

В специальном контейнере, размещенном в последней трубе

бурильного инструмента или НКТ. Корпус контейнера может быть выполнен из стали или легких бурильных труб (ЛБТ) – для радиоактивных методов, для инклинометрических измерений – из стеклопластиковых труб или ЛБТ, для электрических - из непроводящего материала на основе стекловолокна или полиэтилена высокого давления. На нижнюю заглушку контейнера опускают на кабеле скважинные приборы (инклинометрии, ГМ, НМ, ИМ, БМ, КС, ПС). На верхнюю бурильную трубу навинчивают специальный переводник с пазом, в который укладывают геофизический кабель. Кабель закрепляют на переводнике специальным зажимом, после чего на переводник навинчивают очередную бурильную трубу.

Посредством движителя на геофизическом кабеле, проталкивающего сборку приборов на горизонтальный участок скважины. Непосредственно над сборкой на кабель нанизывают и закрепляют полиэтиленовые трубки, длина которых равна длине сильно наклонного и горизонтального участков, а сверху трубок закрепляют «движитель» расчетной массы – несколько УБТ или НКТ. Для снижения массы «движителя» используют специальные жесткие толкатели, одновременно исполняющие роль поплавков.

С помощью специального жесткого геофизического кабеля (применяют в наклонных и горизонтальных скважинах с длиной горизонтальной части до 300 м). Спуск приборов ведут через бурильные трубы, не дошедшие до забоя на 100 – 300 м; затем трубы поднимают на очередные 50 – 100 м и повторяют исследования.

Технология доставки скважинных приборов с усиленными по прочности кожухами *с помощью колонны специальных труб*, аналогичных бурильным трубам, применяемым при электробурении, и содержащими внутри кабельный канал связи.

В отечественной практике проведения ГИС в ГС используются две основные технологии:

1. Проведение ГИС автономной аппаратурой, спускаемой на буровом инструменте.

2. Проведение ГИС комплексом стандартных приборов, помещаемых в электрорадиопрозрачный пластиковый контейнер, спускаемый на буровом инструменте.

Во всех этих технологиях применяется боковой переводник для пропуска кабеля в затрубное пространство (рис. 6.11).

MWD-системы с проводным каналом связи измеряют и пе-

редают информацию до 30 забойных параметров. Преимуществом кабельных систем является двухсторонняя связь между скважинной и наземной аппаратурой, возможность передачи электроэнергии по линии связи для питания забойных датчиков, недостатком – высокая стоимость специального бурильного инструмента. Она на 70 – 80 % выше стоимости инструмента с обычными трубами, так как для устройства проводного канала связи в каждую бурильную трубу или свечу встроен отрезок кабеля по центру или по стенке трубы. При свинчивании труб отрезки проводов автоматически соединяются с по-

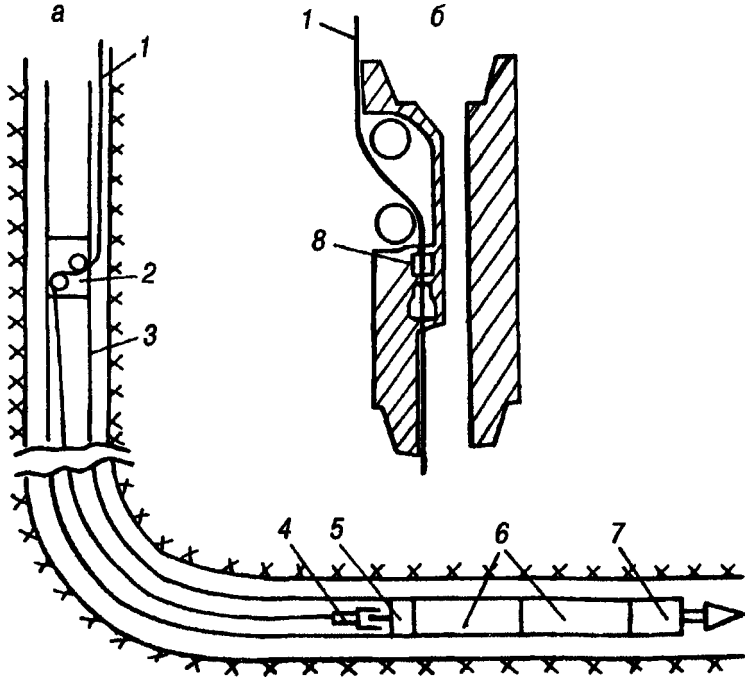


Рис. 6.11. **Проведение ГИС в горизонтальной скважине с боковым вводом кабеля внутрь колонны бурильных труб [42]:**
а – компоновка скважинной аппаратуры; б – схема переводника с боковым вводом кабеля; 1 – геофизический кабель; 2 – переводник бокового ввода; 3 – бурильные трубы; 4, 5 – подвижная и «неподвижная» соединительные головки; 6 – модули скважинного геофизического приборв; 7 – амортизатор; 8 – герметизирующий клапан

мощью специального контактного устройства. Такую связь можно организовать сбросовым кабелем с контактными разъемами. Его опускают в бурильную колонну с MWD-системой после спуска колонны в скважину. При спуске контактный разъем автоматически подключается к забойной измерительной аппаратуре. Основной и наиболее ответственной деталью в проводной линии связи является контактный элемент. Различают контакты с гальванической, индуктивной или емкостной связью. Вид электрической связи кабельной линии проводного канала, секционированной по трубам с контактными гальваническими соединениями, определяет дальность действия канала 2000 – 3000 м, затухание сигнала составляет $(0.75 – 1.0)\cdot 40^{-3}$ Нп/м [6.4.9]. Проводной канал с индуктивными соединениями имеет большее затухание $(4 – 20)\cdot 40^{-3}$ Нп/м, но благодаря высокой помехоустойчивости – такую же дальность действия. Проводной канал с емкостным соединением сбросовых секций по 500 – 600 м имеет затухание $(0.5 – 0.6)\cdot 40^{-3}$ Нп/м и дальность действия 5000 – 6000 м.

Из-за сложности технического выполнения кабельный канал связи используют при бурении скважин не глубже 6000 м. При бурении глубоких и сверхглубоких скважин, особенно с многокилометровым отдалением забоя, применение кабельного канала связи чрезвычайно затруднительно или невозможно.

Наличия кабеля в затрубье повышает вероятность аварий, увеличивает время исследований, ограничивает комплекс исследований.

Для устранения этих недостатков разработаны системы для проведение исследований *сборкой автономных скважинных приборов (модулей), спускаемых в составе бурильной колонны* без применения геофизического кабеля посредством, так называемых, беспроводных каналов связи.

Беспроводные каналы связи

Информация от забоя скважины к поверхности может передаваться с помощью (рис. 6.12):

- гидравлических импульсов по промывочной жидкости;
- акустических импульсов по металлу трубы или по промывочной жидкости;
- электромагнитных колебаний.

Опыт эксплуатации MWD-систем показывает наиболее надежные результаты использования *гидравлического канала свя-*

зи (ГКС), где в качестве датчиков контролируемых параметров служат тензодатчики, индуктивные, магнитоупругие или емкостные преобразователи. Импульсы давления бурового раствора формируются клапаном, приводимым в действие электромагнитом или электродвигателем [6.4.1, 6.4.5, 6.4.6, 6.4.7]. Забойные датчики питаются от генератора переменного тока или батарейного источника.

Передача информационного сигнала сопровождается значительными изменениями во времени как среднего давления и расхода, так и амплитуды сигнала и помех [6.4.8]. Если среднее давление изменяется с 20.5 до 22.6 МПа со скоростью 0.1 МПа/мин и основная помеха – от 0.25 до 0.35 МПа с наибольшей скоростью $0.5 \cdot 10^{-3}$ МПа/мин, то информационный сигнал – от 0.08 до 0.13 МПа с наибольшей скоростью $0.5 \cdot 10^{3}$ МПа/мин. Уровень информационного сигнала преобладает над близкими по частоте составляющими спектра помех в диапазоне 0 – 0.85 Гц.

По ГКС передаются технологические параметры: нагрузка на бурильный инструмент, частота вращения долота, состояние бурильного инструмента, зенитный и азимутальный углы, температура, давление и физико-механические свойства разбуриваемых пород. Информация передается импульсами давления бурового раствора. Импульсы давления формируются клапаном, сужающим проходное сечение внутри колонны бурильных труб по определенному закону. Импульсы давления

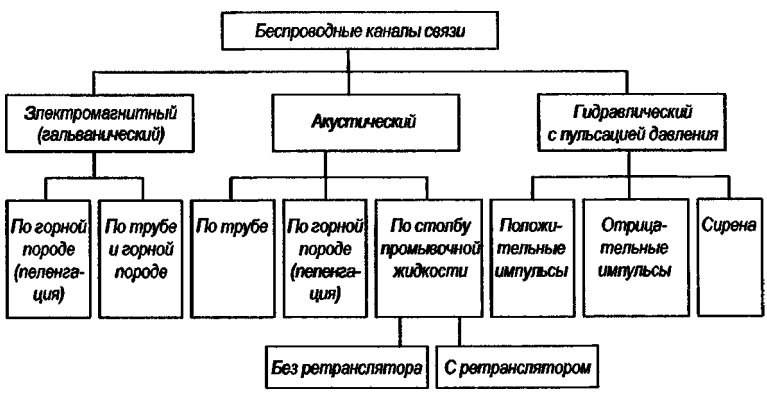


Рис. 6.12. **Беспроводные каналы связи [90]**

проходят по столбу бурового раствора со скоростью, близкой к скорости звука в жидкости – 1200 – 1500 м/с.

Известны три способа передачи информации по ГКС: с положительными импульсами давления бурового раствора, с отрицательными импульсами и непрерывной волной давления, близкой по форме к гармонической. Импульсы давления формируются во время перекрывания гидравлического канала с буровым раствором или соединения его с затрубным пространством.

MWD-системы с положительными импульсами давления (рис. 6.13). Скважинный прибор состоит из передатчика и блока датчиков 8, помещенных в виброизолятор 7. Передатчик (пульсатор) генерирует положительные импульсы давления бурового раствора в соответствии с сигналами от блока датчиков 8. Положительные импульсы давления воз-

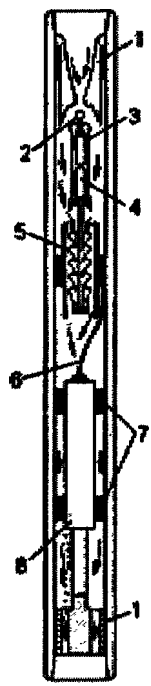


Рис. 6.13. **Конструктивная схема генератора положительных импульсов давления – пульсатора:**
1 – центраторы; 2 – клапан; 3 – поршень гидравлического усилителя;
4 – генератор; 5 – многоступенчатая турбина;
6 – кабель; 7 – виброизолятор;
8 – передатчик и блок датчиков

никают при перекрывании клапаном 2 проходного отверстия для потока бурового раствора. Поршень гидравлического усилителя 3 передвигает тарельчатый клапан 2 с конусовидным плунжером. Турбогенератор 4 снабжает энергией блок датчиков 8 и соленоидный клапан гидравлического усилителя, гидравлический насос-клапан 2. Импульсы давления с амплитудой 0.35 – 0.70 МПа измеряются датчиком давления приемной части MWD-системы, установленным на стояке буровой установки.

При работе MWD-системы с гидравлическим забойным двигателем (ГЗД) измерения ведутся непрерывно до тех пор, пока циркулирует буровой раствор, а при бурении ротором необходима остановка вращения колонны на 1,5 мин. Передача каждого параметра длится около 50 с, и вся информация передается за 2.5 мин цифровым кодом.

На рис. 6.13 показана конструктивная схема генератора положительных импульсов давления. Форма и частота импульсов давления определяются ходом и частотой срабатывания исполнительного элемента, приводимого в движение электромагнитом или электродвигателем. От электронного блока управления и кодирования управляющий сигнал передается на электромагнит или электродвигатель [6.4.7, 6.4.8].

MWD-системы с отрицательными импульсами давления. Отрицательные импульсы давления (рис. 6.14) создаются при перепуске клапаном порции бурового раствора в затрубное пространство. Внутри корпуса 1 расположен небольшой клапан 3, действующий от электрического соленоида 4. Байпасный канал 5 открывается на короткое время 0,25...1,0 с, и давление резко падает. Спад давления передается по столбу бурового раствора на поверхность земли.

Конструктивная особенность пульсатора с отрицательным импульсом – байпасный канал, соединяющий внутреннее пространство с затрубным. Неполадки в работе ГКС могут разгерметизировать бурильную колонну и вывести из строя не только MWD-систему, но и ГЗД.

MWD-системы с передачей информации непрерывной волной давления (сирена) (рис. 6.15). Для передачи информации по ГКС непрерывной волной давления используются частоты 0.02 – 0,2; 12; 24 Гц. В MWD-системе Ideal фирмы Schlumberger Anadrill рабочие частоты снижены до долей единиц Гц при дальности действия 6.4 км. Во всех системах с непрерывной волной дав-

ления выполняется фазовая модуляция передаваемого сигнала, уступающая по помехоустойчивости кодоимпульсной модуляции, используемой в импульсных ГКС.

Вследствие медленного распространения импульсов давления и ограничений в скорости модуляции измерения передаются медленнее, чем в системах с кабельным каналом связи. Недостатком ГКС также являются жесткие требования к буровому раствору (содержание песка<1 – 4 %, газа<7 %). Поэтому при бурении с аэрированными жидкостями и на газе, а также при вскрытии газового пласта большой толщины или в протяженном горизонтальном стволе их невозможно использовать.

К основным помехам в ГКС относятся пульсации давления, обусловленные неравномерной подачей качающих узлов гидравлических насосов. Частота основной составляющей спектра колебаний давления кратна частоте привода насоса и находит-

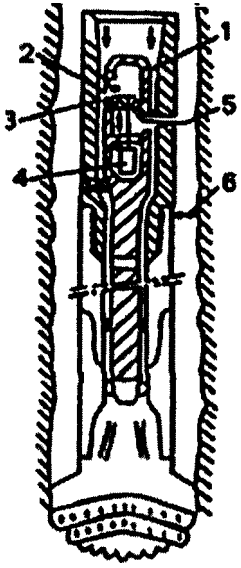


Рис. 6.14. **Конструктивная схема генератора отрицательных импульсов давления:**
1 – корпус; 2– гидравлический фильтр; 3 – клапан; 4 – электрический соленоид; 5 – байпасное отверстие; 6 – кольцевое затрубное пространство

ся в диапазоне 0.6 – 1 Гц. Уровень пульсаций давления составляет 2 – 5 % от среднего давления на выходе из насоса.

Способ передачи информации по электромагнитному каналу связи. Работами С.Я. Литвинова, И.К. Саркисова (1959 г.), Е.А. Полякова (1962 г.), О.П. Шишкина (1962 г.) установлена возможность использования колонны бурильных труб в качестве электрического канала для передачи информации с забоя на земную поверхность.

Беспроводной электромагнитный канал связи использует колонну бурильных труб в качестве одного из проводов линии передачи, по простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности является наиболее перспективным при организации устойчивой связи забой-устье при турбинном и роторном бурении скважин. Сигналы передаются по породе, окружающей колонну бурильных труб, и принимаются на поверхности антенной, расположенной на некотором расстоянии от буровой. Передача ведется двоич-

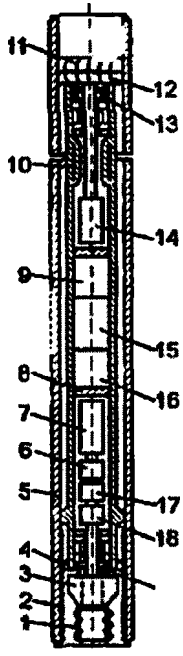


Рис. 6.15. **Генератор непрерывной волны давления в ГКС:**
1– сильфон; 2 – износостойкая втулка;
3 – вращающийся клапан; 4 – статор;5 – переводник;
6 – муфта; 7 – двухфазный электродвигатель;
8 – герметизирующая перегородка; 9 – датчики с АЦП;
10 – втулка; 12 – статор; 13 – уплотнение;
14 – генератор; 15 – регулятор частоты вращения двигателя; 16 – блок питания; 17 – зубчатый планетарный редуктор; 18 – упругая муфта;
19 – сальниковое уплотнение

Таблица 6.2

Технические характеристики отечественных забойных телеметрических систем с электромагнитным каналом связи

ЗТС, предприятие, год выпуска	Измеряемые параметры		Погрешность измерения (диапазон измерения угла), град.			Канал связи, режим передачи данных	Источник энергии (срок службы в часах для батарей)	Термобаростойкость, °С/МПа	Диаметр скважинного прибора, мм
	навигационные, технологические	геофизические	зенитный угол α	азимут φ	положение отклонителя θ				
«САГОР», ЗТС-172, 1997	α, φ, θ	КС	±0.1 (0 – 120)	±2.0 (0 – 360)	±2 (0 – 360)	ЭМКС, при циркуляции бурового раствора	ТГР	100/60	172
ВНИИГИС ЗИС-4, 1984	α, φ, θ	Нет	±0.3 (0 – 90)	±2.0 (0 – 360)	±2 (0 – 360)	ЭМКС, при циркуляции бурового раствора	ТГ	80/60	172
ВНИИГИС «Забой», 1993	α, φ, θ, η, G, виброметрия	ГК, 2БК	±0.3 (0 – 90)	±2.0 (0 – 360)	±2 (0 – 360)	ЭМКС+ЗУ, при циркуляции бурового раствора	Б (7), ТГ	120/60	172
ВНИИГИС ЗТС-54, 1996	α, φ, θ, виброметрия	ГК, КС, ПС	±0.1 (0 – 180)	±0.1 (0 – 360)	±0.1 (0 – 360)	ЭМКС, при циркуляции бурового раствора	ТГ	120/60	54
ВНИИГИС ЗТС-172, 1996	α, φ, θ, виброметрия	ГК, ПС	±0.1 (0 – 180)	±0.1 (0 – 360)	±1 (0 – 360)	ЭМКС, при циркуляции бурового раствора	ТГ	120/60	172
ВНИИГИС ЗТС-155,1997	α, φ, θ, виброметрия	ГК, БК, ПС, ДР, ДТ	±0.1 (0 – 180)	±0.1 (0 – 360)	±0.1 (0 – 360)	ЭМКС, при циркуляции бурового раствора	ТГ	120/60	155
АО ЭХО АТ-3, 1993	α, φ, θ	Нет	0.25 (0 – 99)	0.5 (0 – 360)	0.5 (0 – 360)	ЭМКС, непрерывно	ТГ	90/60	172
НПП «Самарские горизонты» ЗТС-172М, 2008	α, φ, θ	КС, ЭМК	±0.1 (0 – 180)	±0.1 (0 - 360)	±0.1 (0 – 360)	ЭМКС, при циркуляции бурового раствора	ТГ	120/60	195 172 108

ным кодом с модуляцией фазы сигналов с частотой от 2.5 до 50 Гц. Максимальная глубина скважин, пробуренных с электромагнитным каналом связи, не более 5000 м.

В табл. 6.2 приведены технические характеристики отечественных ЗТС с ЭМКС. Разработкой MWD-систем и ЗТС для контроля забойных параметров с передачей информации по электромагнитному каналу связи занимаются также зарубежные фирмы: Ration, Sandys laboratory, Develco, Genesis, Scientific drilling controls, Teledrill и отечественные: НПП «ВНИИГИС», НПП «Самарские горизонты» и др. [6.4.4, 6.4.7, 6.4.8, 6.4.10, 6.4.11, 6.4.15].

По сравнению с гидравлическим каналом электромагнитный канал связи обладает следующими преимуществами:

- повышенная надежность деталей забойных устройств, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора;
- простота в управлении, возможность обратной связи в корректировке траектории бурения скважины в соответствии с проектом.

Электромагнитный канал связи имеет большую скорость передачи информации, чем ГКС, предъявляет менее жесткие требования к качеству бурового раствора и неравномерной работе буровых насосов, передает информацию независимо от степени аэрации бурового раствора. На рис. 6.16 показаны зависимости произведения пропускной способности канала на его дальность (C·L) от частоты передаваемого сигнала (f).

Дальность действия электромагнитного канала связи сильно зависит от удельного электрического сопротивления окружающих пород: в низкоомных разрезах (Западная Сибирь) сигнал сильно шунтируется и затухает, в высокоомных (мощные пласты соли в Оренбургской и Пермской областях) передающий диполь ЗТС электрически изолирован пластами и сигнал проходит плохо. Но ЗТС обладает и существенными преимуществами: на порядок дешевле, менее требовательна к качеству бурового раствора, ее можно использовать в условиях, где гидравлический канал не работает, например, при вскрытии газоносного пласта или бурении на аэрированных буровых растворах.

Однако на величину и качество электромагнитного сигнала отрицательно влияют электрические помехи, создаваемые нефтепромысловым оборудованием и низкоомными горны-

ми породами [6.4.15]. Для низкоомного разреза Западной Сибири достигнута дальность устойчивой передачи полезного сигнала 3200 м.

В результате теоретического и экспериментального анализа опыта использования ЭМКС в скважине с передачей сигналов по трубам и по породе были сделаны выводы, что данный способ связи перспективен в первую очередь для районов, характеризующихся высоким удельным сопротивлением пород ρ. Наиболее целесообразно вести передачу информации на низких частотах – не выше нескольких десятков Гц.

Исследованиями показано, что при частотах до 1 Гц поверхностный эффект в трубах, по которым передаются электрические сигналы, проявляется слабо, в связи с чем затухание сигналов практически не зависит от частоты. При этом коэффициент затухания сигналов может быть определен из формулы:

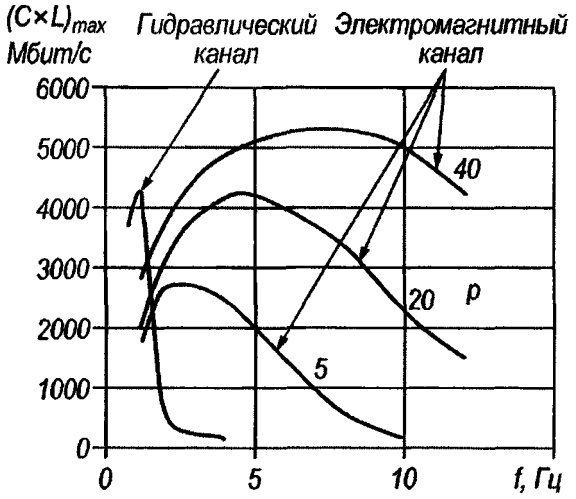


Рис. 6.16. **Иллюстрация эффективности связи для беспроводного и гидравлического каналов [90]**
Шифр кривых – значения Омм

$$k = \frac{\sqrt{\frac{\bar{\rho}}{\ln\frac{L}{r}}}}{\sqrt{\bar{\rho}\, r\delta}}, \qquad (6.2)$$

где ρ – эквивалентное удельное электрическое сопротивление горных пород; r – половина диаметра бурильных труб; δ – толщина стенок бурильных труб.

Ведутся разработки ЗТС с ЭМКС, включающей геофизический и технологический модули [6.4.9, 6.4.18] На рис. 6.17 приведена блок-схема забойной телеметрической системы ЗТС-172М с электромагнитным каналом связи (НПП «Самарские горизонты»). Эта система предназначена для ориентации отклонителя на забое, непрерывного измерения на забое и индикации на поверхности земли азимута и зенитного угла ствола скважины, а также измерения геофизических параметров каротажа сопротивления разбуриваемой породы (КС) и электромагнитного каротажа (ЭМК) в процессе турбинного бурения

Таблица 6.3

Угловые параметры и точность их измерения аппаратурой в составе забойной телеметрической системы в скважинах глубиной до 3500 м

№	Наименование параметра	Диапазон измерений	Разрешающая способность (дискретность)	Погрешность
1	Азимут, град.	0 – 360	1.0 (град)	±1.5
2	Зенитный угол, град.	0 – 102	0.1 (град)	±0.15
3	Отклонитель, град.	0 – 360	1.5 (град)	±1.5
4	Кажущееся удельное сопротивление КС, Омм	0.2 – 200,0	1.0 (%)	±1.0
5	Электромагнитный каротаж, ЭМК (двухчастотный, по выбору) Омм	(5.0 – 100,0 кГц) R=10.0 – 500000.0 (C=50.0x10 – 1.0x10 Ф)	0.1 (%) Логарифмическая шкала	1.0 (%)
6	Температура, °С	5 – 120	1.0	±1.5
7	Обороты генератора ЗТС, об/мин	800 – 3000	20.0	±20



Рис. 6.17. **Блок-схема забойной телеметрической системы ЗТС-172М с электромагнитным каналом саязи (НПП «Самарские горизонты»)**

в геологических средах, не имеющих магнитных аномалий. Аппаратура в составе ЗТС обеспечивает измерение угловых параметров с нижеприведенной точностью на глубинах скважин до 3500 м по вертикали, в условиях низкоомных ($\rho<10$ Ом·м) пород месторождений Западной Сибири (табл. 6.3).

Корпусные элементы телеметрической системы сохраняют свои прочностные параметры и обеспечивают защиту скважинной электроники при внешних воздействиях:

- температур до 150°С;
- давлений до 60 МПа.

Электропитание электроники скважинного прибора осуществляется через штатный разъем от турбогенератора переменного тока, вращение которого осуществляется потоком промывочного раствора. Устройство сопряжения (УСО) и программное обеспечение (ПО) на поставляемую аппаратуру обеспечивают подавление помехи частотой >20 Гц не менее 60 dB; чувствительность приема сигнала, при котором сохраняются работоспособность и метрологические характеристики не менее 1 мкВ (с возможностью регулировки чувствительности при большом входном сигнале); работу в составе компьютеризированного комплекса контроля параметров бурения с существующими программными средствами обработки и представления информации от телеметрической системы по согласованному протоколу обмена. Надежность и работоспособность аппаратуры характеризуется средней наработкой на отказ для скважинного прибора не менее 200 час, для УСО – 1000 час.

Акустический канал связи обладает малой информативностью. Пользоваться MWD-системами с акустическим каналом связи сложно, потому что трудно распознавать сигнал на фоне помех вследствие низкой интенсивности, отражения и интерференции, происходящей из-за изменения диаметра труб и замковых соединений. В бурильной колонне продольные упругие волны возникают при взаимодействии колонны и долота с забоем. Контроль забойных процессов основывается на анализе вибраций наземной части колонны бурильных труб. Основным параметром, который удается контролировать, является частота вращения породоразрушающего инструмента, потому что в регистрируемом частотном спектре преобладает первая основная гармоника колебаний зубьев долота, ее мощность и энергия максимальны по сравнению с остальны-

ми составляющими. Корреляция амплитуды и частоты колебаний со степенью износа долота позволяет судить о состоянии инструмента, изменение амплитуды сигналов при постоянном режиме бурения – о механических свойствах пород. Основным недостатком акустического канала связи является быстрое затухание сигнала с глубиной. Поэтому в бурильной колонне через каждые 400 – 500 м располагают ретрансляторы, по цепочке принимающие, усиливающие и передающие сигнал на поверхность. В каждом ретрансляторе размещается приемник, преобразователь, передатчик и источник электроэнергии. Вид сигнала меняется не только со сменой режима работы инструмента, но и непостоянных свойств разбуриваемой породы. Обработка шумоподобного акустического сигнала на поверхности очень сложна и не дает точной технологической информации. Максимальная глубина использования систем с акустическим каналом связи ограничена 3000 – 4000 м.

Технические характеристики геонавигационных систем

В разработке MWD-систем лидируют зарубежные фирмы: Schlumberger, Halliburton, Sperry-Sun, Geoservice, Baker Hughes, Eastman Cristensen. Исторически сложилось, что в отечественных ЗТС используется преимущественно ЭМКС (электро-магнитный канал связи), в отличие от зарубежных.

Технические характеристики беспроводных MWD-систем приведены в табл. 6.4. Условные обозначения: α – зенитный угол, φ – азимут, θ – положение отклонителя, G – нагрузка на долото, ρ – удельное сопротивление бурового раствора, Т – температура, Р – давление, ГМ – гамма метод, ГГМ – гамма-гамма метод, НМ, ННМ – нейтронный, нейтрон-нейтронный метод, АМ – акустический метод, КС – методы кажущегося сопротивления, ПС – самопроизвольная поляризация, БК – боковой каротаж, ЭММ – электромагнитный метод; ГКС – гидравлический канал связи, ГКС(О) – с отрицательными импульсами давления, ГКС(П) – с положительными импульсами, ГКС(Н) – непрерывной волной; ЭМКС – беспроводный электромагнитный канал связи; ЗУ – запоминающее устройство; ТГ – турбогенератор, Б – батареи; 0.2* – погрешность при непрерывных замерах.

ГКС используют в 10 типах MWD-систем, в одном – электромагнитный с ЗУ и в одном – комбинированный канал связи: электромагнитный и гидравлический. MWD-системы измеряют

Таблица 6.4

Технические характеристики MWD-систем

Система, фирма, год	Измеряемые параметры		Погрешность измерения (диапазон измерения угла), град.			Канал связи, режим передачи данных	Длительность и скорость передачи информации на поверхность, С			Источник энергии (срок службы для батарей, ч)	Термо-баростой-кость, °С/МПа	Диаметр скважинного прибора, мм
	навига-ционные, технологи ческие	геофизи-ческие	зенитный угол α	азимут φ	положе-ние отклони-теля θ		θ	α, φ (дискретные замеры)	α, φ (непрерыв-ные замеры)			
Acci Trac Eastman Cristensen США, 1987	α, φ, θ	Т	0.2 (10 – 90)	2.0 (0 – 360)	1.0 (0 – 360)	ГКС (О), возбужден 2-й синхр. импульс, от клапана на вертикальной трубе	Нет данных	–	–	Б (200)	125/140	171, 197, 203, 229, 241
MPT Sperry-Sun, Великобрита-ния, 1987	α, φ, θ	Т, Р ГК, КС, ЭМК, ПС	0.1 (0 – 90)	0.25 (0 – 360)	0.75 (0 – 360)	ГКС (О), снижение и увеличение давления 1.75 – 6.99 МПа	Нет данных	–	–	Б (250)	140/105	171, 203
Advisor Schlumberger Anadrill, США, 1987	α, φ, θ, G, M	Т, КС ГК	0.15 (0 – 90)	0.6 (0 – 360)	0.6 (0 – 360)	ГКС (Н), остановка насосов, остановка ротора, выдержка 32 с, включение насоса	Нет данных	–	–	ТГ	200/140	159, 178, 203, 229
Sonat Teleco, США, 1990	α, φ, θ, G, M	ГК, КС Р	0.25 (0 – 90)	1.5 (0 – 360)	3.0 (0 – 360)	ГКС (Н), остановка насоса, остановка ротора, включение насоса или остановка вращения	Нет данных	–	–	ТГ	125/140 125/140	171, 197, 210, 241
Geoservice, Франция, 1989	α, φ, θ	Т, Р, ГК, КС	0.25 (0 – 90)	3.0 (0 – 360)	3.0 (0 – 360)	ЭМКС+ЗУ, по программам, независимо от бурения	Нет данных	–	–	Б (120 – 200)	125/140	120, 171, 203

Окончание табл. 6.4

Система, фирма, год	Измеряемые параметры		Погрешность измерения (диапазон измерения угла), град.			Канал связи, режим передачи данных	Длительность и скорость передачи информации на поверхность, С			Источник энергии (срок службы для батарей, ч)	Термо-баростой-кость, °С/МПа	Диаметр скважинного прибора, мм
	навига-ционные, технологи ческие	геофизи-ческие	зенитный угол α	азимут φ	положе-ние отклони-теля θ		θ	α, φ (дискретные замеры)	α, φ (непрерыв-ные замеры)			
Halliburton Geotate, США, 1990	α, φ, θ	Р, ГК, БК, ННК	0.5 (0 – 180)	– (0 – 360)	– (0 – 360)	ГКС(О) + ЗУ, остановка насосов, запуск насосов	Нет данных	–	–	Б (125 – 200), ТГ	125/140	159, 197, 241
M3 Schlumberger, Anadrill, США, 1990	α, φ, θ, G	Т, ГК, возможно расшире-ние комп-лекса	0.1; 0.2*	0.1; 2.0*	1.0 1.0 1.0 – 2	ГКС, непрерывно	4.5 – 22 (3 бит/с)	98 (3 бит/с) 155 (1,5 бит/с)	88	ТГ	150/138	177,8, 209,6, 241,3
Slim I Schlumberger Anadrill США, 1992	α, φ, θ, G	Г, ГК, КС, напряжен иость магнитно го поля	0.1	0.1	–	ГКС (П), нет данных	10 – 120	100-300	–	Б (150 – 800, литиевые) Б (50 – 250, щелочные)	150/103	55,6
Ideal Schlumberger Anadrill, США, 1993	α, φ, θ	ГК, ЭМК, ГГК,АК, 2ННК, ЛПК	0.1; 0.2*	0.1; 0.2	1.0	Комбинированный ЭМКС + ГКС, иепрерывно	4.5 – 22 (3 бит/с)	98 (3 бит/с) 155 (1,5 бит/с)	88	ТГ	150/138	177,8, 209,6, 241,3
Baker Hughes Navigator, США, 1984	α, φ, θ	ЭМК, ГК	0.1 (0 – 180)	0.15 – 2.0 (0 – 360)	3.0 (0 – 360)	ГКС (П) + ЗУ, запись в реальном времени с занесением в ЗУ	Нет данных	–	–	ТГ	125/140	171,4

столько же навигационных параметров, сколько и отечественные ЗТС. Четыре типа MWD-систем оснащены наряду с ГМ, КС, ГГМ и Т модулем ЭММ, один оснащен кавернометрией и два оснащены АМ.

MWD-система снабжается энергией как от турбогенератора, так и от батареи. В пяти MWD-системах используется батарейное питание, в шести – ТГ и в одной – комбинированное ТГ+Б. Литиевые источники питания увеличивают ресурс работы ЗТС до 800 ч, современные щелочные – до 250 ч. Погрешность инклинометрических измерений – на уровне отечественных ЗТС и составляет ±0.1°. Термобаростойкость MWD-систем выше, чем у отечественных (125°С/140 МПа для большинства, иногда 150°С/140 МПа). Ассортимент диаметров скважинных приборов шире, чем у отечественных: 55.6; 120; 127; 159; 171; 197; 203; 210; 229; 241 мм. Скорость передачи информации 1.5 – 3 бит/с.

Наиболее эффективной по оснащенности средствами каротажа (ГМ, ЭММ, ПС, ГГК, АК, 2ННК) является MWD-система Ideal фирмы Schlumberger Anadrill [6.4.16]. Расположение измерительных зондов ПС на расстоянии нескольких метров от долота приводит к отставанию замеров удельного сопротивления вскрываемых горных пород и, следовательно, к неконтролируемому приближению или вскрытию водонефтяного или газонефтяного контактов. Кроме того, усложнена конструкция забойного двигателя-отклонителя и скважинной части телеметрической системы: вмонтированы специальные кольцевые зонды в шпиндельную секцию забойного двигателя-отклонителя и устройство для передачи электромагнитных сигналов на MWD-систему.

Список литературы к разделу 6.4

6.4.1. Башта Т.М. Гидропривод и гидропневмоавтоматика. М.: Машиностроение. 1972.

6.4.2. Голов Л.В., Волков С.Н. Современное состояние и перспективы применения горизонтальных скважин в России //Нефтяное хозяйство. 1997. № 3. С. 29 – 31.

6.4.3. Голышкин В.Г., Замалеев Т.Х., Рылов Н.И., др. Строительство экспериментальных наклонно горизонтальных скважин на отложениях природного битума. В сб. «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений» /Труды научно-практической конференции 6-й Международной специальной выставки «Нефть, газ – 99». Казань, 8 – 9 сентября 1999. Т. 2 – Казань: Экоцентр. 1999. С. 175 – 178.

6.4.4. Демихов В.И. Средства измерения параметров бурения скважин. М.: Недра, 1990.

6.4.5. Зюко А.Г., Коробов Ю.Ф. Теория передачи сигналов. М.: Связь. 1982.

6.4.6. Ивакин Б.П., Карус Е.В. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра. 1979.

6.4.7. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. М.: Недра. 1987.

6.4.8. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. М.: ВНИИОЭНГ. 2000. С. 350.

6.4.9. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Компьютерные геонавигационные технологии сопровождения строительства горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Газпром» /Материалы научно-технического совета ОАО «Газпром». «Об использовании компьютерных технологий для повышения эффективности разведки, строительства скважин, моделирования процессами разработки объектов УВС и ПХГ». М.: ИРЦ «Газпром». 1999. № 9-11. С. 82 – 88.

6.4.10. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Телеметрические системы при морском бурении горизонтальных скважин //Газовая промышленность. 2004. № 4.

6.4.11. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Телеметрические системы с электромагнитным каналом связи при морском бурении горизонтальных скважин /Сборник тезисов докладов IV Международного семинара «Горизонтальные скважины». 23 – 24 ноября 2004.

6.4.12. Лукьянов Э.Е. Состояние и перспективы развития геофизических исследований в горизонтальных скважинах (научно-технический обзор). Ч. 2. Тверь: АИС-НПГП «ГЕРС». 1994.

6.4.13. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: Нефть и газ. 1997.

6.4.14. Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А. Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин. С-Пб: МАНЭБ. 2001.

6.4.15. Молчанов А.А. Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. М.: Недра. 1983.

6.4.16. Рюкасл С., Шульженко Г. Современные технические средства оперативной корректировки траектории горизонтальной скважины с учетом фактических геологических условий //Геология и геофизика разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 1996. № 4. С. 15-20.

6.4.17. Хисамов Р.С., Абдулмазитов Р.Г., Ибатуллина С.И. Этапы освоения залежей битума в Татарии //Нефтяное хозяйство. 2007. № 7. С. 43-45.

6.4.18. Чупров В.П. Из опыта проводки горизонтальных скважин и боковых стволов телесистемами с беспроводным электромагнитным каналом связи. Доклад на Международной конференции по ГИС. М.: РГУ нефти и газ им. И.М.Губкина. 1998. С. 2-4.

ПРИЛОЖЕНИЕ

АКТ
проверки готовности скважины к промыслово-геофизическим исследованиям

"___" _____ 200_г.

1. Скважина № _____ Куст _____ Площадь(м-ние) _____
Заказчик _____ Подрядчик _____
Мы, нижеподписавшиеся, мастер _____
Представитель Заказчика _____
и представитель Подрядчика _____
составили настоящий Акт о том, что нами проверена готовность скважины к промыслово-геофизическим работам.

В результате проверки УСТАНОВЛЕНО:

1. Забой скважины, м: искусственный (текущий) _____, пробуренный _____
2. Диаметр эксплуатационной колонны _____ мм.
3. НКТ : глубина спуска _____ м, диаметр _____ мм, наличие воронки _____.
4. Раствор, заполняющий скважину: тип_____ , уровень _____ м, удельный вес ___г/куб.см, вязкость ____ с, водоотдача ___ куб.см/30 мин.
5. Проработка и промывка ствола скважины производилась " ___ " _____ 200_г.
6. Осложнения в скважине (уступы, обвалы, пробки и т.д.) _____
(имеются или нет и на какой глубине)
7. Последний спуск инструмента происходил" ___ " _____ 200_г. _____
(нормально, затяжки и прочее)
8. Последний подъем происходил " ___ " _____ 200_г.

_____
(нормально, наблюдались затяжки и другие осложнения)

9. Шаблонирование обсадной колонны, НКТ (нужное подчеркнуть) производилось шаблоном _____ диаметром _____ мм, до глубины_____ м.
10. Максимальный диаметр прибора, спускаемого в обсадную колонну ____мм или в НКТ _____ мм, или в затрубье _____ мм.
11. Для установки станции подготовлена рабочая площадка и подъездные пути к ней.
12. Пол буровой и приемные мостки исправлены и очищены от бурового раствора, нефти, нефтепродуктов, смазочных материалов, льда, снега.
13. Все посторонние предметы между рабочей площадкой и устьем скважины удалены, обеспечены подходы.
14. Состояние устьевого оборудования ***исправно***.
15. Для крепления нижнего оттяжного ролика имеется устройство, испытанное на нагрузку _____т, «____» _____200_г.
16. Освещенность объекта: устье, приемные мостки, территория в радиусе 50 м _____ лк.
17. Устье скважины оборудовано задвижкой с диаметром ___мм и опрессованной на давление ___атм.
18. К устью скважины подведена вода, пар, сжатый воздух _____
19. Для выполнения вспомогательных работ, связанных с геофизическими исследованиями, из состава буровой бригады в распоряжение геофизической партии выделено _____ человек.

20. Для сбора жидкости имеется линия сбора или емкость _____

Заключение комиссии ***скважина к промыслово-геофизическим исследованиям готова.***

Буровой мастер _____
(Ф. И. О., подпись)

Представитель Заказчика _____
(должность, Ф. И. О., подпись)

Представитель Подрядчика: _____
(должность, Ф. И. О., подпись)

Акт готовности скважины к промыслово-геофизическим работам вручен Представителю Подрядчика (начальнику партии, отряда № _____

В _____ час. _____ мин. " ___ " _____ 200_г.

Скважину по окончанию геофизических работ (исследований)

Сдал представитель Подрядчика
Нач. партии_____
(должность, Ф. И. О., подпись)
" ___ " _____ 200_г.

Принял представитель Заказчика
_____
(должность, Ф. И. О., подпись)
" ___ " _____ 200_г.

ГЛАВА VII
АППАРАТУРА ГИС

7.1. АППАРАТУРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

К аппаратуре для электрометрии скважин относятся приборы, предназначенные для определения $\rho_к$. Аппаратура включает зонды для создания в скважине и в околоскважинном пространстве электрического поля и измерения разности потенциалов на различном расстоянии от питающего электрода. Обычно применяют многоэлектродные зонды, представляющие сочетания нескольких трехэлектродных зондов с общим токовым электродом. Число электродов и расстояние между ними подбирается таким образом, чтобы сформировать необходимый комплекс зондов для выполнения БКЗ.

Конструктивную основу многоэлектродного зонда составляет отрезок специального многожильного кабеля, на котором размещены свинцовые или стальные патрубки-электроды, запрессованные в резиновые корпуса. Каждый электрод подключен к соответствующей жиле зондового кабеля. Нижний конец зонда снабжен зондовым наконечником для сочленения со скважинным прибором. Сверху зонд заканчивается стандартной кабельной головкой.

Токовые электроды питаются стабильным переменным током частотой 200 – 400 Гц от источника тока на поверхности.

Как известно, для обработки результатов БКЗ, наряду с измерением $\rho_к$ несколькими зондами, необходимо измерить сопротивление бурового раствора $\rho_с$ и диаметр скважины $d_с$.

С цель сокращения времени на производство работ и повышения точности результатов необходимо выполнить весь комплекс измерений за один спуско-подъем.

С этой целью для электрометрии в настоящее время используется комплексная аппаратура, выполненная на основе многоканальной измерительной системы с временным разделением каналом и кодоимпульсным преобразованием информации.

Большой диапазон измеряемых $\rho_к$ предусматривает наличие в аппаратуре, как минимум, двух диапазонов разной чувствительности, например 0.2 – 200 Омм и более 200 Омм.

Типичным представителем такой аппаратуры является аппаратура К1А-723М, разработанной НПФ «Геофизика».

В аппаратуре реализована возможность выполнения комплекса БЭЗ семью зондами (А8.0М1.0N; А4.0М0.5N; А2.0М0.5М; N0.5М2.0А; А1.0М0.1N; А0.4М0.1N; N11М0.5А), измерение резистивиметром, БК-3 и ИМ за один спуск.

Диапазон измеряемых сопротивлений зондами БЭЗ – 0.5 – 2000 Омм, диапазон резистивиметра – 0.05 – 5 Омм, диапазон аппаратуры БК-3 – 0.5 – 2000 Омм, диапазон ИК – 10 – 2500 мСм/м.

Аналогичными возможностями обладают и целый ряд аппаратуры, разработанной рядом других организаций: Э41-НВ, К5А-723, БКЗ-75, МЕГА-Э, КАСКАД-Э.

Все типы аппаратуры позволяют регистрировать и потенциалы ПС.

Микрозондирование реализуется с помощью размещения электродов на внешней поверхности резинового башмака, которой он прижимается к стенке скважины. Обычная конструкция микрозонда позволяет разместить на других башмаках электроды микробокового каротажа и датчика микрокаверномера. Это серийная аппаратура типа Э32-НВ, К3А-723, К3-723-2М, Тверца-МБК, МК-НС, БМК-75, имеющая два микрозонда А0,025М 0.025N и А0.05М, зонд БМК и датчик микрокаверномера. Аппаратура выполнена в модульном исполнении и может использоваться в комплексных сборках. Помимо аппаратуры с обычными микрозондами разработана аппаратура с двумя разноглубинными зондами БМК (Э42-НВ, Э42-НС), в которой применен компенсационный способ измерения УЭС ближней зоны, что позволяет отказаться от прижимных устройств.

Аппаратура бокового каротажа реализуется в различных вариантах в зависимости от назначения. Наиболее простой вариант используется в комплексной аппаратуре с измерениями БЭЗ. Здесь применяется, как правило, трехэлектродный БК-3. Конструктивно электроды размещаются на корпусе электронной схемы. Длина экранных электродов составляет 1.5 м, длина центрального – 0.15 м, диаметр 70 – 73 мм.

Фокусировка тока достигается выравниванием потенциалов центрального $А_0$ и экранных электродов $А_э$ гальваничес-

ким соединением их малым сопротивлением. Вторым электродом В для экранных токов является оплетка кабеля, а обратный измерительный электрод N_{∞} находится на косе на расстоянии не менее 25 м.

Интерес представляет аппаратура, разработанная в Петроальянсе TLL, имеющая три разноглубинных зонда БК (0.35; 0.5;.1.0 м). Преимущество этой аппаратуры в наличии глубинного зонда, позволяющего рассчитать истинное значение УЭС как при повышающем, так и при понижающем проникновении фильтрата бурового раствора в пласт.

В настоящее время разработана аппаратура 2БК (Э49-НВ, Э49-НС), включающая усовершенствованный многоэлектродный зонд двойного (разноглубинного) бокового каротажа с объемными электродами. Цилиндрическая поверхность центрального электрода зондовой установки разделена вертикальными изоляторами на 8 равных частей-сегментов. Этим обеспечивается получение независимых измерений по восьми равномерно распределенных по азимуту направлениям, а также определение угла встречи границ раздела пластов, пересеченных скважиной. Диапазон измерений удельных электрических сопротивлений горных пород зондом БК-М – 0.2 – 2000 омм, диапазон измерений удельных электрических сопротивлений горных пород зондом БК-Б – 0.2 – 20000 Омм. Глубинность исследования по уровню 0.5 псевдогеометрического фактора зонда (расчетный параметр): зонда БКМ, не более 0.4 м, зонда БКБ, не менее 0.8 м.

Вертикальная разрешающая способность составляет, не более 0.1 м. Длина гибкого изолированного зонда (косы), не более 20 м.

В этот раздел необходимо отнести и разработку, предназначенную для детального исследования пласта – электросканер АЭСБ-73. Он предназначен для оценки азимутальных неоднородностей, определения наклона пластов, выделения трещин и определения их ориентации и контроля технического состояния колонн.

Количество азимутальных сегментов центрального электрода– 16, глубинность исследования в радиальном направлении, не менее 1 м. Вертикальное разрешение, не менее 50 мм. Диапазоны измерений: удельного сопротивлений – 0.2 – 1000 мм, азимута 0 – 360 град, зенитного угла 0 – 180 град.

Аппаратура дивергентного каротажа разработана приме-

нительно к измерению сопротивлений пластов через стальную обсадную колонну типа ЭКОС-31-7.

Решаемые задачи

1. Определение удельного электрического сопротивления горных пород в нефтяных и газовых скважинах глубиной до 5000 м, обсаженных пяти- и шестидюймовыми стальными колоннами, заполненными любой промывочной жидкостью.

2. Определение положения водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контактов, а также коэффициента нефтегазонасыщения ($K_{нг}$).

3. Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений и подземных хранилищ газа.

Преимущества

1. Оригинальная структурная схема гибкого электрического зонда скважинного прибора.

2. Гидропривод, обеспечивающий надежный контакт электродов с колонной.

3. Отсутствие влияния стальной обсадной колонны и промывочной жидкости.

4. Возможность работы в вертикальных и наклонных скважинах.

Особенности

1. Первичная обработка измерительных сигналов (аналоговое и цифровое усиление, фильтрация и интегрирование) осуществляется в скважинном приборе.

2. Управление гидроприводом, питанием токовых электродов, прием и дополнительная обработка информации осуществляется наземным компьютером.

Технические характеристики

Ток питания зонда переменный, частотой до 10 Гц и силой не менее 5 А.
Диапазон измерения удельного электрического сопротивления ($r_д$)
горных пород ..... от 0 до 200 Омм;
наружный диаметр ..... не более 120 мм.

7.2. АППАРАТУРА ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ МЕТОДОВ

К традиционной ***аппаратуре индукционного каротажа*** относится аппаратура типа АИК5-НС, предназначенная для измерения активной и реактивной составляющих кажущейся удель-

ной электрической проводимости. Зонд – 7И1.6. Диапазон измерений кажущейся удельной электрической проводимости по активной составляющей 5 – 300 мСм/м, по реактивной – 10 – 600 мСм/м.

Современная аппаратура ИК имеет в своем составе, как правило, несколько зондов, что позволяет реализовать индукционное зондирование пластов. В частности, это аппаратура типа ИКЗ-6С-НВ, предназначенная для измерения кажущейся удельной электрической проводимости горных пород шестью зондами ИМ длиной 1.4 м, 1.0 м, 0.75 м, 0.5 м, 0.35 м и 0.25 м и кривой ПС. Аппаратура характеризуется высоким вертикальным разрешением и минимальным искажением кривых на границах пластов, обеспечивает оценку истинного удельного сопротивления пластов и детальное изучение их прискважинной зоны, в том числе в условиях зоны проникновения сложного строения. Конструкция аппаратуры позволяет использовать ее автономно и в составе модульной сборки аппаратуры «Сибирь-НВ». Аналогичные параметры имеет аппаратура типа ИКЗ-НС. Несколько вариантов аппаратуры ИКЗ имеет ОАО «Нефтегазгеофизика».

Наряду с многозондовой аппаратурой имеется аппаратура типа Э43-НВ, ИК2А-723, 2ИК-75, содержащая два разноглубинных зонда ИМ.

Помимо указанной аппаратуры разработчиками представлена аппаратура, предназначенная для контроля за разработкой в скважинах, обсаженных стеклопластиковой колонной. Это малогабаритная аппаратура типа ИК-42, ИК-42К, ЭКМ-45.

В настоящее время для исследования нефтяных скважин разработаны различные типы ***аппаратуры диэлектрического каротажа***. Ряд приборов выполнены по однотипной функциональной схеме. Так, одночастотная аппаратура ВДК отличается от двухчастотной ДК1-273 лишь конструкциями генераторных устройств и зондов. Рассмотрим принципы построения аппаратуры ДК1-273. Аппаратура предусматривает регистрацию разности фаз $\sin(\Delta\varphi/2)$ высокочастотного электромагнитного поля. Она состоит из скважинного прибора и наземной панели. Основными частями скважинного прибора являются зонд, генераторное и приемное устройство. Корпус прибора комбинированный: верхняя часть – стальная, нижняя – из стеклопластика. В аппаратуре предусмотрено измерение диэлектрической проницаемости зондом И0.3И0.7Г на частоте 43 МГц и проводимости зондом И0.3И1.2Г на частоте 3.3 МГц. Измерения проводятся последовательно: сначала на одной частоте, затем на другой.

Кроме указанной аппаратуры разработана аппаратура АДК-1с зондом 0.25И0.75Г, работающим на частоте 43 МГц, и аппаратура КДК с зондом 0.3И0.45Г. Диапазон измерения ε – от 2 до 40. Измеряемыми параметрами являются cosφ для аппаратуры АДК и Δφ для – КДК.

Аппаратура ВИКИЗ предназначена для исследований в открытых стволах нефтегазовых скважин вертикального и наклонно-направленного бурения с целью:

- реконструкции пространственного распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород вокруг скважины;
- определения как УЭС пласта-коллектора, так и его радиального распределения в измененной прискважинной области;
- выявления скоплений пластовых вод на фронте проникновения – прямого признака насыщения коллектора подвижными углеводородами;
- идентификации водонефтяных контактов и переходных зон частичного нефтенасыщения.

Отличительной особенностью аппаратуры является высокое пространственное разрешение, повышающее эффективность исследования маломощных пластов.

Аппаратура ВИКИЗ состоит из скважинного прибора и наземной панели. Первый включает зондовый комплекс и электронно-измерительный блок. В состав комплекса входят пять электромагнитных зондов различной глубинности и электрод ПС.

Каждый зонд содержит одну генераторную и две приемных катушки. Измеряется разность фаз между ЭДС, наведенными в приемниках. Регистрируемая величина однозначно связана с УЭС горных пород, окружающих скважину.

Электронно-измерительный блок обеспечивает:

- возбуждение электромагнитного поля в среде;
- преобразование сигналов от измерительных катушек;
- измерение разности фаз и сигнала ПС;
- передачу цифровой информации по каротажному кабелю в наземный прибор или в каротажную станцию.

Основная функция наземного прибора – прием и преобразование информации, поступающей от скважинного прибора. В компьютеризированной каротажной станции функции наземной панели может выполнять специальная программа.

Отличительные особенности аппаратуры – для всех зондов:

- равные показания в однородной среде;
- одинаковая погрешность измерения.

Технические характеристики

Диапазон измерений сопротивлений ..... 1 – 200 Омм;
Вертикальная разрешающая способность ..... 0.1 м;
Минимальное УЭС промывочной жидкости ..... 0.02 Омм;
Диаметр скважины ..... 120 – 300 мм.

7.3. АППАРАТУРА ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА

Аппаратурный комплекс ядерно-магнитного каротажа ЯК-8, МАЯК

Назначение

Геофизические исследования в бурящихся скважинах с целью выделения коллекторов и оценки их емкостных свойств путем определения эффективной пористости $K_{п.эф}$.

Применяется для исследования необсаженных скважин методом возбуждения и регистрации сигнала свободной прецессии в магнитном поле Земли. Используются скважинные приборы ЯК-8 или МАЯК.

Технические характеристики

Измеряемый параметр – индекс свободного флюида ИСФ, %.
Порог чувствительности, % ИСФ:
скважинный прибор ЯК-8 ..... 2;
скважинный прибор МАЯК ..... 4.
Диапазон измерений ИСФ ($K_{п.эф}$), % ..... 0 – 100.
Скорость каротажа, м/ч ..... 240.
Максимальная рабочая температура, °С ..... 120.
Максимальное гидростатическое давление, МПа ..... 60.
Длина 3-жильного бронированного кабеля, м ..... 5000.
Габаритные размеры
диаметр скважинного прибора, мм:
скважинный прибор ЯК-8 ..... 140;
скважинный прибор МАЯК ..... 80.

Прибор ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК)

Назначение

Определение структуры порового пространства, фильтрационно-емкостных свойств флюидов на основе измерения и

обработки кривой релаксации (T_2) флюидов, заполняющих поровое пространство.

Применяется в открытых стволах вертикальных и слабонаклонных (до 27°) скважин при выполнении спуско-подъемных операций на кабеле; сильнонаклонных и горизонтальных скважинах при работе по технологии «мокрый разъем»; в закрытых стволах скважин специальной конструкции со стеклопластиковыми хвостовиками; может применяться в скважинах с проходным диаметром не менее 170 мм и номинальным диаметром открытого ствола от 190 до 290 мм. Промывочная жидкость – непроводящая (РНО, ИБР) и проводящая (с УЭС более 0.03 Ом·м) без добавок утяжелителей на основе магнитных минералов (гематит и др.). Тип используемого кабеля – трехжильный, семижильный. Тип используемых источников зонда:

- постоянный магнит с рабочим диапазоном температур от минус 50 до плюс 120°С;
- постоянное магнитное поле напряженностью 175 Гс;
- радиочастотное поле частотой 700 – 720 кГц напряженностью 0.6 Гс.

Формула зонда – дипольный градиентный зонд.

Таблица 7.1

Технические характеристики прибора ядерно-магнитного томографического каротажа

Измеряемые показатели	Амплитуда сигнала	Время продольной релаксации	Погрешности
Диапазон измерений	1 – 100 % пористости	1 – 3000 мс	1.5 % пористости
Чувствительность	1 % пористости		
Вертикальное разрешение	Вертикальный геометрический фактор: G (h)= 1 при h= 62 см		
Глубинность исследований в радиальном направлении	Зона исследования представляет собой цилиндрическую поверхность толщиной 0.5 – 1 мм и диаметром (D_c) 360 мм. Скважина при ассиметричном положении прибора не влияет на результаты измерений при D_c<360 мм.		
Радиальный геометрический фактор	G (r)= 1 при R=180 мм; G (r)= 0 при R≠180 мм		
Общие технические данные			
Общая длина	6800 мм		
Максимальный диаметр	145 мм		
Максимальный диаметр с отклонителями	165 мм		

Решаемые задачи

1. Изучение структуры порового пространства осадочных, магматических, метаморфических пород с оценкой распределения пористости по размерам пор и на этой основе – определение фильтрационно-емкостных свойств пород, в том числе:

- коэффициент общей пористости, независимый от литологии пород;
- коэффициент эффективной пористости (в карбонатах дополнительно – с выделением доли каверновой пористости);
- коэффициент остаточной водонасыщенности с выделением долей капиллярно-связанной воды и воды глин;
- коэффициент проницаемости.

2. Изучение наличия, состава и свойств остаточных флюидов в зоне исследования, в том числе:

- изучение вертикальной зональности распределения углеводородов по высоте залежи;
- выделение интервалов с наличием остаточных углеводородов в эффективных порах: свободного газа и нефти с дифференциацией по вязкости преобладающих компонент (легкой, средней, тяжелой, битума);
- оценка остаточной нефте- и газонасыщенности.

7.4. АППАРАТУРА РАДИОАКТИВНЫХ МЕТОДОВ

К скважинной радиометрической аппаратуре относят устройства, предназначенные для дистанционного измерения плотности потока ионизирующих частиц или квантов, а также активности источника излучения в скважине. Зонд радиометрической аппаратуры включает источники (ампульные или управляемые) и детекторы излучения, разделенные рассеивающими и поглощающими фильтрами. Источники и детекторы размещены на определенном расстоянии, составляющем длину зонда.

Аппаратура ГК (интегрального) предназначена для измерения мощности экспозиционной дозы естественной гамма-активности горных пород в необсаженных и обсаженных скважинах с целью геологической интерпретации и привязки геофизических данных к глубинам скважины.

Модуль ГК-НВ содержит два независимых канала ГК с суммированием показаний на поверхности, что обеспечивает повышение вертикальной разрешающей способности аппара-

туры. В состав модуля входит локатор муфт.

Модуль ГКЛ-2Ц, разработанный в ОАО «Татнефтегеофизика», предназначен для исследования скважин методом гамма-метода (ГМ), и локации муфт обсадной колонны (насосно-компрессорных труб) в эксплуатационных и нагнетательных скважинах при контроле за разработкой нефтяных месторождений. Регистрация диаграмм ГМ и локатора муфт (ЛМ) производится одновременно. Возможно применение прибора одновременно для привязки, отбивки забоя и шаблонирования за счет использования корпусов различного диаметра по заявке промыслово-геофизических организаций.

Ряд приборов ГМ разработаны ГЕРСом для геофизических исследований промысловых нефтегазовых, гидрогеологических, рудных и угольных скважин.

Аппаратура типа *«Тверца Г-42»* обеспечивает измерение:

- мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения МЭД (ГК) горных пород;
- температуры окружающей среды в скважине;
- давления промывочной жидкости;
- удельного электрического сопротивления промывочной жидкости;
- локации муфтовых соединений обсадных колонн и НКТ;
- неравномерности перемещения прибора в скважине;
- напряжения питания прибора;
- температуры внутри прибора.

Аппаратура спектрометрического ГМ, разработанная ВНИИГИС, предназначена для измерения содержания урана, тория и калия по разрезу нефтегазовых скважин глубиной до 10000 м и диаметром от 160 до 300 мм путем изучения энергетического распределения естественного гамма-излучения. Преимущества гамма-спектрометра ЦГС-1:

- поинтервальное накопление спектров гамма-излучения в скважинном приборе с последующей передачей информации в цифровом виде по телеметрической линии связи;
- возможность изучения мягкой компоненты спектра естественного гамма-излучения.

Технические характеристики

Диапазоны измерения содержания, %:

калия ..... 0.1 – 50;

урана ..... $(1 - 1000) \cdot 10^{-4}$;

тория ..... $(1 - 1000) \cdot 10^{-4}$.

Предел основной относительной погрешности измерений содержания отдельных компонент – 15 %.

Количество уровней квантования – 128.

Сходные характеристики имеет *модуль ГК-С*, разработанный НПФ «Геофизика». На рынке геофизических приборов имеется большое количество предлагаемой аппаратуры ГМ в основном в модульном исполнении для использования в комплексных связках в качестве привязочного модуля.

Аппаратура ГГМ-П предназначена для количественного определения объемной плотности горных пород гамма-гамма-метода в скважинах диаметром до 200 мм. Двухзондовая аппаратура ЦСП – 2ГГК-П и ГГКП-48 имеет следующие преимущества:

- малый диаметр скважинных приборов;
- компенсация влияния промежуточной среды (вода, глинистая корка) толщиной до 13 мм;
- управляемый прижим зонда;
- широкий диапазон измерения плотности 1.1 – 3.5 г/см^3;
- предел основной погрешности – 2.0 %.

Модуль *плотностного гамма-гамма-метода* СГП-2-НС предназначен для измерения объемной плотности горных пород и мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения естественной радиоактивности горных пород в скважинах диаметром 130 – 300 мм.

Тип и активность источника гамма-излучения: цезий-137 (0.28 – 0.5)Ки.

Диапазон измерения объемной плотности горных пород – 1700 – 3000 кг/м^3.

Длина измерительных зондов:

- большой зонд (БЗ) – 400 мм;
- малый зонд (МЗ) – 220 мм.

Имеется несколько разработок *аппаратуры литоплотностного метода* ГГК-ЛП.

Таковы,например, скважинные приборы компенсированного литоплотностного гамма-гамма-каротажа ЦСП-ЗЛПК-76 и ЦСП-ЛПК-76, предназначенные для количественного определения плотности и эффективного атомного номера пластов горных пород в условиях поисковых и разведочных нефтяных и газовых необсаженных скважин диаметром от 90 до 250 мм. Особенностями приборов являются:

- рассчитан на работу с каротажной станцией, оснащенной

цифровым регистратором, позволяющим принимать и хранить поступающую от скважинного прибора информацию в цифровом коде «Манчестер-2»;

- методика обработки результатов измерений обеспечивает компенсацию влияния ближней зоны (глинистой корки толщиной до 20 мм) и учет временной нестабильности энергетической шкалы без реперного излучателя;

- измерение плотности и эффективного атомного номера обеспечивает определение литологического состава горных пород по трехкомпонентной модели.

Аппаратура обеспечена средствами метрологической поверки объемной плотности и эффективного атомного номера.

	ЦПС-3ЛПК-76	ЦСП-ЛПК-76
Количество зондов	3	1
Диапазон измерений:		
- объемной плотности, г/см3	1.1 – 3.0	1.5 – 3.0
- эффективного атомного номера, ед	8 – 18	8 – 18
Диапазон компенсации влияния глинистой корки плотностью до 1.8г/см3, мм	20	20

Аппаратура стационарного нейтронного метода предназначена для количественного определения эффективной пористости пластов и литологического расчленения разрезов в условиях скважин различного назначения. Особенностями скважинных приборов двухзондового нейтрон-нейтронного метода ЦСП-2ННК-43,60 являются:

- малый диаметр скважинных приборов;

- исключение просчетов импульсов вследствие коррекции «мертвого» времени регистрирующих трактов;

- применение высокоэффективных счетчиков нейтронов с гелиевым наполнением.

Диапазон измерения водонасыщенной пористости ... 0-40%.
Предел основной относительной погрешности ..... 2-5%.
Тип счетчиков медленных нейтронов ..... СНМ-56, СНМ-18.
Длина зондов ..... 350, 550 мм.

Интерес представляет *модуль нейтронного каротажа 4ННК-НС*, предназначенный для измерения плотности потоков надтепловых и тепловых нейтронов; расчетная величина – водородосодержание пород в процентах.

Модуль имеет пять информационных каналов:

- нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам с малым зондом ННК-Тм;
- нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам с большим зондом ННК-Тб;
- нейтрон-нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам с малым зондом ННК-НТм;
- нейтрон-нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам с большим зондом ННК-НТб;
- температуры внутри прибора T_1.

Практически все разработчики аппаратуры имеют в своем арсенале двухзондовые приборы нейтронного каротажа: РК5-76-120/80(45), «Тверца-2ННК» и др.

Аппаратура нейтронного гамма-метода предназначена для исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин для оценки пористости горных пород.

Модуль НГК-60 аппаратурно-методического комплекса МАГИС может эксплуатироваться как автономно, так и в комплексной сборке с другими модулями ГК, ГК-С, ГГК-ЛП, МАК-7, входящими в состав комплекса МАГИС.

Тип источников нейтронов – плутоний-бериллиевый ИБН 8-5 с выходом $1 \cdot 10^7$ н/с.

Интерес представляет прибор *двойного нейтронного гамма-метода «Тверца 2НГК»*, предназначенный для исследования нефтяных и газовых скважин методами двухзондовой модификации нейтронного гамма-каротажа и обеспечивает определение объемного водосодержания пород, вскрытых скважиной с целью литологического расчленения разрезов скважины, определения пористости пород.

Прибор работает совместно с:

- цифровой каротажной программно управляемой станцией «Тверца» (ТЛС), либо аналогичной станцией;
- привязочным модулем «Тверца-ПМ»;
- одножильным бронированным геофизическим кабелем, длиной до 8000 м;
- источником быстрых нейтронов плутоний – бериллиевого типа ИБН8-5 с потоком нейтронов от $5 \cdot 10^6$ до $1 \cdot 10^7$ $с^{-1}$.

Конструкция прибора проходная, позволяющая работать в связке с другими приборами серии «Тверца».

Прибор может работать в связке с прибором нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам «Тверца-2ННК» либо с прибором нейтрон-нейтронного каротажа по надтеп-

ловым нейтронам «Тверца-2ННКнт» с использованием одного источника быстрых нейтронов.

Управление прибором и передача информации к станции осуществляются по цифровой телеметрии с использованием кода «Манчестер».

Прибор относится к группе самотестируемых устройств: при включении питания производится проверка основных узлов прибора. В приборе осуществляется контроль питания и температуры в процессе работы.

Разработчики предлагают ряд приборов, предназначенных для реализации спектрометрического НГК. К ним относится цифровой комплексный прибор спектрометрического радиоактивного каротажа СНГК-К, применяемый для определения содержания естественно-радиоактивных элементов (U, Th, K), оценки концентраций радиационно-активных элементов (H, Si, Ca, Fe, Al, Mg, Mn, Cl и др.), литологического расчленения разрезов скважин, определения характера насыщения коллекторов, нейтронных и гамма-лучевых параметров исследуемых сред. Особенностью прибора является:

- реализация методов СНГК-Ш, ГК-С, НАК-С за одну спуско-подъемную операцию;
- наличие трехзондового модуля, содержащего три многоканальных спектрометра энергий для измерения полных гамма-спектров излучения.

Технические характеристики

Диапазоны измеряемых энергий, МэВ:
спектр ГК ..... 0.03 – 3.0;
спектр СНГК-Ш ..... 0.03 – 9.0.
Энергетическое разрешение ..... 10 – 12 %.
Нестабильность энергетической шкалы, % ..... не более 1.
Мертвое время спектрометрического тракта ..... 4 мкс.

Аппаратура импульсного нейтрон-нейтронного метода ВНИИА производит разработку и серийный выпуск аппаратуры для геофизических исследований скважин методами импульсного нейтронного каротажа для различных технико-эксплуатационных условий на разных этапах разведки и разработки месторождений полезных ископаемых.

Разработано методическое, метрологическое, программное обеспечение для проведения измерений и обработки данных измерений.

Аппаратура предназначена для работы в составе каротажного комплекса, включающего каротажную станцию и грузонесущий одножильный геофизический кабель длиной до 7000 м.

Срок службы аппаратуры при условии замены выработавших свой ресурс генераторов нейтронов – 5 лет.

Использование в аппаратуре генераторов нейтронов вместо изотопных источников существенно снижает риск радиационной опасности при работе на скважине и при калибровке.

Конструкция аппаратуры допускает замену генератора нейтронов и других устройств в полевых условиях.

Аппаратура комплектуется универсальным для всех типов скважинных приборов устройством управления и контроля ПУ-10, которое обеспечивает взаимодействие скважинного прибора с системами каротажного комплекса: бортовым компьютером, источником питания, датчиками глубины.

Аппаратура типа АИНК-43, область применения: обсаженные, а также оснащенные насосно-компрессорным оборудованием нефтяные и газовые скважины.

В результате измерений и обработки данных получают:

- макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов;
- водородосодержание горных пород.

Скважинный прибор укомплектован импульсным генератором нейтронов ИНГ-101 или ИНГ-10-50-120.

Количество измерительных зондов –2.

Аппаратура АИННК-89 предназначена для исследований нефтяных и газовых скважин методами нейтронного (НМ) и импульсного нейтронного (ИНМ) методов.

Одновременно аппаратура позволяет разделять плотные и газонасыщенные пласты.

В процессе каротажа регистрируются:

- макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов;
- водородосодержание горных пород.

Скважинный прибор укомплектован импульсным генератором нейтронов ИНГ-06.

Измерительные зонды имеют от одного до трех счетчиков медленных нейтронов.

Наличие четырех измерительных зондов позволяет регистрировать временное и пространственные распределения тепловых нейтронов.

Диапазон измерения макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов (7.4 – 30)·10^{-3} $см^{-1}$.

Диапазон измерения водонасыщенной пористости – 1 – 36 %.

Количество измерительных зондов 4.

Интерес представляет ***аппаратура импульсного нейтронного гамма-метода АИНК36-ЗЦ***, разработанная в ОАО «Татнефтегеофизика» и предназначенная для исследования скважин методами импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК), кислородного нейтронно-активационного каротажа (КНАМ) и индукционной резистивиметрии (ИР).

Решаемые задачи

Определение характера насыщения продуктивных коллекторов.

Определение интервалов обводнения в добывающих нефтяных скважинах.

Литологическое расчленение разреза.

Определение общей пористости (водородосодержания) коллекторов.

Определение расхода воды в нагнетательных скважинах.

Выявление движения жидкости в колонне и за колонной.

Выявление восходящих и нисходящих заколонных перетоков воды в нагнетательных и добывающих скважинах.

Отличием являются:

- малые габариты аппаратуры позволяют проводить исследования скважин в межтрубье;
- бесконтактный расходомер для контроля процесса закачки высоковязких жидкостей и эмульсий;
- возможность одновременного измерения скорости потока жидкости в колонне и за колонной (встречные потоки).

Технические характеристики:

Количество зондов ..... 3.
Тип нейтронной трубки ..... ТНТ-1415.
Ресурс нейтронной трубки, не менее ..... 100 час.
Частота работы излучателя ..... 20 Гц.

Аппаратура ИННК-60 предназначена для прямого определения массовой доли урана при разведке месторождений радиоактивных руд в скважинах, заполненных грунтовыми водами, слабокислыми, слабощелочными растворами или буровым раствором.

Одновременно аппаратура позволяет определять массовую

долю радия (в эквиваленте урана) по данным гамма-метода естественной радиоактивности.

В процессе каротажа регистрируются:

- временное распределение мгновенных нейтронов деления изотопа ^{235}U;
- временное распределение тепловых нейтронов;
- естественная радиоактивность горных пород.

Для повышения точности измерений в скважинном приборе предусмотрен мониторинг потока быстрых нейтронов.

Скважинный прибор укомплектован импульсным генератором нейтронов ИНГ-101.

Диапазон измерения массовой доли природного урана – 0.005 – 0.5 %.

Диапазон измерения массовой доли радия (в эквиваленте урана) – 005 – 1 %.

Количество измерительных зондов – 3.

Аппаратура ИНГК-С типа ЦСП-С/О-90 предназначена для оперативной оценки нефтенасыщенности пластов путем многоканальной регистрации энергетических спектров неупругого рассеяния ГИНР и радиационного захвата ГИРЗ, а также дополнительно временного спектра интегрального потока индуцированного гамма-излучения в интервале времен между импульсами быстрых нейтронов.

Область применения: измерение пространственно-временных и энергетических распределений ГИНР и ГИРЗ создает принципиальные условия для расчета парциальных вкладов от ядер основных нефте-, водо- и породообразующих элементов (C, O, H, Si, Ca, Fe, Cl и др.) и расчета различных отношений, связанных корреляционными зависимостями с фильтрационно-емкостными параметрами, литологическим составом пород и насыщающих их флюидов (нефть, вода).

Особенности:

- одновременно-последовательная регистрация 3-х энергетических спектров по 512 уровням квантования сигналов по амплитуде и временного спектра суммарного гамма-излучения по 50 каналам;
- использование высокочастотного (10 кГц) импульсного излучателя быстрых нейтронов ИНГ-06 повышенной мощности ($>10^8$ н/сек) и ресурсом работы более 200 часов;
- наличие пакетов технологических программ для управ-

ления процессом проведения измерений и прикладных программ для первичной обработки данных С/О-каротажа.

Технические характеристики

Детектор сцинтилляционный (германат висмута) ..... 50/100мм.
Разрешение по линии Cs-137 ..... не более 12%.
Частота генерации нейтронов ..... 10кГц.
Ресурс работы излучателя нейтронов ..... 200 час.

Аналогичные характеристики имеет аппаратура ОАО « Нефтегазгеофизика» АИМС и аппаратура ВНИИА АИНК-89С.

7.5. АППАРАТУРА АКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

К скважинной аппаратуре для акустических исследований относят устройства, предназначенные для измерений характеристик поля упругих колебаний. Такое поле возбуждают с заданной периодичностью в скважине и окружающих породах.

Наиболее совершенной среди отечественной аппаратуры является скважинный прибор волнового акустического каротажа ***АВАК-7***, разработки ООО «Нефтегазгеофизики».

Он предназначен для измерения параметров распространения продольной, поперечной и Стоунли волн, в том числе в низкочастотных разрезах и через обсадную колонну.

Применяется в скважинах с открытым стволом и обсаженных, заполненных жидкостью на водной или нефтяной основе.

Измерительный зонд включает в себя: блок излучателей и два блока приемников, разделенные акустическими изоляторами. Блок излучателей содержит три монопольных излучателя $ИМ_1$, $ИМ_2$, $ИМ_3$ и один дипольный ИД. $ИМ_1$ – кольцевой магнитострикционный, основная частота излучения 20 кГц; $ИМ_2$ – поршневой магнитострикционный, основная частота 8 кГц, телесный угол диаграммы направленности на уровне 0.5 – 60°; $ИМ_3$ – поршневой магнитострикционный, основная частота 2.5 кГц. Блоки приемников выполнены идентично и каждый содержит по одному монопольному приемнику $ПМ_1$ и $ПМ_2$ и по одному дипольному приемнику $ПД_1$ и $ПД_2$. Прибор работает с трехжильным геофизическим кабелем длиной до 8000 метров. Формулы зондов: $ПМ_20.5ПМ_11.2ИМ_1$; $ПМ_20.5ПМ_11.8ИМ_2$; $ПМ_20.5ПМ_11.8ИМ_3$; $ПД_20.5ПД_11.5ИД$.

Прибор калибруется в камере высокого давления, полевые калибраторы не требуются.

Решаемые задачи

1. Определение коэффициента пористости пород и модулей упругости.

2. Оценка акустической анизотропии и фильтрационных свойств прискважинной зоны.

Технические характеристики

Диапазон измерения интервального времени распространения, мкс/м:
продольной волны ..... 0 – 2500;
поперечной волны ..... 0 –2500;
волны Стоунли ..... 0 – 600.
Погрешность измерения интервального времени распространения, мкс/м
продольной волны ..... ±3;
поперечной волны ..... ±6;
волны Стоунли ..... ±6.
Диапазон измерения коэффициента затухания ..... 0 – 20 дБ/м.
Погрешность измерения коэффициента затухания, дБ/м:
продольной волны ..... ±3;
поперечной волны ..... ±6;
волны Стоунли ..... ±3.
Вертикальное разрешение ..... 1м.
Глубина исследований, м, не менее:
для продольной волны 0.08;
для поперечной волны ..... 0.2.

Близкие к указанным характеристики имеет аппаратура, разработанная в ОАО «Татнефтегеофизика» ***ВАК-8.***

Решаемые задачи

1. Определение коэффициента гранулярной и кавернозной пористости $K_п$.

2. Выделение зон трещиноватости, с разделением на зоны с преимущественной горизонтальной и вертикальной трещиноватостью.

3. Выделение проницаемых зон.

4. Литологическое расчленение разреза.

5. Определение модулей упругости для параметров гидроразрывов пластов.

Преимущества:

- надежное определение параметров информативных волн;
- возможность изучения анизотропии пород вскрытых скважиной;
- возможность частотного зондирования скважин;

- возможность в комплексе с гироскопическим инклинометром определять направление распространения вертикальных трещин.

Технические характеристики

Разрядность АЦП ..... 12 бит.
Шаг квантования по времени ..... 2; 4 мкс.
Шаг квантования по глубине ..... 2; 10; 20 см.
Время регистрации ..... 2; 4 мс.
Частота излучения (регулируется программно) ..... 3 – 20 кГц.
Вертикальное разрешение ..... 0.1 м.

На рынке геофизической аппаратуры присутствуют и упрощенные системы с двумя рабочими частотами 10 – 12 и 20 – 22 кГц. Это – АКНЧ, АКВ2НС. Есть аппаратура, ориентированная на решение задач цементометрии: МАК-4, МАК-9 АКЦ-75. ВНИИГИС предлагает термостойкую аппаратуру (до 250 град.) СПАК-6К. ГЕРС предлагает аппаратуру «Тверца-АК» (АКТ) с компенсированным зондом.

ГЛАВА VIII
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИС

В главе рассмотрены вопросы формирования расценок на проведение геофизических исследований скважин. Стоимость работ различается в зависимости от сочетания исследований (электрические, радиоактивные, акустические, ядерномагнитные, ГИС-контроль и другие), применяемого оборудования, видов работ (перфорация, торпедирование, установка пакера) и интерпретации геофизической информации.

Заказчик для проведения геофизических, геолого-технологических, интерпретационных и других видов работ проводит тендер (конкурс). Тендер - форма выбора исполнителя (подрядчика) для выполнения сервисных работ, оказания геофизических услуг, проводимая путем соревнования представленных претендентами конкурсных заявок с точки зрения их соответствия критериям, выставленным организатором тендера. В зависимости от места размещения информации о проводимом тендере возможны открытые или закрытые тендеры. Открытый тендер - конкурс, объявленный организатором тендера для неограниченного круга юридических и физических лиц, путем размещения информации о конкурсе в открытом доступе на официальном интернет - сайте или в средствах массовой информации. Закрытый тендер - конкурс, объявленный организатором тендера для ограниченного круга юридических и физических лиц, путем направления адресных извещений конкретным участникам конкурса. Участникам закрытого конкурса не предоставляется информация о других претендентах и их предложениях. С помощью тендера заказчик размещает задания, предполагающие привлечение исполнителей к определенному сроку и заключение контрактов (договоров) с теми из них, которые обеспечивают выполнение этих заданий с наилучшими экономическими показателями.

На основании контрактов определяются различные формы ценовых взаимоотношений между заказчиком геофизических услуг и подрядчиком (геофизическим предприятием).

Объектом ценовых взаимоотношений являются:

- комплекс услуг: исследования (ГИС-бурение, ГИС-контроль), прострелочно-взрывные работы, специальные и вспомогательные операции, интерпретация полученных материалов по месторождениям в целом или по скважине отдельно;
- единичные исследования, работы, операции, интерпретация полученных материалов;
- комплексная геолого-геофизическая интерпретация геологических и геофизических материалов.

Структура объекта стоимости определяет необходимую комплектность норм и единичных расценок на все виды технологического процесса оказания геофизических услуг:

1. Мобилизация и демобилизация. Услуги оказываются при необходимости организации выполнения работ по договору (контракту) с перемещением геофизического оборудования, скважинной аппаратуры с калибровочными установками, материалов, инвентаря, источников ионизирующих излучений, других материальных ценностей, а также персонала на место проведения работ и их нахождение там на период действия контракта с последующим перемещением на базу после завершения контракта [МУ ГИС-98].

Состав работ по мобилизации и демобилизации включает в себя: укомплектование партий необходимым набором оборудования, скважинной геофизической аппаратурой с калибровочными установками, материалами, инвентарем, инструментом, персоналом, транспортировкой грузов, персонала к месту работ и обратно, обустройство рабочих и других помещений.

2. Переезды на скважину и обратно.

3. Подготовительно-заключительные работы на базе и скважине, включая калибровку аппаратуры и вспомогательные работы, выполняемые геофизической партией.

4. Исследования, в том числе:

- вспомогательные операции;
- регистрация геофизических параметров;
- спуск кабеля в нижнюю точку регистрации (операции) и подъем до устья.

В основу формирования расценок на различные виды тех-

нологического процесса положен принцип определения затрат на единицу измерения с использованием элементных (производственно-отраслевых) сметных норм и затрат труда, сметных норм времени на отдельные элементы технологического процесса [МУ ГИС-98].

Сравнение основных принципов ценообразования отечественных и зарубежных компаний

В мировой практике существуют два основных подхода ценообразования: затратный и ценностный.

Затратный подход - ценообразование, принимающее в качестве отправной точки фактические затраты на производство и организацию сбыта товаров и услуг.

Ценностный подход - установление цен таким образом, чтобы это обеспечивало получение большей прибыли за счет достижения выгодного соотношения "ценность/затраты".

Первый подход применяется в зарубежных компаниях, второй - в отечественных.

Сложившиеся к настоящему времени в отечественной практике условия и формы оплаты геофизических исследований и работ в нефтегазовых скважинах унаследованы от периода планового механизма хозяйствования, действовавшего в СССР. Они во многом регламентированы нормативными документами и расценками, разработанными в тот период.

Сегодня большинство организаций ГИС пользуется Едиными районными единичными расценками (ЕРЕР, 1990 г.), в основу которых были положены нормативные затраты труда, материально-технических средств и времени на проведение отдельных видов ГИС и работ в скважинах. В нормах учитываются: нормы времени (выработки), тарифные ставки рабочих и должностные оклады ИТР, единые нормы амортизационных отчислений, оптовые цены на промышленную продукцию и тарифы на электроэнергию и тепловую энергию.

Переход российского нефтегазового комплекса в новую рыночную экономическую среду не может не повлечь за собой изменения финансовых взаимоотношений между заказчиками геофизических услуг и их исполнителями (подрядчиками).

С точки зрения службы ГИС, принципиально важным отличием системы расценок, применяемой западными фирмами, является одновременное использование и расценок «месячная стоимость аренды аппаратуры, оборудования и содержа-

Сопоставление расценок отечественных и зарубежных геофизических компаний [Н.С. Березовский, А.Е. Гладков, Л.Ф. Гладкова, 2006 г.]

Виды отечественных расценок на ГИС	Виды расценок на ГИС, применяемых западными фирмами
1. Расценки на организацию и ликвидацию геофизической базы отсутствуют. По данному виду работ производится разовая оплата по индивидуальным проектам	1. Используются расценки «мобилизация», «демобилизация» бригады (партии). Эти расценки применяются как в организационный период, так и во время выполнения проекта при изменении объема работ
2. Расценки «сметное содержание партий». Применяются для помесячной оплаты содержания отдельно базирующихся партий в труднодоступных районах при коэффициенте загрузки партий 50 - 60 % независимо от выполненного объема работ	2. Расценки «месячная стоимость аренды аппаратуры, оборудования и содержания персонала бригады». Применяются одновременно с расценками на отдельные виды ГИС и геофизических работ
3. Расценки «дежурство партий по технологии работ». Применяются для оплаты работ с простоями, определяемыми применяемой технологией работ и исследований	3. Аналог отсутствует, так как технологические простои бригады (партии) компенсируются по расценкам «месячная стоимость аппаратуры, оборудования и содержания персонала бригады»
4. Расценки «подготовительно-заключительные работы на базе»	4. Аналоги таких расценок отсутствуют
5. Расценки «подготовительно-заключительные работы на скважине». Применяются один раз на весь комплекс проведенных исследований	5. Расценки «сервисная оплата за серию операций на скважине». Применяются один раз на весь комплекс проведенных исследований
6. Расценки «спуск-подъем прибора без замера» (на 100 м интервала при работе любыми методами ГИС при непрерывных и точечных измерениях, отдельно на разовые операции и при работе через лубрикатор)	6. Расценки «за глубину исследований» (на 1 м для каждого вида ГИС и ПВР)
7. Аналоги отсутствуют. Для получения аналогичных расценок необходимо установить глубину исследований, для которой рассчитывается минимальная расценка	7. Расценки «минимальная стоимость за глубину исследований» для каждого вида ГИС и ПВР. Для расчета расценок принята глубина исследований, равная 600 м
8. Расценки «исследования» на 100 м, точку, операцию для каждого вида ГИС и ПВР	8. Расценки «исследования» на 1 м, точку, операцию для каждого вида ГИС и ПВР.
9. Аналоги отсутствуют. Для получения аналогичных расценок необходимо установить интервал исследований, для которого рассчитывается минимальная расценка	9. «Минимальная стоимость исследований» для каждого вида ГИС и ПВР. Для расчета расценок принят интервал исследований, равный 300 м

ния персонала бригады», и пооперационных расценок на фактически выполняемый объем работ. На стоимость месячного содержания партии предусматривается скидка в размере 80% стоимости объема работ, выполненного аппаратурой, арендуемой заказчиком на постоянной основе. Скидка не предусматривается на ту часть объема работ, которая выполнена аппаратурой, не входящей в перечень арендуемой заказчиком (аппаратура общего фонда подрядчика). Дополнительно заказчик за каждый день использования такой аппаратуры оплачивает подрядчику 10% от месячной стоимости ее аренды. При заключении контракта с учетом экономической целесообразности, заказчик самостоятельно определяет перечень аппаратуры, арендуемой на постоянной основе, и количество партий. При изменении объемов работ заказчик может увеличить или уменьшить количество партий, оплатив подрядчику затраты на их «мобилизацию» и «демобилизацию».

Такой подход к применению расценок позволяет снять противоречия между заказчиком и подрядчиком, связанные с простоем буровых в ожидании каротажа или с недогрузкой отрядов из-за неравномерности объемов работ в течение года.

В таблице представлено сравнение расценок на ГИС, используемых зарубежными и отечественными компаниями [Н.С. Березовский, А.Е. Гладков, Л.Ф. Гладкова. НТВ «Каротажник». 2006 г, №12.].

Еще 5 лет назад средняя стоимость услуг зарубежных сервисных компаний превышала стоимость аналогичных работ российских компаний в 3-5 раз. В настоящее время эта разница уменьшилась до 30%. Стоимость ПВР западных сервисных компаний дороже в 2 раза, из-за применяемых ими дорогих зарядов. Стоимость ГТИ западных компаний дороже на 50% при более широком спектре оказываемых услуг. Цена на высокотехнологические методы, такие как электрокаротаж через обсадную колонну, акустические имиджеры и другие различается на 100-200%, в связи с отсутствием некоторых современных технологий у отечественных компаний. Тем не менее, превосходство зарубежных компаний в качестве работ в большинстве случаев является мнимым, и завышенная цена их услуг в основном сформирована высокими расценками за рубежом.

8.1. РАСЦЕНКИ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГИС

Раздел составлен на основе методических указаний (МУ ГИС-98) по расчету норм и расценок в скважинах на нефть и газ, утвержденных Минтопэнерго РФ, МПР РФ и ОАО "Газпром" и производственно-отраслевых сметных норм на геофизические услуги в скважине на нефть и газ (ПОСН 81-2-49), являющихся обязательными для применения на территории Российской Федерации для всех предприятий, оказывающих геофизические услуги в скважинах на нефть и газ, независимо от форм собственности. В разделе освещены нормы на наиболее распространенные геофизические услуги.

ПОСН определены на следующие виды работ:

1. Подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе и на скважине (услуга).
2. Калибровка аппаратуры и вспомогательные работы на базе, связанные с выездом партий на геофизические исследования скважин.
3. Геофизические исследования скважин - запись диаграмм, точечные измерения, разовые операции.
4. Вспомогательные операции на скважине, включая калибровку скважинных приборов.
5. Испытания скважин испытателями пластов на трубах.
6. Спуск или подъем без замера.
7. Переезды партий.
8. Геолого-геохимические, технологические, геолого-технологические исследования.
9. Дежурство партии по технологии работ.
10. Сметное содержание партий:

- с использованием одинарного комплекта оборудования;
- с использованием двойного комплекта оборудования;
- при вахтовом методе проведения работ.

11. Компьютерная обработка и интерпретация геолого-геофизической информации.

ПОСН приводятся для нормализованных условий производства работ:

- глубина скважины до 4000 м, плотность промывочной жидкости (ПЖ) до 1.5 г/см^3, вязкость ПЖ до 60 с, зенитный угол до 25°, температура в интервале работ до 120°С;

- температура наружного воздуха от -5 до +35°С;
- высота над уровнем моря до 1500 м;
- спуск и подъем прибора без замера осуществляется в открытом стволе или колонне обсадных труб. Отклонения от нормализованных условий учитываются при определении сметной стоимости работ путем применения установочных поправочных коэффициентов [ПОСН 81-2-49].

В разделе приводятся нормы смет на проведение следующих наиболее распространенных видов геофизических исследований: электрического, бокового, индукционного, электромагнитного, бокового микрокаротаж, кавернометрии (профилеметрии), микрокавернометрии, акустического, радиоактивный каротаж с сцинтилляционными и газоразрядными счетчиками, импульсного нейтрон-нейтронного, ядерно-магнитного, диэлектрического каротажа и некоторых специальных методов ГИС. Также для некоторых операций в скважине.

Сметы составлены по данным [ПОСН 81-2-49]. Справочные данные приведены в виде таблиц, включающих нормы времени, номера расценок, затрат труда, зарплат, материалов, амортизации аппаратуры и оборудования и цеховые расходы.

Нормы времени на проведение работ для каждого вида работ указаны в примечаниях к таблицам. Таблицы составлены для следующих норм: запись диаграмм на 100 м интервала, вспомогательные работы, спуск или подъем без замера на 100 м интервала.

8.1.1. Электрические методы (КС, ПС, БЭЗ, резистивиметрия), боковой каротаж (БК)

Состав работ:

1. Запись диаграммы - в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы: первый зонд - пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы; последующий зонд - калибровка прибора (канала).
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера в интервале 100 м.

Таблица 8.1

Нормы расценок для проведения электрического каротажа (КС, ПС, БКЗ, резистивиметрия) и бокового каротажа (БК)

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ				
			запись диаграмм		вспомогательные работы		спуск или подъем без замера
			КС или ПС, или 1 зонда БЭЗ, или резист.	БК	первый зонд	последующий зонд	
	Норма времени*	мин.	3	3.3	39	4	1.18
	Номера расценок**		032	033	034	035	250
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	0.18	0.20	2.34	0.24	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.12	0.13	1.56	0.16	0.05
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	1.57	1.72	20.35	2.09	0.62
4.	В т.ч. рабочих	руб.	0.88	0.97	11.42	1.17	0.35
5.	ИТР	руб.	0.69	0.76	8.93	0.92	0.27
	Материалы						
6.	Основные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18			0.18
9.	Износ шин	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	0.720	0.791			0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	0.065	0.072	0.845	0.087	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.065	0.072	0.845	0.087	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.055	0.061	0.715	0.073	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.065	0.072	0.845	0.087	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

** Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем без замера - на 100 м интервала.*

8.1.2. Индукционный метод (ИМ). Электромагнитные методы (ЭММ)

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера в интервале 100 м.

Таблица 8.2

Нормы расценок для проведения индукционного каротажа и электромагнитного каротажа

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ				
			запись диаграмм		вспомогательные работы	спуск или подъем без замера	
			1:500	1:200		ИМ	ЭММ
	Норма времени	мин.	3.4	4.1	39	1.18	1.18
	Номера расценок		036, 038	037, 039	040-041	252	253
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	0.20	0.25	2.34	0.07	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.14	0.16	1.56	0.05	0.05
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	1.77	2.14	20.35	0.62	0.62
4.	В т.ч. рабочих	руб.	1.00	1.20	11.42	0.35	0.35
5.	ИТР	руб.	0.78	0.94	8.93	0.27	0.27
	Материалы						
6.	Осиовные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18		0.18	0.18
9.	Износ шин	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	0.815	0.983		0.283	0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	0.074	0.089	0.845	0.026	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.074	0.089	0.845	0.026	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.062	0.075	0.715	0.022	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.074	0.089	0.845	0.026	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

** **Нормы:** -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем без замера - на 100 м интервала.*

8.1.3. Микрозондирование (МКЗ) и боковой микрокаротаж (БМК)

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы: первый зонд - пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы; последующий зонд - калибровка прибора.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера в интервале 100 м.

Таблица 8.3

Нормы расценок для проведения микрозондирования и бокового микрокаротажа

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ			
			запись диаграмм	вспомогательные		спуск или подъем без замера
				первый зонд	последующий зонд	
	Норма времени	мин.	8.1	39	15	1.18
	Номера расценок		042	043	044	256
	Затраты труда					
1.	Рабочие	чел-час	0.49	2.34	0.90	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.32	1.56	0.60	0.05
	Зарплата основная					
3.	Работников партии	руб.	4.23	20.35	7.83	0.62
4.	В т.ч. рабочих	руб.	2.37	11.42	4.39	0.35
5.	ИТР	руб.	1.85	8.93	3.43	0.27
	Материалы					
6.	Основные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18			0.18
9.	Износ шин	компл/км				
10.	Расход ГСМ	л	1.943			0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования					
11.	Лаборатория	маш-час	0.176	0.845	0.325	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.176	0.845	0.325	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.149	0.715	0.275	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.176	0.845	0.325	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35

** **Нормы:** -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем без замера - на 100 м интервала.*

8.1.4. Кавернометрия (профилеметрия). Микрокавернометрия скважин и колонн

Состав работ:

1. Запись диаграмм - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера в интервале 100 м.

Таблица 8.4

Нормы расценок для проведения кавернометрии (профилеметрии) и микрокавернометрии

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ			
			запись диаграмм		вспомогательные работы	спуск или подъем без замера
			кавернометрия 1:500, 1:200	микрокавернометрия 1:50		
	Норма времени	мин.	3.7	7.5	49	1.18
	Номера расценок		045	046	047	257
	Затраты труда					
1.	Рабочие	чел-час	0.22	0.45	2.94	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.15	0.30	1.96	0.05
	Зарплата основная					
3.	Работников партии	руб.	1.93	3.91	25.57	0.62
4.	В т.ч. рабочих	руб.	1.08	2.20	14.35	0.35
5.	ИТР	руб.	0.85	1.72	11.22	0.27
	Материалы					
6.	Основные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18		0.18
9.	Износ шин	компл/км				
10.	Расход ГСМ	л	0.887	1.799		0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования					
11.	Лаборатория	маш-час	0.080	0.163	1.062	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.080	0.163	1.062	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.068	0.138	0.898	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.080	0.163	1.062	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35

** **Нормы:** -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем без замера - на 100 м интервала.*

8.1.5. Акустический каротаж

Состав работ:

1. Запись диаграмм - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы, установка центраторов на глубинный прибор.
3. Спуск - подъем без замера.

Таблица 8.5

Нормы расценок для проведения акустического каротажа

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ			
			запись диаграмм		вспомогательные работы	спуск или подъем без замера
			рыхлые породы	плотные породы		
	Норма времени	мин.	7.2	10.8	54	1.18
	Номера расценок		050	051	052	254
	Затряты труда					
1.	Рабочие	чел-час	0.43	0.65	3.24	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.29	0.43	2.16	0.05
	Зарплата основная					
3.	Работников партии	руб.	3.76	5.64	28.18	0.62
4.	В т.ч. рабочих	руб.	2.11	3.16	15.82	0.35
5.	ИТР	руб.	1.65	2.47	12.36	0.27
	Материалы					
6.	Основные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18		0.18
9.	Износ шин	компл/км				
10.	Расход ГСМ	л	1.727	2.590		0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования					
11.	Лаборатория	маш-час	0.156	0.234	1.170	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.156	0.234	1.170	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.132	0.198	0.990	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.156	0.234	1.170	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интераала; -вспомогательные работы - на 1 операцию; - спуск-подъем - на 100 м интервала.*

8.1.6. Радиоактивный каротаж прибором со сцинтилляционными счетчиками

Состав работ:

1. Запись диаграммы - в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, установка и извлечение источника излучения, запись паспортных данных диаграммы.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Таблица 8.6

Нормы расценок для проведения радиоактивного каротажа прибором со сцинтилляционными счетчиками

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ				
			запись диаграмм			вспомогательные работы	спуск или подъем без замера
			1:500	1:200	1:50		
	Норма времени	мин.	9.5	17.5	65	57.5	1.3
	Номера расценок		053,056,059	054,057,060	055,058,061	062-064	278-280
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	0.57	1.05	3.90	3.45	0.08
2.	ИТР	чел-час	0.38	0.70	2.60	2.30	0.05
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	4.96	9.13	33.92	30.01	0.68
4.	В т.ч. рабочих	руб.	2.78	5.13	19.04	16.84	0.38
5.	ИТР	руб.	2.18	4.01	14.88	13.16	0.30
	Материалы						
6.	Основные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18	0.18		0.18
9.	Износ шин	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	2.278	4.197	15.589		0.312
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	0.206	0.379	1.408	1.246	0.028
12.	Подъемник	маш-час	0.206	0.379	1.408	1.246	0.028
13.	Установка разметочная	пр-час	0.174	0.321	1.192	1.054	0.024
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.206	0.379	1.408	1.246	0.028
15.	Контейнер каротажный транспортировочный	маш-час	0.174	0.321	1.192	1.054	0.024
16.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем - на 100 м интервала.*

8.1.7. Радиоактивный каротаж прибором с газоразрядными счетчиками

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение прибора, установка и извлечение источника излучения, калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Таблица 8.7

Нормы расценок для проведения радиоактивного каротажа прибором с газоразрядными счетчиками

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ				
			запись диаграмм			вспомога-тельные работы	спуск или подъем без замера
			1:500	1:200	1:50		
	Норма времени	мин.	18	39	86	57.5	1.18
	Номера расценок		065	066	067	068	277
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	1.08	2.34	5.16	3.45	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.72	1.56	3.44	2.30	0.05
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	9.39	20.35	44.88	30.01	0.62
4.	В т.ч. рабочих	руб.	5.27	11.42	25.19	16.84	0.35
5.	ИТР	руб.	4.12	8.93	19.69	13.16	0.27
	Материалы						
6.	Основные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18	0.18		0.18
9.	Износ шин	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	4.317	9.354	20.626		0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	0.390	0.845	1.863	1.246	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.390	0.845	1.863	1.246	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.330	0.715	1.577	1.054	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.390	0.845	1.863	1.246	0.026
15.	Контейнер каротажный транспортировочный	маш-час	0.330	0.715	1.577	1.054	0.022
16.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем - на 100 м интераала.*

8.1.8. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) в открытом стволе

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Точечные измерения - измерения в одной точке.
3. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора, подготовка цифрового регистратора к записи, запись паспортных данных.
4. Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Таблица 8.8

Нормы расценок для проведения (ИННК) в открытом стволе

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ				
			ИННК			вспомогательные работы	спуск или подъем без замера
			запись диаграмм		точечные измерения		
			1:200	1:50			
	Норма времени	мин.	59	240	5.0	54	1.3
	Номера расценок		076	077	078	079	284
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	3.54	14.40	0.30	3.24	0.08
2.	ИТР	чел-час	2.36	9.60	0.20	2.16	0.05
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	30.79	125.25	2.61	28.18	0.68
4.	В т.ч. рабочих	руб.	17.28	70.30	1.46	15.82	0.38
5.	ИТР	руб.	13.51	54.95	1.14	12.36	0.30
	Материалы						
6.	Осиовные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18			0.18
9.	Износ шин	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	14.150	57.560	1.199		0.312
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	1.278	5.200	0.108	1.170	0.028
12.	Подъемник	маш-час	1.278	5.200	0.108	1.170	0.028
13.	Установка разметочная	пр-час	1.082	4.400	0.092	0.990	0.024
14.	Скважинные приборы	пр-час	1.278	5.200	0.108	1.170	0.028
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интераала; -точечные измерения - на 1 точку; -вспомогательные работы - на 1 операцию; -спуск или подъем - на 100 м интервала.*

8.1.9. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Диэлектрический каротаж (ДК)

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Таблица 8.9

Нормы расценок для проведения ЯМК и ДК в открытом стволе

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ					
			запись диаграмм		вспомогательные работы		спуск или подъем без замера	
			ЯМК	ДК	ЯМК	ДК	ЯМК	ДК
	Норма времени	мин.	38	10,8	44	39	1.18	1.18
	Номера расценок		082	083	084	085	255	251
	Затраты труда							
1.	Рабочие	чел-час	2.28	0.65	2.64	2.34	0.07	0.07
2.	ИТР	чел-час	1.52	0.43	1.76	1.56	0.05	0.05
	Зарплата основная							
3.	Работников партии	руб.	19.83	5.64	22.96	20.35	0.62	0.62
4.	В т.ч. рабочих	руб.	11.13	3.16	12.89	11.42	0.35	0.35
5.	ИТР	руб.	8.70	2.47	10.07	8.93	0.27	0.27
	Материалы							
6.	Осиовные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18			0.18	0.18
9.	Износ шин	компл/км						
10.	Расход ГСМ	л	9.114	2.590			0.283	0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования							
11.	Лаборатория	маш-час	0.823	0.234	0.953	0.845	0.026	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.823	0.234	0.953	0.845	0.026	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.697	0.198	0.807	0.715	0.022	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.823	0.234	0.953	0.845	0.026	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35	35

***Нормы:** -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем - на 100 м интервала.*

8.1.10. Стоимость услуг перфораторной партии

Состав работ:

Услуги перфораторной партии:

1. Подготовительно-заключительные работы на базе при подготовке прострелочно-взрывных работ.
2. Подготовительно-заключительные работы на скважине при подготовке прострелочно-взрывных работ.

Таблица 8.10

Нормы расценок для предоставления услуг перфораторной партии

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ	
			услуги	услуги
	Норма времени	мин.	96	96
	Номера расценок		016	017
	Затраты труда			
1.	Рабочие	чел-час	7.68	3.84
2.	ИТР	чел-час	1.92	1.92
	Зарплата основная			
3.	Работников партии	руб.	50.56	31.32
4.	В т.ч. рабочих	руб.	38.47	19.24
5.	ИТР	руб.	12.09	12.09
	Материалы			
6.	Основные и прочие	%	32.0	21.3
7.	Износ инструмента	%	13.6	20.7
8.	Износ кабеля	м		
9.	Износ шин	компл/км		
10.	Расход ГСМ	л		
	Амортизация аппаратуры и оборудования			
11.	Лаборатория	маш-час	2.08	2.08
12.	Подъемник	маш-час	2.08	2.08
13.	Установка разметочная	пр-час	1.76	1.76
14.	Скважинные приборы	пр-час	2.08	2.08
15.	Цеховые расходы	%	35	35

**Нормы: на 1 операцию.*

8.2. РАСЦЕНКИ НА ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

8.2.1. Радиоактивный (ГК, НК) каротаж через насосно-компрессорные трубы (НКТ) и межтрубное пространство

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграмм в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение прибора; калибровка прибора; проталкивание кабеля через сальниковое устройство; подготовка регистратора к записи, установка и извлечение источника излучения.
3. Спуск и подъем скважинного прибора без замера в интервале 100 м.

Таблица 8.11

Нормы расценок для проведения ГК, НК через НКТ и межтрубное пространство

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ					
			1:200		1:50	вспом. работы	спуск без замера	подъем без замера
			через НКТ	через межтрубное пространство	через НКТ и межтрубное пространство		через межтрубное пространство	
	Норма времени	мин.	40	50	86	67.5	2.8	3.6
	Номера расценок		176	177	178	179	320	321
	Затраты труда							
1.	Рабочие	чел-час	2.40	3.00	5.16	4.05	0.17	0.23
2.	ИТР	чел-час	1.60	2.00	3.44	2.70	0.11	0.15
	Зарплата основная							
3.	Работников партии	руб.	21.56	26.95	46.36	36.39	1.51	2.05
4.	В т.ч. рабочих	руб.	11.72	14.65	25.19	19.77	0.82	1.11
5.	ИТР	руб.	9.85	12.31	21.17	16.61	0.69	0.94
	Материалы							
6.	Основные и прочие	%	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
7.	Износ инструмента	%	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4
8.	Износ кабеля	м	0.346	0.346	0.346		0.346	0.346
9.	Износ шин	компл/км						
10.	Расход ГСМ	л	9.593	11.992	20.626		0.672	0.911
	Амортизация аппаратуры и оборудования							
11.	Лаборатория	маш-час	0.867	1.083	1.863	1.463	0.061	0.082
12.	Подъемник	маш-час	0.867	1.083	1.863	1.463	0.061	0.082
13.	Установка разметочная	пр-час	0.733	0.917	1.577	1.238	0.051	0.070
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.867	1.083	1.863	1.463	0.061	0.082
15.	Контейнер каротажный транспортировочный	маш-час	0.733	0.917	1.577	1.238	0.051	0.070
16.	Шлюзовое	маш-час	0.733	0.917	1.577	1.238	0.051	0.070
17.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграммы - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 спуск прибора (операцию); -спуск или подъем без замера - на 100 м интервала.*

8.2.2. Плотностной гамма-гамма каротаж скважинной смеси

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграмм в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение прибора, установка и извлечение источника излучения, калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, проталкивание кабеля, монтаж-демонтаж спуско-подъемного приспособления.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Таблица 8.12

Нормы расценок для проведения ГГп

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ			
			запись диаграммы		вспом. работы	спуск или подъем без замера
			1:500	1:200		
	Норма времени	мин.	16	50	57.5	1.3
	Номера расценок		180	181	182	282
	Затраты труда					
1.	Рабочие	чел-час	0.96	3.00	3.45	0.08
2.	ИТР	чел-час	0.64	2.00	2.30	0.05
	Зарплата основная					
3.	Работников партии	руб.	8.62	26.95	31.00	0.70
4.	В т.ч. рабочих	руб.	4.69	14.65	16.84	0.38
5.	ИТР	руб.	3.94	12.31	14.15	0.32
	Материалы					
6.	Основные и прочие	%	37.6	37.6	37.6	37.6
7.	Износ инструмента	%	19.4	19.4	19.4	19.4
8.	Износ кабеля	м	0.346	0.346		0.346
9.	Износ шин	компл/км				
10.	Расход ГСМ	л	3.837	11.992		0.312
	Амортизация аппаратуры и оборудования					
11.	Лаборатория	маш-час	0.347	1.083	1.246	0.028
12.	Подъемник	маш-час	0.347	1.083	1.246	0.028
13.	Установка разметочная	пр-час	0.293	0.917	1.054	0.024
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.347	1.083	1.246	0.028
15.	Контейнер транспортировочный каротажный	маш-час	0.293	0.917	1.054	0.024
16.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграммы - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 спуск прибора (операцию); -спуск или подъем - на 100 м интервала.*

8.2.3. Контроль цементирования акустическими методами (АКЦ)

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение прибора, калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы, установка центраторов.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Таблица 8.13

Нормы расценок для проведения АКЦ

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ							
			запись диаграмм				вспомогательные работы		спуск и подъем без замера	
			1:500		1:200					
			УЗБА	АКЦ	УЗБА	АКЦ	УЗБА	АКЦ	УЗБА	АКЦ
	Норма времени	мин.	4.8	3	6	6	92	54	1.18	1.18
	Номера расценок		122	123	124	125	126	127	262	261
	Затраты труда									
1.	Рабочие	чел-час	0.29	0.18	0.36	0.36	5.52	3.24	0.07	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.19	0.12	0.24	0.24	3.68	2.16	0.05	0.05
	Зарплата основная									
3.	Работников партии	руб.	2.51	1.57	3.13	3.13	48.01	28.18	0.62	0.62
4.	В т.ч. рабочих	руб.	1.41	0.88	1.76	1.76	26.95	15.82	0.35	0.35
5.	ИТР	руб.	1.10	0.69	1.37	1.37	21.06	12.36	0.27	0.27
	Материалы									
6.	Основные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18	0.18	0.18			0.18	0.18
9.	Износ шин	компл/км								
10.	Расход ГСМ	л	1.151	0.720	1.439	1.439			0.283	0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования									
11.	Лаборатория	маш-час	0.104	0.065	0.130	0.130	1.993	1.170	0.026	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.104	0.065	0.130	0.130	1.993	1.170	0.026	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.088	0.055	0.110	0.110	1.687	0.990	0.022	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.104	0.065	0.130	0.130	1.993	1.170	0.026	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем - на 100 м интервала.*

8.2.4. Контроль цементирования аппаратурой СГДТ, ЦМ

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение прибора, установка и извлечение источника излучения, калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Таблица 8.14

Нормы расценок для проведения контроля цементирования аппаратурой СГДТ, ЦМ

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ							
			СГДТ 1:500	СГДТ 1:200	ЦМ 1:200	вспомогательные работы		точечн. измер.	спуск или подъем без замера	
			30		1:500	СГДТ	ЦМ	СГДТ ЦМ	СГДТ	ЦМ
	Норма времени	мин.	9	18	15	44.5	57.5	5	1.3	1.3
	Номера расценок		128	129	131	130	132	133-134	290	291
	Затраты труда									
1.	Рабочие	ч-час	0.540	1.080	0.900	2.670	3.450	0.300	0.078	0.078
2.	ИТР	ч-час	0.360	0.720	0.600	1.780	2.300	0.200	0.052	0.052
	Зарплата основная									
3.	Работников партии	руб.	4.697	9.394	7.828	23.224	30.008	2.609	0.678	0.678
4.	В т.ч. рабочих	руб.	2.636	5.273	4.394	13.035	16.844	1.465	0.381	0.381
5.	ИТР	руб.	2.061	4.121	3.434	10.189	13.165	1.145	0.298	0.298
	Материалы									
6.	Основные и прочие	%	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
7.	Износ инструмента	%	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2	17.2
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18	0.18				0.18	0.18
9.	Износ шин									
10.	Расход ГСМ	л	2.159	4.317	3.598			1.199	0.312	0.312
	Амортизация аппаратуры и оборудования									
11.	Лаборатория	м-час	0.195	0.390	0.325	0.964	1.246	0.108	0.028	0.000
12.	Подъемник	м-час	0.195	0.390	0.325	0.964	1.246	0.108	0.028	0.000
13.	Установка разметочная	пр-час	0.165	0.330	0.275	0.816	1.054	0.092	0.024	0.000
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.195	0.390	0.325	0.964	1.246	0.108	0.028	0.028
15	Контейнер каротажный транспортировочный	маш-час	0.165	0.330	0.275	0.816	1.054	0.092	0.024	0.000
16.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем - на 100 м интервала.*

8.2.5. Термометрия скважины - определение геотермического градиента (ГТГ), отбивка цементного кольца (ОЦК), определение температуры забоя (ТЗ)

Состав работ:

1. Исследование - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Таблица 8.15

Нормы расценок для проведения ГТГ, ОЦК и ТЗ

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ				
			ГТГ	ОЦК	вспомогательные работы	определение температуры забоя (ТЗ)	спуск или подъем без замера
	Норма времени	**мин.**	7.4	6	54	7	1.18
	Номера расценок		135	136	137	138	259
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	0.44	0.36	3.24	0.42	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.30	0.24	2.16	0.28	0.05
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	3.989	3.234	29.109	3.773	0.636
4.	В т.ч. рабочих	руб.	2.168	1.758	15.818	2.051	0.346
5.	ИТР	руб.	1.821	1.477	13.291	1.723	0.290
	Материалы						
6.	Основные и прочие	%	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
7.	Износ инструмента	%	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4
8.	Износ кабеля	м	0.18	0.18			0.18
9.	Износ шин	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	1.775	1.439		1.679	0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	0.160	0.130	1.170	0.152	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.160	0.130	1.170	0.152	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.136	0.110	0.990	0.128	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.160	0.130	1.170	0.152	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграммы - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -определение температуры забоя - на 1 операцию; -спуск или подъем на 100 м интервала.*

8.2.6. Термометрия в насосно-компрессорных трубах (НКТ) или межтрубном пространстве

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора, проталкивание кабеля через сальниковое устройство, подготовка цифрового регистратора к записи, монтаж-демонтаж спуско-подъемного приспособления.
3. Спуск или подъем скважинного прибора без замера через НКТ или межтрубное пространство.

Таблица 8.16

Нормы расценок для проведения термометрии

№ п/п	Наименование элементов затрат	Едии. измер.	Виды работ				
			запись диаграмм		вспомога-тельные работы	спуск без замера	подъем без замера
			1:500	1:200			
	Норма времени	мин.	6	12	68	2.8	3.6
	Номера расценок		187	188	189	322	323
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	0.36	0.72	4.08	0.17	0.22
2.	ИТР	чел-час	0.24	0.48	2.72	0.11	0.14
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	3.23	6.47	36.66	1.51	1.94
4.	В т.ч. рабочих	руб.	1.76	3.52	19.92	0.82	1.05
5.	ИТР	руб.	1.48	2.95	16.74	0.69	0.89
	Материалы						
6.	Основные и прочие	%	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
7.	Износ инструмента	%	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4
8.	Износ кабеля	м	0.346	0.346		0.346	0.346
9.	Износ шнн	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	1.439	2.878		0.672	0.863
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	0.130	0.260	1.473	0.061	0.078
12.	Подъемник	маш-час	0.130	0.260	1.473	0.061	0.078
13.	Установка разметочная	пр-час	0.110	0.220	1.247	0.051	0.066
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.130	0.260	1.473	0.061	0.078
15.	Шлюзовое оборудование	маш-час	0.110	0.220	1.247	0.051	0.066
16.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

***Нормы:** -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск или подъем без замера - на 100 м интервала.*

8.2.7. Шумометрия скважины

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Вспомогательные работы - пересоединение и калибровка прибора (коммутация), подготовка регистратора к записи, проталкивание кабеля через сальниковое устройство, монтаж и демонтаж спуско-подъемного приспособления.
3. Спуск и подъем прибора без замера в интервале 100 м.

Таблица 8.17

Нормы расценок для проведения шумометрии

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ			
			запись диаграмм		вспомогательные работы	спуск и подъем без замера
			1:500	1:200		
	Норма времени	мин.	6	30	38	1.18
	Номера расценок		197	198	199	288
	Затраты труда					
1.	Рабочие	чел-час	0.36	1.80	2.28	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.24	1.20	1.52	0.05
	Зарплата основная					
3.	Работников партии	руб.	3.23	16.17	20.48	0.64
4.	В т.ч. рабочих	руб.	1.76	8.79	11.13	0.35
5.	ИТР	руб.	1.48	7.38	9.35	0.29
	Материалы					
6.	Основные и прочие	%	37.6	37.6	37.6	37.6
7.	Износ инструмента	%	19.4	19.4	19.4	19.4
8.	Износ кабеля	м	0.346	0.346		0.346
9.	Износ шин	компл/км				
10.	Расход ГСМ	л	1.439	7.195		0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования					
11.	Лаборатория	маш-час	0.130	0.650	0.823	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.130	0.650	0.823	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.110	0.550	0.697	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.130	0.650	0.823	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интервала; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск и подъем прибора без замера - на 100 м интервала.*

8.2.8. Влагометрия скважины

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Точечные измерения - измерение на 1 точке.
3. Вспомогательные работы - пересоединение прибора, калибровка прибора, проталкивание кабеля через сальниковое устройство, подготовка регистратора к записи, монтаж и демонтаж спуско-подъемного приспособления.
4. Спуск и подъем прибора без замера в интервале 100 м.

Таблица 8.18

Нормы расценок для проведения влагометрии

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ				
			запись диаграмм		точечное измерение с пакерованием	вспомогательные работы	спуск и подъем без замера
			1:500	1:200			
	Норма времени	мин.	6.5	43.2	3.5	68	1.18
	Номера расценок		204	205	206	207	273
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	0.39	2.59	0.21	4.08	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.26	1.73	0.14	2.72	0.05
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	3.50	23.29	1.89	36.66	0.64
4.	В т.ч. рабочих	руб.	1.90	12.65	1.03	19.92	0.35
5.	ИТР	руб.	1.60	10.63	0.86	16.74	0.29
	Материалы						
6.	Основные и прочие	%	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
7.	Износ инструмента	%	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4
8.	Износ кабеля	м	0.346	0.346			0.346
9.	Износ шин	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	1.559	10.361	49.406		0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	0.141	0.936	0.076	1.473	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.141	0.936	0.076	1.473	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.119	0.792	0.064	1.247	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.141	0.936	0.076	1.473	0.026
15.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интервала; -точечные измерения - на 1 точку; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск и подъем прибора без замера - на 100 м интервала.*

8.2.9. Определение пластового давления (барометрия скважины)

Состав работ:

1. Запись диаграммы - запись диаграммы в интервале 100 м.
2. Точечные измерения - измерение на 1 точке.
3. Вспомогательные работы - пересоединение прибора, калибровка прибора, проталкивание кабеля через сальниковое устройство, подготовка регистратора к записи, монтаж и демонтаж спуско-подъемного приспособления.
4. Спуск и подъем прибора без замера в интервале 100 м.

Таблица 8.19

Нормы расценок для определения пластового давления

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ				
			запись диаграмм		точечное измерение	вспомогательные работы	спуск и подъем без замера
			1:500	1:200			
	Норма времени	мин.	12	65	3,5	68	1.18
	Номера расценок		208	209	210	211	272
	Затраты труда						
1.	Рабочие	чел-час	0.72	3.90	0.21	4.08	0.07
2.	ИТР	чел-час	0.48	2.60	0.14	2.72	0.05
	Зарплата основная						
3.	Работников партии	руб.	6.47	35.04	1.89	36.66	0.64
4.	В т.ч. рабочих	руб.	3.52	19.04	1.03	19.92	0.35
5.	ИТР	руб.	2.95	16.00	0.86	16.74	0.29
	Материалы						
6.	Основные и прочие	%	37.6	37.6	37.6	37.6	37.6
7.	Износ инструмента	%	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4
8.	Износ кабеля	м	0.346	0.346			0.346
9.	Износ шин	компл/км					
10.	Расход ГСМ	л	2.878	15.589	0.839		0.283
	Амортизация аппаратуры и оборудования						
11.	Лаборатория	маш-час	0.260	1.408	0.076	1.473	0.026
12.	Подъемник	маш-час	0.260	1.408	0.076	1.473	0.026
13.	Установка разметочная	пр-час	0.220	1.192	0.064	1.247	0.022
14.	Скважинные приборы	пр-час	0.260	1.408	0.076	1.473	0.026
15.	Шлюзовое оборудование	маш-час	0.220	1.192	0.064	1.247	0.022
16.	Цеховые расходы	%	35	35	35	35	35

**Нормы: -запись диаграмм - на 100 м интервала; -точечные измерения - на 1 точку; -вспомогательные работы - на 1 операцию (цикл); -спуск и подъем прибора без замера - на 100 м интервала.*

8.3. СТОИМОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин

Состав работ:

Подготовительно-заключительные работы на базе (подбазе), скважине, калибровка скважинной аппаратуры, исследования в скважине, переезды, технологическое дежурство, ожидание заявок на исследование скважины.

Таблица 8.20

Нормы расценок для содержания партии ГТИ

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ			
			виды отрядов			
			комплексная по обслуж. бурящихся скважин	комплексная по обслуж. действ. скважин	инклино-метри-ческая	по испытанию скважин испытателями на трубах
	Норма времени	мин.	480	480	480	480
	Номера расценок		237	238	239	240
	Затраты труда					
1.	Рабочие	чел-час	28.80	28.80	9.60	19.20
2.	ИТР	чел-час	19.20	19.20	9.60	9.60
	Зарплата основная					
3.	Работников партии	руб.	250.51	258.75	102.12	141.05
4.	В т.ч. рабочих	руб.	140.61	140.61	44.43	83.36
5.	ИТР	руб.	109.90	118.14	57.70	57.70
	Материалы					
6.	Основные и прочие	%	33.9	26.3	30.8	20.2
7.	Износ инструмента	%	17.2	19.4	31.5	11.7
8.	Износ кабеля	м	18.000	18.000	18.000	
9.	Износ шин					
10.	Расход ГСМ	л	57.56	57.56	57.56	
	Амортизация аппаратуры и оборудования					
11.	Лаборатория	маш-час	10.400	10.400		0.000
12.	Подъемник	маш-час	10.400	10.400	10.400	10.400
13.	Установка разметочная	пр-час	8.800	8.800	8.800	
14.	Скважинные приборы	пр-час	10.400	10.400	10.400	
15.	Контейнер каротажный транспортировочный	маш-час	8.800	8.800	0.000	0.000
16.	Испытатель пластов на трубах	пр-час				10.400
17.	Цеховые расходы	%	15	15	15	15

***Нормы:** на 1 партию (отряд) - сутки.*

8.4. НОРМЫ РАСЦЕНОК НА ИНТЕРПРЕТАЦИЮ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Интерпретация материалов ГИС делится на три этапа. На первом этапе проводится предварительная обработка и интерпретация материалов ГИС для решения геолого-технологических задач с целью оперативного управления процессом проводки поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. На втором этапе основной задачей интерпретации является выдача достоверных результатов интерпретации материалов ГИС (окончательных заключений по изучению геологического разреза скважин, твердых копий и графического материала, необходимых для документирования скважины) с целью принятия решений по заканчиванию скважин. На третьем - площадная переинтерпретация с учетом результатов анализа керна и испытания пластов в колонне по всем скважинам разведочной площади, уточненных петрофизических связей и интерпретационных моделей продуктивных пластов, с выдачей подсчетных параметров и построений карт эффективных толщин, ФЕС продуктивных пластов по площади.

В отличие от первого этапа, где обработка и интерпретация материалов ГИС проводится по типовым программам и методикам, при обработке и интерпретации на втором этапе используется вся имеющаяся на момент написания заключения геолого-геофизическая информация и применяется комплекс программ и методик обработки материалов ГИС, имеющихся на вооружении геофизических предприятий. Результатом этого этапа является заключение по комплексной интерпретации геолого-геофизической информации с оценкой литологического состава пород по разрезу скважин, выделения платов -коллекторов, их ФЭС, характера насыщения и рекомендаций по заканчиванию скважин.

8.4.1. Геолого-геофизическая интерпретация разреза

Состав работ:

- ввод информации, редактирование, оценка качества материалов ГИС, сбор;
- оперативный анализ и систематизация геолого-геофизической информации;

Таблица 8.21

Нормы расценок для геолого-геофизической интерпретации разреза

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ		
			геолого-геофизическая интерпретация разреза (ГГИР)	базисные работы при ГГИР на комплекс	базисные работы при ГГИР на скважину
	Норма времени	час.	3.61	2.31	4.2
	Номера расценок		400	401	402
	Затраты труда				
1.	Рабочие	чел-час	0.00	0.00	0.00
2.	ИТР	чел-час	19.49	12.47	22.68
	Зарплата основная				
3.	Работников партии	руб.	107.24	68.62	124.77
4.	В т.ч. рабочих	руб.	0.00	0.00	0.00
5.	ИТР	руб.	107.24	68.62	124.77
	Материалы				
6.	Основные и прочие	%	34.0	34.0	34.0
7.	Износ инструмента	%	4.4	4.4	4.4
	Амортизация аппаратуры и оборудования				
8.	Оборудование (комплект)	маш-час	3.610	2.310	4.200
9.	Нематериальные активы (комплект)	пр-час	3.610	2.310	4.200
10.	Цеховые расходы	%	15	15	15

** Нормы: на 100 м разреза; базисные работы - на 1 операцию.*

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза, ввод информации в интервале 100 м.

8.4.2. Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации (КИГГИ)

Состав работ:

- ввод информации, редактирование, корректировка материалов ГИС;
- сбор, анализ результатов исследований керна, испытателей пластов;
- систематизация геолого-геофизической информации;
- определение литологического состава пород;
- выделение пластов-коллекторов;
- определение сопротивления пород по данным комплексной интерпретации БК-ИК-БКЗ;
- пористости с учетом литологии по НК-АК-ГГК;

Таблица 8.22

Нормы расценок для комплексной интерпретации

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ		
			комплексная интерпретация геолого-геофизической информации (КИГГИ)	базисные работы при КИГГИ, на комплекс	базисные работы при КИГГИ, на скважину
	Норма времени	час.	31.26	15.91	28.18
	Номера расценок		411	412	413
	Затраты труда				
1.	Рабочие	чел-час	0.00	0.00	0.00
2.	ИТР	чел-час	168.80	85.91	152.17
	Зарплата основная				
3.	Работников партии	руб.	928.64	472.64	837.14
4.	В т.ч. рабочих	руб.	0.00	0.00	0.00
5.	ИТР	руб.	928.64	472.64	837.14
	Материалы				
6.	Основные и прочие	%	34.0	34.0	34.0
7.	Износ инструмента	%	4.4	4.4	4.4
	Амортизация аппаратуры и оборудования				
8.	Оборудование (комплект)	маш-час	31.260	15.910	28.180
9.	Нематериальные активы (комплект)	пр-час	31.260	15.910	28.180
10.	Цеховые расходы	%	15	15	15

**Нормы: на 100 м разреза; базисные работы - на 1 операцию.*

- построение объемной и флюидальной моделей пластов;
- выдача окончательного заключения по комплексу и по скважине с рекомендациями по заканчиванию;
- формирование планшетов в интервале 100 м.

8.4.3. Оценка пористости методами НК, АК, ГГК (для каждого метода) и оценка глинистости методами ПС, ГК (для каждого метода)

Состав работ:

- оценка пористости по НК, АК, ГГК по принятой методике в интервале 100 м;
- оценка глинистости методами ПС, ГК по принятой методике в интервале 100 м.

Таблица 8.23

Нормы расценок для определения пористости методами НК, АК, ГГК и оценка глинистости методами ПС, ГК

№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Виды работ			
			Оценка пористости методами НК, АК, ГГК (для каждого метода)	Базисные работы при оценке пористости НК, АК, ГГК на комплекс	Оценка глинистости методами ПС, ГК (для каждого метода)	Базисные работы при оценке глинистости методами ПС, ГК на комплекс
1	2	3	4	5	6	7
	Норма времени	час.	0.15	0.45	0.18	0.94
	Номера расценок		414	415	416	417
	Затраты труда					
1.	Рабочие	чел-час	0.00	0.00	0.00	0.00
2.	ИТР	чел-час	0.81	2.43	0.97	5.08
	Зарплата основная					
3.	Работников партии	руб.	4.46	13.37	5.35	27.92
4.	В т.ч. рабочих	руб.	0.00	0.00	0.00	0.00
5.	ИТР	руб.	4.46	13.37	5.35	27.92
	Материалы					
6.	Основные и прочие	%	34.0	34.0	34.0	34.0
7.	Износ инструмента	%	4.4	4.4	4.4	4.4
	Амортизация аппаратуры и оборудования					
8.	Оборудование (комплект)	маш-час	0.150	0.450	0.180	0.940
9.	Нематериальные активы (комплект)	пр-час	0.150	0.450	0.180	0.940
10.	Цеховые расходы	%	15	15	15	15

**Нормы: на 100 м разреза; базисные работы - на 1 операцию.*

8.5. СМЕТА НА ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЕ

Для составления сметы на проведение промыслово-геофизических работ в скважине необходимы следующие входные данные:

- глубина скважины;
- исследуемый интервал;
- местонахождение месторождения (нефтерайон);
- угол наклона скважины;
- применяемый комплекс;
- масштаб глубин.

Последовательность расчетов при составлении сметы:

1. В соответствии с техническим и геологическим заданиями определяются виды работ.

2. Составляется календарный план.

3. Подбираются оборудование, аппаратура для выполнения работ.

В таблице 8.24 приведен пример сметы на проведение стандартного комплекса ГИС (промыслово-геофизических работ) в поисковой скважине глубиной 5000 м.

Таблица 8.24

Пример расчета стоимости промыслово-геофизических работ в поисковой скважине

Месторождение -
Нефтерайои - 4А
Скважина - поисковая
Глубина - 5000 м
Угол наклона - вертикальная скважина
Основание : сборник ЕРР ОАО «Газпром» - 2000 г.

Зимнее удорож. - 14%

К-т за глубину - 1,32

1 выезд на скважину

Код расц	Вид работ	Масштаб ед.изм	Интервал записи от	до	Физ. объем	Нвр, мин един.	Расценка на един.	ИТОГО: врем./мин	ИТОГО: руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Откр.ствол		5000	4000					
002	Услуги комплексной партии с ИИИ	опер.			1	112,00	2506,67	127,68	2 857,60
007	Калибровка на базе ГК	опер.			1	120,00	1080,84	136,80	1 232,16
009	Калибровка на базе канала НК	опер.			1	120,00	1056,73	136,80	1 204,67
024	Калибровка на базе ГГК-П	опер.			1	120,00	1364,86	136,80	1 555,94
015	Калибровка иа базе АКВ	опер.			1	120,00	1069,86	136,80	1 219,64
308	Спуск шаблона	100 м	0	5000	50,00	0,8	7,98	60,19	600,42
309	Подъем шаблона	100 м	5000	0	50,00	0,9	8,77	67,72	659,85
109	Прнсоединение шаблона	опер.			1	9,00	67,99	10,26	77,51

Продолжение табл. 8.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
032	Ст.каротаж, БКЗ, каверном	100 м	5000	4000	10,50	3,00	62,13	47,40	981,68
032	ПС, БК	100 м	5000	4000	10,50	3,00	62,13	47,40	981,68
250	Спуск прибора при ЭК	100 м			101,00	1,18	25,86	179,34	3 930,33
034	Всп.раб. первый зонд	опер.			1	39,00	753,44	44,46	1 133,78
035	Всп.раб. последующ. зонд	опер.			0,9	4,00	77,28	4,10	79,29
037	Индукционный каротаж	1:200;1:500	1100	500	6,50	4,10	112,68	40,10	1 102,15
040	Всп. работы при ИК	опер.			1	39,00	1025,74	44,46	1 169,34
252	Спуск/подъем прибора	100 м			16,50	1,18	34,10	29,30	846,68
047	Всп. работы	опер.			1	49,00	663,62	55,86	756,53
042	МК,БМК,МКВ	1:200	5000	4000	10,50	8,10	119,60	127,98	1 889,73
043	Всп.раб. 1-й зонд (МК, МБК)	опер.			1	39,00	540,76	55,58	770,58
044	Всп.раб. посл.зонд (БКВ)	опер.			0,9	15,00	207,98	15,39	213,39
256	Спуск/подъем прибора	100 м			101,00	1,18	19,42	179,34	2 951,54
089	Инклинометрия ч/з 20 м	точка	5000	4000	52	1,40	17,19	109,55	1 345,11
092	Всп. работы	опер.			1	17,00	191,28	19,38	218,06
276	Спуск прибора	100 м			90,00	1,18	16,34	159,81	2 212,96
119	Акустический каротаж	1:200	5000	4000	10,00	30,00	469,97	451,44	7 072,11

Продолжение табл. 8.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
120	Всп. работы	опер.			1	94,00	1402,14	107,16	1 598,44
260	Спуск/подъем прибора	100 м			90,50	1,18	20,94	160,70	2 851,70
074	РК (ГК,2ННК-Т)	1:200	5000	0	50,50	30,00	1288,25	2279,77	97 897,21
075	Всп. работы	опер.			1	87,50	3697,19	99,75	4 214,80
281	Спуск прибора	100 м			50,50	1,3	58,06	98,79	4 412,12
060	ГГК-П	1:200	5000	4000	10,50	17,50	503,83	276,51	7 960,72
064	Всп. работы	опер.			1	57,50	1612,65	65,55	1 838,42
280	Спуск прибора	100 м			90,50	1,30	46,44	177,04	6 324,40
				Итого ГИС (часов, руб.):				94,82	164 160,52
328	Проезд к/партии с ИИИ 1гр	км			360	1,60	38,36	576,00	13809,60
330	Проезд к/партии с ИИИ 3гр	км			160	2,50	58,78	400,00	9404,80
				Итого проезд (часов, руб.):				16,27	23 214,40
				Всего ГИС (часов, руб.):				111,09	187 374,92
	Интерпретация:								
	Количество планшетов:	6	Канал связи (П.40) :			1	Компл.иссл.(Т.3) :		детальные
	Интегральный коэф. (Т.5):	1,3	Попр. коэф. (Т.6п.2) :			1,1	Тип скв. (Т.3) :		1,00
			Поправ. коэф.(Т.6п.3) :			1,00	ОКЦ (П.41) :		1,00
408	ОИДИ	100 м	5000	4000	10,00	3,61	3042,19	36,10	43 503,32
409	Базисные раб. при ОИДИ	опер.			1	2,31	4201,50	2,31	4 201,50

Окончание табл. 8.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
406	ОЗП	100 м	5000	4000	10,00	0,08	15,44	0,80	169,84
407	Базисные раб. при ОЗП	опер.			1	0,54	104,22	0,54	104,22
403	ОДИ	100 м	5000	4000	10,00	0,23	44,39	2,30	488,29
404	Базисные раб. при ОДИ	опер.			1	0,54	104,22	0,54	104,22
436	Формир. и выдача планшета	100 м	5000	4000	10,00	0,23	44,39	2,30	443,90
437	Базисная на тираж. 1 планш	опер.			6	0,54	104,22	3,24	625,32
				Всего интерпретация (часов, руб.) :				48,13	49 640,61
				Всего (ГИС + КИП) :					237 015,53

С индексом удорожания -	3,67	869 847
Накладные расходы -	23,3%	202 674
Плановые накопления -	14,1%	122 648
Всего ГИС по скважине с накладными расходами и плановыми накоплениями-		1 195 170

8.6. Расчет стоимости петрофизических исследований керна

Таблица 8.25

Пример расчета стоимости анализа керна

№п/п	Описание услуг	Значение	Количество	Цена за ед.(м),	Цена за ед. (цил.)	Итого,
		(м)	(цилиндры)	руб.	руб.	руб.
1	2	3	4	5	6	7
I. ПЕРВИЧНОЕ ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ И ЛИНЕЙНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА						
1.1	Очистка, реконструкция и маркировка керна	1 000.00		196.00		196 000.00
1.2	Гамма-спектрометрический каротаж керна	1 000.00		560.00		560 000.00
1.3	Вырезание пластин из керна (1/3 & 2/3)	1 000.00		290.00		290 000.00
1.4	Фотографин полукерна в обычном свете и ультрафиолете: - цветные (5м/фото) - ультрафнолет (5м/фото)	 200 снимков 200 снимков		 900.00 957.00		 180 000.00 191 400.00
1.5	Послойное макрооописание керна	1 000.00		1 244.00		1 244 000.00
1.6	Изготовление из керна цилиндров для СА (4 образца на метр из коллекторов и 2 образца из вмещающих)		3 000.00		203.00	609 000.00
	Итого по пункту I					3 270 400.00
II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЕС И УЭС В АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЯХ						
2.1	Экстракция стандартных цилиндров		3 000.00		348.00	1 044 000.00

Продолжение табл. 8.25

1	2	3	4	5	6	7
2.2	Проницаемость по газу параллельно напластованию(без создания горного давления)		3 000.00		890.00	2 670 000.00
2.3	Определение открытой пористости насыщением жидкостью		3 000.00		174.00	522 000.00
2.4	Измерение удельного электрического сопротивления пород при их 100%-ной водонасыщенности		800.00		660.00	528 000.00
2.5	Измерение удельного электрического сопротивления при разных значениях водонасыщенности (не менее трех точек) с построением петрофизических зависимостей		600.00		1 800.00	1 080 000.00
	Итого по пункту II					5 844 000.00
	III. СПЕЦИАЛЬНЫЕ АНАЛИЗЫ КЕРНА					
3.1	Пористость, коэффициент сопротивления и проницаемость в пластовых условиях		110.00		4 408.00	484 880.00
3.2	Водоудерживающая способность методом центрифугирования		600.00		840.00	504 000.00
3.3	Измерение кривых капиллярных давлений породы на групповом мембранном капилляриметре		130.00		4 200.00	546 000.00

Окончание табл. 8.25

1	2	3	4	5	6	7
3.4	Определение механических свойств. Акустические и упругие свойства пород в пластовых условиях (модуль сдвига, коэффициент Пуассона, модуль объемного сжатия, коэффициент сжимаемости и модуль Юнга)		20.00		1 650.00	33 000.00
3.5	Определение относительных фазовых проницаемостей по воде и газу методом стацнонарной фильтрации		8.00		27 000.00	216 000.00
	Итого по пункту III1					783 880.00
	Итого по исследованиям					10 898 280.00
	Обобщение результатов исследований, подготовка и создание отчета (5 % от стоимости работ)					544 914.00
	Итого по керну					11 443 194.00
	Кроме того НДС 18%					2 059 774.92
	Стоимость работ с НДС					13 502 968.92

Таблица 8.26

Таблица основных расценок (руб.) по данным ЕРР ОАО «Газпром»

№ расц.	Наименование работ, операций, услуг	Ед. изм.	1Б	1Г	1Е	4А	4Б	4Е
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Услуги (подготовительно-заключительные работы на базе и скважине):							
	Комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин:							
001	При комплексе до 4 методов без источников ионизирующих излучений (ИИИ)	Опер.	1517.17	1274.70	1232.52	1260.98	1276.08	1154.43
002	При комплексе более 4 методов с ИИИ	Опер.	3058.63	2519.77	2395.55	2506.67	2540.24	2253.47
003	При контроле качества цементирования акустическими и радиоактивиыми методами	Опер.	1492.63	1252.70	1211.23	1239.61	1254.55	1134.31
	Комплексной партии по обслуживанию действующих скважин:							
004	При комплексе без ИИИ	Опер.	1883.71	1575.46	1532.56	1560.52	1579.72	1430.84
005	При комплексе с ИИИ	Опер.	2174.05	1808.05	1749.16	1793.79	1816.59	1635.53
006	Партии по отбору образцов сверлящими и дисковыми керноотборниками	Опер.	1532.23	1285.78	1224.71	1272.39	1287.73	1154.29
	Калибровка аппаратуры на базе:							
007	Калибровка прибора, модуля, канала ГК	Опер.	1293.60	1094.87	1066.59	1080.84	1093.22	996.90
008	Калибровка прибора, модуля, канала 2ННК или 2ГГК	Опер.	1427.30	1203.05	1167.70	1189.02	1202.99	1092.45
009	Калибровка канала НК прибора СРК	Опер.	1263.79	1070.75	1044.05	1056.73	1068.75	975.60
010	Калибровка канала НК прибора СРК_М_36,42	Опер.	1223.81	1038.40	1013.81	1024.37	1035.92	947.02
011	Калибровка малогабаритной аппаратуры РК	Опер.	1241.18	1052.46	1026.95	1038.43	1050.18	959.44

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
012	Калибровка прибора КАНГК	Опер.	1518.81	1277.09	1236.91	1263.06	1278.12	1157.85
013	Калибровка прибора СГДТ	Опер.	1298.56	1098.89	1070.35	1084.86	1097.30	1000.45
014	Калибровка прибора ЦМ	Опер.	1362.78	1150.84	1118.91	1136.81	1150.01	1046.34
015	Калибровка прибора АКВ	Опер.	1280.03	1083.89	1056.33	1069.86	1082.08	987.20
016	Услуги перфораторной партии	Опер.	863.25	737.00	712.51	725.79	733.65	668.95
017	Услуги перфораторной партии со сверлящим перфоратором	Опер.	874.37	730.72	697.01	723.95	732.90	656.13
018	Получение перфораторных зарядов	Заряд	1.21	1.04	1.02	1.02	1.03	0.95
019	Получение зарядов АДС, ПГДБК, ПГРИ, торпед, взрывных пакеров, труборезов ТРК	Заряд	75.23	64.08	61.86	63.14	63.84	58.10
020	Услуги инклинометрической партии (отряда) с механическим инклинометром	Опер.	466.22	390.39	375.24	386.56	391.28	352.18
021	Услуги инклинометрической партии (отряда) с гироскопическим инклинометром	Опер.	2369.29	1976.31	1885.44	1959.06	1983.53	1774.25
022	Услуги партии (отряда) по испытанию пластов на трубах	Опер.	729.78	616.92	592.30	609.22	616.25	556.95
023	Калибровка импульсного генератора нейтронов на базе	Опер.	1406.51	1177.40	1148.07	1165.94	1180.21	1070.92
024	Калибровка гамма-гамма плотномера по флюиду на базе	Опер.	1633.19	1382.68	1366.37	1364.86	1380.46	1269.45
025	Калибровка гироскопического инклинометра в специализированной партии на базе	Опер.	835.77	699.95	669.51	693.04	701.50	629.69
	Фотообработка и тиражирование материалов акустического каротажа:							
026	Приготовление проявителя и закрепителя для фотопленки и фотобумаги	Опер.	148.84	141.05	149.81	135.05	135.53	137.07
027	Проявление и закрепление фотопленки	Шт.	102.53	97.17	103.20	93.03	93.37	94.43
028	Печатание позитива	Шт.	39.69	37.61	39.95	36.01	36.14	36.55

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
029	Услуги комплексной партии по обслуживанию действующих скважин с применением шлюзового оборудования на давление до 7Мпа	Опер.	3445.38	2921.52	2887.12	2882.58	2915.21	2682.91
030	Услуги комплексной партии по обслуживанию действующих скважин с применением шлюзового оборудования на давление свыше 7Мпа	Опер.	10435.66	8742.43	8520.70	8655.47	8760.93	7950.59
031	Монтаж и демонтаж переносной разборной площадки, буферного фланца, план-шайбы на скважине	Опер.	575.05	483.61	473.46	478.28	483.97	441.19
032	Электрический каротаж – ЭК (КС, ПС, БКЗ, рез.) – 1 цикл	100м	75.68	62.50	60.69	62.13	62.95	56.71
033	Боковой каротаж (БК)	100м	82.96	68.51	66.69	68.11	69.01	62.13
034	Первый зонд (вспомогат.работы при ЭК,БК)	Опер.	916.81	758.22	723.00	753.44	763.32	679.64
035	Последующий зонд (вспом.работы при ЭК,БК)	Опер.	94.03	77.77	74.15	77.28	78.29	69.71
036	Индукционный каротаж (ИК) 1:500	100м	114.72	94.26	90.81	93.84	95.11	84.91
037	Индукционный каротаж (ИК) 1:200	100м	137.75	113.18	108.89	112.68	114.21	101.87
038	Электромагнитный каротаж (ЭМК) 1:500	100м	181.94	148.64	141.64	148.22	150.30	132.94
039	Электромагнитный каротаж (ЭМК) 1:200	100м	218.80	178.76	170.19	178.26	180.75	159.80
040	Вспомогательные работы при ИК	Опер.	1253.35	1030.51	977.52	1025.74	1039.62	920.15
041	Вспомогательные работы при ЭМК	Опер.	2024.33	1654.32	1560.59	1649.55	1672.59	1471.14
042	Микрокаротаж (МК) и боковой микрокаротаж (БМК)	100м	144.82	120.59	116.09	119.60	121.10	109.87
043	Первый зонд (вспомогат.работы при МК)	Опер.	653.95	545.54	524.21	540.76	547.51	491.79
044	Последующий зонд (вспомогат.работы при БМК)	Опер.	251.52	209.82	201.62	207.98	210.58	189.15
045	Кавернометрия (профилеметрия)	100м	66.25	55.16	54.44	54.71	55.40	50.48

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
046	Микрокавернометрия скважин и колонн 1:50	100м	139.25	115.83	113.30	114.91	116.37	105.45
047	Вспомогательные работы при кавернометрии (профилеметрии), микрокавернометрии	Опер.	802.11	669.62	643.86	663.62	671.87	603.94
048	Профилеметрия трубная 1:500, 1:200	100м	115.61	94.86	91.11	94.48	95.77	85.28
049	Вспомогательные работы при профилеметрии трубной	Опер.	2215.92	1819.33	1723.51	1811.65	1836.35	1622.93
	Акустический каротаж (АК):							
050	АК в рыхлых породах	100м	327.87	268.32	255.66	267.44	271.15	240.03
051	АК в плотных породах	100м	490.36	401.31	382.01	399.98	405.53	358.80
052	Вспомогательные работы при АК	Опер.	2396.63	1961.87	1853.56	1955.26	1982.34	1746.61
	Радиоактивный каротаж приборами (модулями) со сцинтилляционными счетчиками							
053	Гамма-каротаж (ГК) 1:500	100м	176.71	146.79	143.32	145.68	147.55	133.47
054	Гамма-каротаж (ГК) 1:200	100м	323.08	268.44	261.52	266.39	269.80	243.77
055	Гамма-каротаж (ГК) 1:50	100м	1192.16	990.70	963.30	983.11	995.65	898.69
056	Компенсированный нейтронный каротаж (2ННК) 1:500	100м	271.94	223.84	215.34	222.73	225.73	201.52
057	Компенсированный нейтронный каротаж (2ННК) 1:200	100м	498.50	410.37	394.18	408.33	413.82	369.14
058	Компенсированный нейтронный каротаж (2ННК) 1:50	100м	1843.71	1517.88	1456.06	1510.29	1530.58	1364.33
059	Компенсированный гамма-гамма плотностной каротаж (2ГГК-П) 1:500	100м	336.01	275.69	263.80	274.58	278.33	247.32
060	Компенсированный гамма-гамма плотностной каротаж (2ГГК-П) 1:200	100м	616.53	505.87	483.44	503.83	510.72	453.49
061	Компенсированный гамма-гамма плотностной каротаж (2ГГК-П) 1:50	100м	2282.11	1872.60	1787.61	1865.00	1890.51	1677.64

1	2	3	4	5	6	7	8	9
062	Вспомогательные работы при ГК	Опер.	1008.68	839.24	805.14	832.51	843.07	755.57
063	Вспомогательные работы при 2ННК	Опер.	1585.06	1305.59	1241.04	1298.87	1316.27	1167.48
064	Вспомогательные работы при 2ГГК-П	Опер.	1972.87	1619.37	1534.33	1612.65	1634.67	1444.63
065	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК) прибором с газоразрядными счетчиками 1:500	100м	214.09	181.09	181.13	178.80	180.86	167.41
066	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК) прибором с газоразрядными счетчиками 1:200	100м	460.18	389.40	388.67	384.43	388.84	359.57
067	Радиоактивный каротаж (ГК, НГК) прибором с газоразрядными счетчиками 1:50	100м	1010.95	855.59	853.19	844.65	854.32	789.63
068	Вспомогательные работы при ГК, НГК	Опер.	626.60	532.14	519.95	524.82	530.71	485.59
069	Радиоактивный каротаж прибором СРК 1:500	100м	292.00	243.49	238.48	241.39	244.41	221.92
070	Радиоактивный каротаж прибором СРК 1:200	100м	629.29	524.84	513.25	520.28	526.78	477.92
071	Радиоактивный каротаж прибором СРК 1:50	100м	1384.18	1154.51	1128.21	1144.45	1158.76	1050.87
072	Вспомогательные работы при работе с СРК	Опер.	880.18	735.26	707.95	728.54	737.56	663.73
	Радиоактивный каротаж прибором РКП							
073	масштаб 1:500	100м	539.66	440.74	418.47	439.55	445.71	393.35
074	масштаб 1:200	100м	1581.62	1291.76	1225.03	1288.25	1306.31	1152.10
075	Вспомогательные работы при работе с РКП	Опер.	4538.63	3707.42	3496.82	3697.19	3748.96	3296.39
076	Импульсный нейтрон – нейтронный каротаж (ИННК) в открытом стволе 1:200	100м	1228.14	1017.41	984.89	1010.51	1023.64	920.14
077	Импульсный нейтрон – нейтронный каротаж (ИННК) в открытом стволе 1:50	100м	4986.96	4131.43	3997.25	4103.37	4156.66	3735.30
078	Точечные измерения ИННК в открытом стволе	Точка	103.83	86.02	83.21	85.44	86.55	77.77
079	Вспомогательные работы при ИННК в открытом стволе	Опер.	1080.69	896.10	857.03	889.78	901.28	804.92

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Заливка радиоактивных изотопов в буровой раствор:							
080	Заливка изотопов	Опер.	194.00	164.20	163.59	162.09	163.95	151.46
081	Активация соды	Опер.	18800.99	15588.82	15180.81	15479.19	15679.26	14148.78
082	Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)	100м	1539.99	1262.02	1201.98	1257.36	1274.68	1128.92
083	Диэлектрический каротаж (ДК)	100м	446.03	365.44	348.48	364.11	369.13	327.12
084	Вспомогательные работы при ЯМК	Опер.	1746.61	1431.73	1354.36	1426.34	1445.95	1275.80
085	Вспомогательные работы при ДК	100м	1570.81	1287.38	1217.61	1282.60	1300.25	1147.03
086	Инклинометрия гироскопическая непрерывная ИГН	100м	313.96	257.81	247.45	256.71	260.21	231.72
087	Вспомогательные работы при ИГН	Опер.	3763.34	3092.54	2921.23	3078.70	3120.48	2754.52
	Инклинометрия по точкам в комплексе ГИС:							
088	Через 2-10м	Точка	16.01	13.42	13.24	13.28	13.44	12.29
089	Через 20-25м	Точка	20.73	17.36	17.22	17.19	17.40	15.95
090	Через 50м	Точка	27.17	22.74	22.67	22.52	22.80	20.95
091	Через 100м	Точка	37.19	31.10	31.21	30.81	31.19	28.76
092	Вспомогательные работы при инклинометрии в составе комплекса ГИС	Опер.	230.14	193.36	186.97	191.28	193.57	175.12
093	Инклинометрия по точкам (специализированная партия), через 2-10 м	Точка	7.47	6.23	6.19	6.18	6.26	5.73
094	Инклинометрия по точкам (специализированная партия), через 20-25м	Точка	9.51	7.93	7.88	7.87	7.96	7.29
095	Инклинометрия по точкам (специализированная партия), через 50м	Точка	12.23	10.20	10.14	10.11	10.24	9.38
096	Инклинометрия по точкам (специализированиая партия), через 100м	Точка	16.31	13.60	13.52	13.48	13.65	12.50
097	Орнентирование отклонителя (спец.партия)	Опер.	319.38	266.35	264.67	264.04	267.35	244.80

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
098	Вспомогательные работы при инклинометрии (спец.партия), первый цикл	Опер.	102.70	85.97	82.61	85.13	86.17	77.54
099	Вспомогательные работы при инклинометрии (спец.партия), последующий цикл	Опер.	24.17	20.23	19.44	20.03	20.28	18.24
	Инклинометрия прибором типа ИММИ-73 в специализированной партии:							
100	Запись диаграммы ИММИ	100м	209.89	175.66	173.50	173.96	176.09	160.96
101	Ориентирование отклонителя ИММИ	Опер.	865.13	724.24	713.55	717.18	725.96	662.70
102	Вспомогательные работы при инклинометрии ИММИ	Опер.	559.77	470.17	450.58	465.15	470.73	423.62
	Наклонометрия прибором типа НИД-1,2:							
103	Масштаб регистрации 1:100, 1:50	100м	2309.35	1874.59	1761.13	1872.83	1899.91	1661.41
104	" " 1:10	100м	2832.59	2299.47	2160.30	2297.26	2330.47	2038.00
105	Вспомогательные работы при наклонометрии	Опер.	7822.56	6350.39	5954.01	6344.27	6435.96	5621.82
	Испытания пластов аппаратурой, спускаемой на кабеле (ГДК, ОПК)							
106	Отбор пробы ГДК, ОПК	Опер.	2855.55	2348.34	2246.14	2337.32	2368.91	2106.91
107	Запись кривой давления ГДК, ОПК	Точка	507.65	417.48	399.31	415.52	421.14	374.56
108	Вспомогательные работы при ГДК, ОПК	Опер.	433.64	356.76	338.59	355.04	359.83	318.68
109	Пересоединение шаблона	100м	80.42	69.19	69.49	67.99	68.69	64.27
110	Промер кабеля с установкой магнитных меток вручную	Опер.	34.38	28.97	29.96	28.63	28.97	27.29
	Испытания скважин испытателями пластов на трубах (ИПТ):							
111	Пакеровка или снятие пакера ИПТ	Опер.	215.45	180.30	172.07	178.56	180.75	161.97
112	Отбор пробы жидкости и ожидание восстановления давления при ИПТ	Час	478.78	400.67	382.37	396.81	401.67	359.94
113	Вспомогательные работы при ИПТ	Опер.	2808.86	2350.60	2243.25	2327.93	2356.47	2111.67

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
114	Отбор образцов сверлящим грунтоносом, песчано-глинистые породы	Образец	249.15	207.14	199.10	205.52	208.14	186.67
115	Отбор образцов сверлящим грунтоносом, карбонатные породы	Образец	332.20	276.19	265.46	274.03	277.52	248.89
116	Вспомогательные работы при отборе образцов сверлящим грунтоносом	Опер.	86.13	71.60	68.82	71.05	71.95	64.53
117	Отбор образцов дисковым грунтоносом	Образец	1138.47	945.81	908.42	938.64	950.63	851.89
118	Вспомогательные работы при отборе образцов дисковым грунтоносом	Опер.	132.82	110.34	105.98	109.51	110.91	99.39
119	Акустический контроль цементирования аппаратурой типа АКВ-1	100м	568.80	473.98	462.44	469.97	475.88	430.97
120	Вспомогательные работы при АКВ	Опер.	1695.19	1414.68	1359.83	1402.14	1419.61	1275.61
121	Акустическое воздействие на пласт	Опер.	2432.31	2027.13	1974.60	2009.93	2035.16	1841.54
122	Акустический контроль цементирования аппаратурой типа УЗБА 1:500	100м	148.70	122.34	117.63	121.75	123.39	110.10
123	Акустический контроль цементирования аппаратурой типа АКЦ 1:500	100м	75.10	62.03	60.32	61.66	62.47	56.22
124	Акустический контроль цементирования аппаратурой типа УЗБА 1:200	100м	185.15	152.34	146.30	151.60	153.65	137.00
125	Акустический контроль цементирования аппаратурой типа АКЦ 1:200	100м	147.30	121.71	117.67	120.98	122.57	109.95
126	Вспомогательные работы для УЗБА	Опер.	2741.04	2256.53	2142.91	2245.27	2275.44	2016.56
127	Вспомогательные работы для АКЦ	Опер.	1268.21	1048.85	1000.16	1042.24	1055.90	940.17
128	Контроль цементирования аппаратурой типа СГДТ 1:500	100м	186.12	154.53	150.79	153.38	155.35	140.44
129	Контроль цементирования аппаратурой типа СГДТ 1:200	100м	369.09	306.51	298.35	304.22	308.11	278.18
130	Вспомогательные работы при СГДТ	Опер.	1101.43	910.65	868.63	904.98	916.86	816.39
131	Контроль цементирования аппаратурой типа ЦМ, 1:500, 1:200	100м	386.74	319.48	308.63	317.57	321.76	288.47

1	2	3	4	5	6	7	8	9
132	Вспомогательные работы при ЦМ	Опер.	1423.19	1176.68	1122.39	1169.36	1184.71	1054.89
133	Точечные измерения СГДТ	Точка	101.65	84.43	81.98	83.80	84.87	76.52
134	Точечные измерения ЦМ	Точка	127.86	105.64	101.80	105.01	106.39	95.25
135	Определение геотермического градиента (ГТГ)	100м	118.29	99.10	99.06	98.11	99.31	91.46
136	Отбивка цементного кольца (ОЦК)	100м	96.51	80.84	80.93	80.03	81.01	74.67
137	Вспомогательные работы при ГТГ и ОЦК	Опер.	795.86	668.69	653.94	661.48	669.40	609.57
138	Определение температуры забоя (ОТЗ)	Опер.	108.92	91.33	90.65	90.40	91.49	83.95
139	Вскрытие пласта сверлящим перфоратором	Отв.	371.20	306.16	294.51	304.47	308.52	275.70
140	Привязка интервала сверлящей перфорации по ГК	100м	752.01	623.00	803.69	618.77	626.80	563.76
141	Контроль перфорации аппаратурой типа АКП-1	100м	693.75	583.62	579.77	577.13	583.99	536.97
142	Вспомогательные работы при контроле перфорации АКП-1	Опер.	229.79	194.23	186.64	191.81	194.03	175.43
143	Локация перфорационных отверстий	100м	347.14	295.03	297.74	290.91	294.16	274.35
144	Определение глубины забоя (ОГЗ)	Опер.	53.25	45.27	45.62	44.63	45.13	42.06
145	Вспомогательные работы при локации перфорационных отверстий и ОГЗ	Опер.	358.08	306.77	297.20	301.81	305.01	278.91
146	Отбивка печати (забоя)	Опер.	499.81	426.08	431.02	419.77	424.36	396.93
	Нанесение магнитных меток на бурильный инструмент:							
147	Через 5-10м	Метка	5.55	4.73	4.79	4.66	4.72	4.41
148	Через 25м	Метка	10.18	8.68	8.78	8.55	8.64	8.09
149	Через 50-100м	Метка	19.44	16.57	16.76	16.32	16.50	15.44
150	Запись прихватоопределителем, магнитным локатором	100м	35.25	29.97	30.71	29.55	29.87	28.12
151	Вспомогательные работы при нанесении и записи магнитных меток	Опер.	110.71	95.20	92.43	93.56	94.53	86.71

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
152	Перфорация бескорпусными перфораторами	20 отв.	638.95	534.68	526.53	529.53	536.03	489.09
153	Перфорация корпусными перфораторами	20 отв.	711.39	595.31	586.22	589.57	596.80	544.54
154	Отбор образцов стреляющим грунтоносом	Обр.	43.47	36.37	35.82	36.02	36.46	33.27
155	Вспомогательные работы при отборе образцов стреляющим грунтоносом	Опер.	486.21	408.25	390.70	403.93	408.78	367.52
156	Снаряжение корпусного перфоратора при имплозивном воздействии на пласт	20 зар	434.66	363.73	358.18	360.23	364.64	332.71
157	Торпедирование, работа трубоврезом ТРК	Опер.	1016.76	870.37	885.62	856.49	865.60	814.07
158	Установка взрывного пакера (ВП), цементной желонки (ЦЖ)	Опер.	1323.38	1132.83	1152.69	1114.77	1126.63	1059.56
159	Термогазохимическое воздействие (ТГХВ), разрыв пласта	Опер.	1258.14	1076.99	1095.86	1059.81	1071.10	1007.33
160	Снаряжение перфоратора типа ПНКТ	Заряд	20.87	18.07	17.61	17.72	17.90	16.51
161	Перфорация перфоратором ПНКТ	Опер.	943.02	816.34	795.75	800.82	808.71	745.93
162	Вспомогательные работы при перфорации ПНКТ	Опер.	772.97	669.13	652.25	656.41	662.88	611.42
163	Привязка интервала перфорации	Опер.	743.83	626.32	622.99	619.20	626.52	576.77
	Акустический видеокаротаж							
164	Масштаб 1:200	100м	741.54	610.53	585.74	607.46	615.62	548.82
165	Масштаб 1:100	100м	1479.93	1218.51	1168.26	1212.38	1228.66	1094.93
166	Масштаб 1:50	100м	2956.71	2434.48	2333.29	2422.21	2454.73	2187.15
167	Вспомогательные работы при акустическом видеокаротаже	Опер.	1564.13	1288.48	1224.30	1281.81	1298.98	1151.94
168	Резистивиметрия индукционная в колонне 1:500	100м	84.33	70.98	71.64	70.18	71.01	65.92
169	Резистивиметрия индукционная в колонне 1:200	100м	410.34	345.76	346.60	341.76	345.78	319.88
170	Резистивиметрия индукционная в НКТ 1:500	100м	104.71	88.16	88.82	87.16	88.19	81.79

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
171	Резистивиметрия индукционная в НКТ 1:200	100м	546.18	460.25	461.16	454.92	460.27	425.69
172	Резистивиметрия индукционная, неустойчивый режим через НКТ, 1:500	100м	222.89	187.76	188.49	185.60	187.79	173.85
173	Резистивиметрия индукционная, неустойчивый режим через НКТ, 1:200	100м	817.86	689.24	690.30	681.23	689.25	637.33
174	Резистивиметрия одноэлектродная	100м	87.47	73.93	75.07	73.01	73.86	68.95
175	Вспомогательные работы при резистивиметрии индукционной	Опер.	548.79	463.74	456.49	458.01	463.30	424.69
	Радиоактивный каротаж (РК) через НКТ и межтрубное пространство:							
176	РК через НКТ 1:200	100м	709.47	591.54	583.59	586.44	593.79	541.38
177	РК через межтрубное пространство 1:200	100м	886.12	738.85	728.76	732.48	741.65	676.12
178	РК через НКТ и межтрубное пространство 1:50	100м	1522.10	1269.17	1251.38	1258.22	1273.97	1161.18
179	Вспомогательные работы при РК через НКТ и межтрубное пространство	Опер.	1137.02	949.50	923.17	940.91	952.59	861.89
180	Плотностной гамма-гамма каротаж скважинной смеси 1:500	100м	245.89	205.95	205.23	203.91	206.40	189.71
181	Плотностной гамма-гамма каротаж скважинной смеси 1:200	100м	762.38	638.73	635.18	632.36	640.06	587.69
182	Вспомогательные работы при плотностном ГГК скважинной смеси	Опер.	826.27	693.70	678.78	686.38	694.63	632.50
183	Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж ИННК в действующих скважинах, 1:200	100м	2998.90	2452.26	2337.01	2444.75	2478.80	2193.68
184	Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж ИННК в действующих скважинах, 1:50	100м	12190.25	9968.29	9497.61	9937.74	10076.13	8916.01
185	Точечные измерения ИННК в действующих скважинах	Точка	355.47	290.68	276.93	289.78	293.82	259.98
186	Вспомогательные работы при ИННК в действующих скважинах	Опер.	2897.66	2369.91	2245.79	2362.53	2395.40	2113.22

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
187	Термометрия в НКТ и межтрубном пространстве 1:500	100м	113.77	94.80	93.90	94.00	95.18	86.96
188	Термометрия в НКТ и межтрубном пространстве 1:200	100м	224.71	187.31	184.90	185.71	188.04	171.48
189	Вспомогательные работы при термометрии в НКТ и межтрубном пространстве	Опер.	1201.48	1003.30	974.20	994.23	1006.57	910.03
190	Определение герметичности эксплуатационной колоиины (ОГК) термометром, 1:500	100м	46.39	38.82	39.16	38.45	38.92	36.01
191	Определение герметичности эксплуатационной колонны (ОГК) термометром, 1:200	100м	96.18	80.57	80.60	79.77	80.75	74.39
192	Вспомогательные работы при ОГК	Опер.	1002.19	842.05	823.48	832.98	842.95	767.61
193	Термометрия высокочувствительным термометром	100м	634.24	528.89	521.02	524.32	530.88	483.65
194	Вспомогательные работы при термометрии высокочувствительным термометром	Опер.	1195.94	998.81	970.01	989.75	1002.02	906.07
195	Определение температуры забоя (ОТЗ)	Опер.	108.92	91.33	90.65	90.40	91.49	83.95
196	Вспомогательные работы при ОТЗ	Опер.	1002.19	842.05	823.48	832.98	842.95	767.61
197	Шумометрия скважины 1:500	100м	96.18	80.57	80.60	79.77	80.75	74.39
198	Шумометрия скважины 1:200	100м	469.61	393.71	391.42	389.71	394.44	362.23
199	Вспомогательные работы при шумометрии	Опер.	560.05	470.56	460.18	465.49	471.06	428.96
200	Расходометрия непрерывная (термокондуктивная, механическая)	100м	898.41	753.96	750.04	746.09	755.09	694.02
201	Расходометрия точечная с пакером	Точка	68.31	57.33	56.99	56.73	57.41	52.75
202	Расходометрия точечная без пакера	Точка	48.57	40.77	40.52	40.34	40.83	37.51
203	Вспомогательные работы при расходометрии	Опер.	976.36	821.15	803.94	812.08	821.74	749.14
204	Влагометрия непрерывная 1:500	100м	87.54	73.81	74.66	72.94	73.80	68.65
205	Влагометрия непрерывная 1:200	100м	565.85	477.64	479.83	471.87	477.37	442.55
206	Влагометрия точечная с пакерованием	Точка	211.91	173.06	208.89	172.60	175.02	178.45

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
207	Вспомогательные работы при влагометрии	Опер.	830.40	703.05	693.56	693.98	701.91	644.83
208	Барометрия непрерывная 1:500	100м	224.71	187.31	184.90	185.71	188.04	171.48
209	Барометрия непрерывная 1:200	100м	1204.68	1004.51	988.76	995.84	1008.31	918.14
210	Барометрия точечная	Точка	64.72	53.97	53.08	53.50	54.17	49.31
211	Вспомогательные работы при барометрии	Опер.	1201.48	1003.30	974.20	994.23	1006.57	910.03
212	Регистрация кривой высокого давления (КВД) - замер	35мин	649.98	541.95	533.75	537.28	544.01	495.51
213	Установка манометра для снятия КВД	Опер.	832.05	693.85	682.52	687.84	696.45	633.96
214	Вспомогательные работы при КВД	Опер.	1201.48	1003.30	974.20	994.23	1006.57	910.03
215	Кислородный каротаж (КАНГК) 1:200	100м	2521.62	2068.72	1983.00	2060.44	2088.65	1857.68
216	Кислородный каротаж (КАНГК) точечный	Точка	38.75	31.79	30.46	31.66	32.10	28.54
217	Вспомогательные работы при КАНГК	Опер.	1574.07	1291.76	1229.33	1286.48	1304.06	1155.25
218	Отбор пробы жидкости желонкой	Опер.	482.93	399.00	386.54	396.60	401.83	360.86
219	Удаление парафиново-гидратных отложений	Опер.	2026.05	1749.29	1835.99	1717.28	1734.52	1668.24
220	Отбивка перфораторных отверстий (ЛПО) в действующих скважинах	100м	443.35	373.57	374.40	369.25	373.60	345.57
221	Вспомогательные работы при ЛПО	Опер.	868.72	734.06	722.54	724.99	733.37	672.22
222	Эксплуатация шлюзового оборудования на давленне до 7 Мпа	Час	250.23	229.96	247.08	221.95	223.22	224.16
224	Эксплуатация шлюзового оборудования на давление свыше 7 Мпа	Час	454.12	394.93	414.46	386.93	390.62	376.97
226	Свабирование	Час	615.92	525.85	541.74	517.85	523.46	495.25
227	Замер приемистости на устье скважины: при одном режиме	Опер.	1808.41	1535.62	1519.95	1514.54	1531.53	1411.78
228	Замер приемистости на устье скважины: при трех режимах	Опер.	2964.42	2517.24	2491.57	2482.70	2510.55	2314.24
229	Вспомогательные работы при замере приемистости: без буферной задвижки	Опер.	3834.28	3255.89	3222.69	3211.21	3247.24	2993.33

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
230	Вспомогательные работы при замере приемистости: с буферной задвижкой	Опер.	4452.35	3780.72	3742.17	3728.84	3770.67	3475.83
231	Дефектоскопия колонны, 1:500	100м	423.13	349.23	338.51	347.23	351.84	315.91
232	Дефектоскопия колонны, 1:200	100м	843.43	696.18	674.13	692.18	701.35	629.39
233	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	Опер.	1468.74	1213.12	1162.82	1205.92	1221.84	1090.45
234	Геолого-геохимические исследования	Партия-час	247.13	212.91	209.81	209.14	211.27	195.64
235	Технологические исследования	Час	218.14	186.16	181.37	183.35	185.34	169.71
236	Геолого-геохимические-технологические исследования	Час	355.05	303.52	296.11	298.79	302.00	276.98
237	Сметное содержание комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин	Партия-сутки	10200.02	8413.74	8092.27	8366.95	8478.21	7576.21
238	Сметное содержание комплексной партии по обслуживанию действующих скважин	Партия-сутки	7351.46	6123.23	5973.30	6072.28	6148.78	5566.85
239	Сметное содержание инклинометрической партии	Партия-сутки	2196.80	1845.00	1855.47	1825.34	1847.25	1709.33
240	Сметное содержание партии по испытанию скважин испытателями на трубах	Партия-сутки	2239.68	1900.74	1824.13	1874.96	1896.07	1716.51
241	Сметное содержание комплексной партии по обслуживанию двух бурящихся скважин двумя комплектами оборудования	Партия-сутки	15475.20	12681.97	12153.33	12635.18	12809.16	11384.71
242	Сметное содержание комплексной партии по обслуживанию двух действующих скважин двумя комплектами оборудования	Партия-сутки	13245.73	10892.37	10476.55	10841.42	10988.00	9803.79
243	Сметное содержанне инклинометрической партии, обслуживающей две скважины двумя комплектами оборудования	Партия-сутки	3804.34	3145.68	3116.09	3126.03	3167.05	2882.33

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
244	*Сметное содержание партии по испытанию* пластов испыт. на трубах, обслуживающей две скважины двумя компл. оборудования	Партия-сутки	3957.15	3290.37	3124.66	3264.59	3306.12	2944.81
245	Технологическое дежурство на скважине перфораторной партии	Партия-час	784.42	658.77	635.97	651.76	659.58	596.04
246	Технологическое дежурство на скважнне инклинометрической партин	Партия-час	425.94	354.76	346.68	351.81	356.25	322.85
247	Технологическое дежурство на скважине партии по испытанию пластов нспытате-лями на трубах	Партия-час	468.66	392.48	372.01	388.61	393.36	351.25
248	Технологическое дежурство на скважине компл. партии по обслуживанию бурящих-ся скважин	Партия-час	2159.43	1771.33	1680.36	1764.31	1788.48	1581.14
249	Технологическое дежурство на скважине комплексной партии по обслуживаиию действующих скважин	Партия-час	1391.92	1152.47	1105.59	1144.83	1159.74	1036.79
250	Спуск или подъем без замера при ЭК и БК	100м	31.52	26.00	25.75	25.86	26.20	23.81
251	Спуск или подъем без замера при ДК	100м	51.31	42.01	40.71	41.87	42.45	37.95
252	Спуск или подъем без замера прн ИК	100м	41.71	34.24	33.45	34.10	34.56	31.09
253	Спуск или подъем без замера при ЭМК	100м	65.03	53.12	51.09	52.97	53.71	47.76
254	Спуск или подъем без замера при АК	100м	56.15	45.93	44.38	45.79	46.42	41.42
255	Спуск или подъем без замера прн ЯМК	100м	50.62	41.46	40.20	41.31	41.88	37.46
256	Спуск или подъем без замера прн МК и БМК	100м	23.57	19.57	19.73	19.42	19.67	18.13
257	Спуск или подъем без замера при каверно-метрии (профилеметрии)	100м	23.10	19.19	19.38	19.04	19.29	17.79
258	Спуск или подъем без замера при трубной профилеметрии	100м	38.54	31.61	30.77	31.48	31.92	28.63

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
259	Спуск или подъем без замера при измерениях термометром партией по исследованию бурящихся скважин	100м	21.51	17.95	18.51	17.79	18.01	16.86
280	Спуск или подъем без замера при АКВ-1 и акустическом воздействии на пласт	100м	25.40	21.09	21.29	20.94	21.20	19.55
261	Спуск или подъем без замера при АКЦ	100м	31.29	25.82	25.52	25.67	26.01	23.62
262	Спуск или подъем без замера при УЗБА	100м	38.74	31.84	31.15	31.70	32.13	28.94
263	Спуск или подъем без замера при дефектоскопии колонны	100м	35.89	29.58	29.30	29.42	29.82	27.09
264	Спуск или подъем без замера при акустическом видеокаротаже	100м	42.53	34.96	34.25	34.80	35.27	31.80
265	Спуск или подъем без замера при наклонометрии	100м	188.40	152.93	144.39	152.79	155.00	135.92
266	Спуск или подъем без замера при контроле перфорации АКП-1	100м	18.10	15.16	15.52	15.01	15.20	14.19
267	Спуск или подъем без замера при локации перфорациониых отверстий	100м	14.67	12.38	12.92	12.23	12.38	11.73
268	Спуск или подъем без замера при нанесенни и записи магнитных меток	100м	12.85	10.87	11.39	10.73	10.86	10.33
269	Спуск или подъем без замера при расходометрии	100м	20.74	17.32	17.84	17.16	17.38	16.26
270	Спуск или подъем без замера при ЛПО в действующих скважинах	100м	18.87	15.81	16.43	15.65	15.84	14.93
271	Спуск или подъем без замера при измерениях термометром в действующих скважинах	100м	21.19	17.68	18.18	17.53	17.75	16.58
272	Спуск или подъем без замера при барометрии	100м	24.65	20.48	20.79	20.33	20.58	19.05
273	Спуск или подъем без замера при влагометрии	100м	18.21	15.27	15.92	15.12	15.30	14.45

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
274	Спуск или подъем без замера при индукционной резистивиметрии	100м	18.18	15.03	15.01	14.93	15.13	13.84
275	Спуск или подъем без замера при отборе пробы жидкости желонкой	100м	34.49	28.45	28.24	28.29	28.66	26.09
276	Спуск или подъем без замера инклинометра при работе в комплексе ГИС	100м	19.76	16.46	16.85	16.34	16.54	15.40
277	Спуск или подъем без замера приборов с газоразрядными счетчиками (ГК, НГК)	100м	16.98	14.25	14.89	14.10	14.27	13.50
278	Спуск или подъем без замера при ГК прибором со сцинтилляционным счетчиком	100м	39.71	32.65	32.02	32.50	32.94	29.72
279	Спуск или подъем без замера при компенсированном нейтронном каротаже	100м	48.48	39.75	38.66	39.59	40.14	35.99
280	Спуск или подъем без замера при компенсированном ГГК-П	100м	56.94	46.60	45.06	46.44	47.09	42.04
281	Спуск или подъем без замера при измерениях прибором РКП	100м	71.31	58.22	55.92	58.06	58.88	52.30
282	Спуск или подъем без замера при плотностном каротаже скважинной смеси	100м	22.58	18.84	19.34	18.67	18.90	17.65
283	Спуск или подъем без замера при КАНГК	100м	53.20	43.62	42.50	43.45	44.05	39.53
284	Спуск или подъем без замера при импульсном каротаже в открытом стволе	100м	29.89	24.71	24.60	24.56	24.88	22.70
285	Спуск или подъем без замера при импульсном каротаже в действующих скважинах	100м	68.84	56.27	54.33	56.11	56.89	50.71
286	Спуск или подъем без замера при работе с аппаратурой СРК	100м	21.85	18.15	18.40	18.01	18.24	16.87
287	Спуск или подъем без замера при шумометрии	100м	21.72	18.12	17.82	17.96	18.18	16.56
288	Спуск или подъем без замера при высокоточной термометрии	100м	21.19	17.68	18.18	17.53	17.75	16.58

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
289	Спуск или подъем без замера при привязке интервала перфорации	100м	48.79	40.04	38.85	39.88	40.42	36.21
290	Спуск или подъем без замера при контроле цементирования СГДТ	100м	29.58	24.50	24.54	24.34	24.65	22.60
291	Спуск или подъем без замера при контроле цементирования ЦМ	100м	36.40	30.02	29.70	29.85	30.25	27.47
292	Спуск сверлящего перфоратора	100м	16.93	13.99	14.01	13.91	14.09	12.90
293	Подъем сверлящего перфоратора	100м	24.43	20.20	20.03	20.08	20.34	18.52
294	Спуск сверлящего грунтоноса	100м	39.07	32.12	31.69	31.97	32.41	29.34
295	Подъем сверлящего грунтоноса	100м	40.48	33.25	32.75	33.11	33.56	30.34
296	Спуск дискового грунтоноса	100м	56.76	46.69	45.65	46.46	47.09	42.42
297	Подъем дискового грунтоноса	100м	58.87	48.39	47.24	48.17	48.82	43.92
298	Спуск корпусного перфоратора типа ПК, ПП	100м	11.42	9.68	10.27	9.55	9.66	9.27
299	Подъем корпусного перфоратора типа ПК, ПП	100м	10.49	8.88	9.46	8.77	8.87	8.52
300	Спуск корпусного перфоратора при имплозивном воздействии на пласт	100м	141.89	121.37	123.91	119.46	120.74	113.73
301	Подъем корпусного перфоратора при имплозивном воздействии на пласт	100м	10.49	8.88	9.46	8.77	8.87	8.52
302	Спуск перфоратора бескорпусного ленточного	100м	22.60	19.25	20.01	18.97	19.18	18.22
303	Подъем перфоратора бескорпусного ленточного	100м	12.35	10.48	11.08	10.34	10.45	10.01
304	Спуск перфоратора разрушающегося	100м	16.08	13.67	14.33	13.48	13.63	13.00
305	Подъем перфоратора разрушающегося	100м	10.49	8.88	9.46	8.77	8.87	8.52
306	Спуск стреляющего бокового грунтоноса	100м	20.76	17.32	17.50	17.17	17.39	16.07
307	Подъем стреляющего бокового грунтоноса	100м	29.46	24.60	24.66	24.38	24.68	22.73
308	Спуск шаблона	100м	9.56	8.08	8.65	7.98	8.07	7.77
309	Подъем шаблона	100м	10.49	8.88	9.46	8.77	8.87	8.52

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
310	Спуск или подъем без замера механического инклинометра в специализированной партии	100м	9.95	8.25	8.62	8.19	8.30	7.80
311	Спуск или подъем без замера гироскопического инклинометра при эксплуатации в специализированной партии	100м	25.55	20.95	20.77	20.87	21.16	19.18
312	Спуск или подъем приборов ГДК и ОПК	100м	37.44	30.79	29.45	30.64	31.06	27.62
313	Спуск торпеды, взрывного пакера, АДС, ПГД БК, ПГРИ, трубореза, цементировочной желонки	100м	20.74	17.66	18.39	17.40	17.59	16.73
314	Подъем после отстрела торпеды, взрывного пакера, АДС, ПГД БК, ПГРИ, трубореза, цементировочной желонки	100м	10.49	8.88	9.46	8.77	8.87	8.52
315	Спуск испытателя пластов на НКТ однотрубками	100м	178.75	149.58	142.75	148.14	149.96	134.38
316	Подъем испытателя пластов на НКТ однотрубками	100м	190.72	159.60	152.31	158.06	160.00	143.38
317	Спуск испытателя пластов на НКТ двухтрубками	100м	118.10	98.83	94.32	97.88	99.08	88.79
318	Подъем испытателя пластов на НКТ двухтрубками	100м	134.86	112.86	107.70	111.77	113.14	101.38
319	Спуск или подъем испытателя пластов на бурильных трубах	100м	159.59	133.56	127.46	132.27	133.89	119.98
320	Спуск без замера при РК через НКТ и межтрубное пространство	100м	52.29	43.54	43.54	43.18	43.72	40.16
321	Подъем без замера при РК через НКТ и межтрубное пространство	100м	66.43	55.32	55.16	54.86	55.55	50.93
322	Спуск без замера при термометрии в НКТ и межтрубном пространстве	100м	54.60	45.46	45.36	45.09	45.66	41.87
323	Подъем без замера при термометрии в НКТ и межтрубном пространстве	100м	69.39	57.80	57.50	57.32	58.04	53.15

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
324	Спуск или подъем без замера ИММ-73	100м	11.75	9.78	10.07	9.70	9.82	9.18
325	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе до 4 методов без ИИИ, 1-я группа дорог	Км	24.82	20.76	20.83	20.56	20.81	19.20
326	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе до 4 методов без ИИИ, 2-я группа дорог	Км	29.08	24.33	24.33	24.09	24.39	22.45
327	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе до 4 методов без ИИИ, 3-я группа дорог	Км	37.36	31.28	31.09	30.97	31.35	28.77
328	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе более 4 методов с ИИИ, 1-я группа дорог	Км	46.84	38.54	37.45	38.36	38.87	34.90
329	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе более 4 методов с ИИИ, 2-я группа дорог	Км	55.23	45.45	44.06	45.23	45.84	41.10
330	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе более 4 методов с ИИИ, 3-я группа дорог	Км	71.77	59.07	57.05	58.78	59.57	53.30
331	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при контроле цементирования, 1-я группа дорог	Км	24.47	20.44	20.53	20.26	20.51	18.91
332	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при контроле цементирования, 2-я группа дорог	Км	28.66	23.95	23.97	23.73	24.02	22.11
333	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при контроле цементирования, 3-я группа дорог	Км	36.81	30.79	30.61	30.50	30.87	28.32

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
334	Переезд комплексной партии по обслуживанию действующих скважин при комплексе без ИИИ, 1-я группа дорог	Км	30.34	25.28	25.40	25.07	25.38	23.38
335	Переезд комплексной партии по обслуживанию действующих скважин при комплексе без ИИИ, 2-я группа дорог	Км	35.59	29.67	29.72	29.42	29.79	27.40
336	Переезд комплексной партии по обслуживанию действующих скважин при комплексе без ИИИ, 3-я группа дорог	Км	45.85	38.25	38.10	37.91	38.39	35.21
337	Переезд комплексной партии по обслуживанию действующих скважин при комплексе с ИИИ, 1-я группа дорог	Км	34.49	28.60	28.50	28.40	28.77	26.31
338	Переезд комплексной партии по обслуживанию действующих скважин при комплексе с ИИИ, 2-я группа дорог	Км	40.52	33.62	33.40	33.37	33.80	30.87
339	Переезд комплексной партии по обслуживанию действующих скважин при комплексе с ИИИ, 3-я группа дорог	Км	52.33	43.44	42.94	43.12	43.67	39.77
340	Переезд партии по отбору образцов сверлящими и дисковыми керноотборниками, 1-я группа дорог	Км	24.96	20.84	20.64	20.65	20.91	19.12
341	Переезд партии по отбору образцов сверлящими и дисковыми керноотборниками, 2-я группа дорог	Км	29.24	24.42	24.10	24.20	24.50	22.36
342	Переезд партии по отбору образцов сверлящими и дисковыми керноотборниками, 3-я группа дорог	Км	37.57	31.41	30.79	31.11	31.50	28.65
343	Переезд перфораторной партии, 1-я группа дорог	Км	17.81	15.05	15.38	14.87	15.04	14.09

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
344	Переезд перфораторной партии, 2-я группа дорог	Км	20.73	17.54	17.84	17.32	17.51	16.37
345	Переезд перфораторной партии, 3-я группа дорог	Км	26.29	22.28	22.46	21.98	22.23	20.69
346	Переезд перфораторной партии со сверляющим перфоратором, 1-я группа дорог	Км	17.95	14.90	15.07	14.79	14.98	13.83
347	Переезд перфораторной партии со сверляющим перфоратором, 2-я группа дорог	Км	20.90	17.36	17.47	17.23	17.45	16.07
348	Переезд перфораторной партии со сверляющим перфоратором, 3-я группа дорог	Км	26.51	22.04	21.98	21.87	22.15	20.29
349	Переезд инклинометрической партии, 1-я группа дорог	Км	11.76	9.79	9.95	9.71	9.83	9.11
350	Переезд инклинометрической партии, 2-я группа дорог	Км	13.70	11.40	11.54	11.31	11.45	10.59
351	Переезд инклинометрической партии, 3-я группа дорог	Км	17.38	14.49	14.53	14.36	14.54	13.38
352	Переезд инклинометрической партии, работающей с гироскопическим инклинометром, 1-я группа дорог	Км	17.11	14.22	14.12	14.11	14.29	13.06
353	Переезд инклинометрической партии, работающей с гироскопическим инклинометром, 2-я группа дорог	Км	20.05	16.66	16.49	16.54	16.75	15.27
354	Переезд инклинометрической партии, работающей с гироскопическим инклинометром, 3-я группа дорог	Км	25.74	21.41	21.04	21.24	21.51	19.54
355	Переезд партии по испытанию пластов на трубах, 1-я группа дорог	Км	12.12	10.16	10.29	10.06	10.18	9.45
356	Переезд партии по испытанию пластов на трубах, 2-я группа дорог	Км	14.12	11.84	11.94	11.72	11.86	10.99
357	Переезд партии по испытанию пластов на трубах, 3-я группа дорог	Км	17.93	15.06	15.06	14.90	15.08	13.91

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
358	Переезд шлюзовой установки на давление свыше 7МПа, 1-я группа дорог	Км	13.19	11.41	12.16	11.19	11.30	10.98
359	Переезд шлюзовой установки на давление свыше 7МПа, 2-я группа дорог	Км	15.37	13.30	14.13	13.05	13.18	12.78
360	Переезд шлюзовой установки на давление свыше 7МПа, 3-я группа дорог	Км	19.52	16.94	17.89	16.61	16.77	16.23
361	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе до 4 методов без ИИИ с проведением простреточно-взрывных работ, 1-я группа дорог	Км	27.02	22.54	22.50	22.34	22.62	20.77
362	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе до 4 методов без ИИИ с проведением простреточно-взрывных работ, 2-я группа дорог	Км	31.69	26.44	26.31	26.21	26.54	24.32
363	Переезд комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при комплексе до 4 методов без ИИИ с проведением простреточно-взрывных работ, 3-я группа дорог	Км	40.80	34.06	33.69	33.76	34.18	31.23
364	Соединение кабеля при неразборном сальнике	Опер.	1509.52	1269.49	1242.82	1255.48	1270.43	1158.13
365	Сметное содержание комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин при вахтовом методе	Партия-сутки	10963.41	9192.15	8853.78	9098.58	9208.90	8303.93
366	Сметное содержание комплексной партии по обслуживанию действующих скважин при вахтовом методе	Партия-сутки	8125.34	6924.44	6743.77	6822.54	6897.34	6310.01

Продолжение табл. 8.26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
367	Сметное содержание инклинометрической партии при вахтовом методе	Партия-сутки	2529.93	2182.08	2188.11	2142.77	2164.43	2025.73
368	Сметное содержание партии по испытанию скважин испытателями на трубах при вахтовом методе	Партия-сутки	2685.20	2349.80	2269.21	2298.24	2319.13	2138.87
369	Сметное содержание комплексной партии по обслуживанию двух бурящихся скважин двумя комплектами оборудования при вахтовом методе	Партия-сутки	16369.48	13582.47	13069.32	13488.90	13663.73	12242.00
370	Сметное содержание комплексной партии по обслуживаиию двух действующих скважин двумя комплектами оборудования при вахтовом методе	Партия-сутки	14183.93	11826.53	11415.25	11724.64	11871.46	10688.05
371	Сметное содержание инклинометрической партии, обслуживающей две скважины двумя комплектами оборудования при вахтовом методе	Партия-сутки	4288.36	3604.86	3603.22	3565.54	3608.12	3328.30
372	Сметное содержание партии по испытанию пластов испыт. на трубах, обслуживающей две скважины двумя компл. оборудования при вахтовом методе	Партия-сутки	4402.66	3739.43	3589.73	3687.86	3729.17	3367.17
	Интерпретация комплекса общих исследований							
400	Геолого-геофизическая интерпретация разреза (ГГИР)	100м	1124.06	971.32	996.61	953.33	962.84	914.12
401	Базисные работы при ГГИР на комплекс	Опер.	719.27	621.54	637.72	610.02	616.11	584.94
402	Базисные работы при ГГИР на скважину	Опер.	1307.77	1130.07	1159.49	1109.13	1120.20	1063.52
403	Обработка данных инклинометрии, построение вертикальной и горизонтальной проекций (ОДИ)	100м	71.62	61.88	63.50	60.74	61.34	58.24

1	2	3	4	5	6	7	8	9
404	Базисные работы при ОДИ, на комплекс	Опер.	168.14	145.29	149.08	142.60	144.03	136.74
405	Базисные работы при ОДИ, на скважину	Опер.	435.92	376.69	386.50	369.71	373.40	354.51
406	Определение объема затрубиого пространства по данным профилеметрии (ОЗП)	100м	24.91	21.53	22.09	21.13	21.34	20.26
407	Базисные работы при ОЗП, на комплекс	Опер.	168.14	145.29	149.08	142.60	144.03	136.74
	Интерпретация комплекса детальных исследований							
408	Оперативная интерпретация комплекса детальных исследований (ОИДИ)	100м	3587.02	3099.62	3180.31	3042.19	3072.55	2917.08
409	Базисные работы при ОИДИ, на комплекс	Опер.	4953.94	4280.81	4392.26	4201.50	4243.43	4028.72
410	Базисные работы при ОИДИ, на скважину	Опер.	2291.71	1980.31	2031.87	1943.62	1963.02	1863.69
411	Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации (КИГГИ)	100м	9733.52	8410.94	8629.92	8255.12	8337.49	7915.63
412	Базисные работы при КИГГИ, на комплекс	Опер.	4953.94	4280.81	4392.26	4201.50	4243.43	4028.72
413	Базисные работы при КИГГИ, на скважину	Опер.	8774.49	7582.23	7779.62	7441.75	7516.01	7135.71
414	Оценка пористости методами НК, АК, ГГК (для каждого метода)	100м	46.71	40.36	41.41	39.61	40.01	37.98
415	Базисные работы при оцеике пористости НК, АК,ГГК, на комплекс	Опер.	140.12	121.08	124.23	118.84	120.02	113.95
416	Оценка глинистости методами ПС, ГК (для каждого метода)	100м	56.05	48.43	49.69	47.53	48.01	45.58
417	Базисные работы при оценке глинистости методами ПС, ГК, на комплекс	Опер.	292.69	252.92	259.50	248.23	250.71	238.03
418	Оценка электрического сопротивления пласта и зоны проникновения по БМК, ИК, БК (для каждого метода)	100м	56.05	48.43	49.69	47.53	48.01	45.58
419	Базисные работы при оценке УЭС БМК, ИК, БК, на комплекс	Опер.	292.69	252.92	259.50	248.23	250.71	238.03

1	2	3	4	5	6	7	8	9
420	Интерпретация волнового низкочастотного АК (НЧАК) для пластов коллекторов с вторичной пористостью	100м	1363.81	1178.50	1209.18	1156.67	1168.21	1109.10
421	Базисные работы при НЧАК, на комплекс	Опер.	1102.26	952.49	977.28	934.84	944.17	896.40
	Оценка качества цементажа							
422	ОКЦ обсадных колонн методами АКЦ - термометрии - ГГКЦ (терригенный разрез)	100м	1099.15	949.80	974.52	932.20	941.50	893.86
423	ОКЦ обсадных колонн методами АКЦ - термометрии - ГГКЦ (карбонатный разрез)	100м	949.69	820.65	842.01	805.44	813.48	772.32
424	Базисные работы при ОКЦ - терригенный и карбонатный разрез, на комплекс (АКЦ, Т, ГГКЦ)	Опер.	460.83	398.21	408.58	390.84	394.74	374.76
425	ОКЦ обсадных колонн методами АКЦ - термометрии (терригенный разрез)	100м	672.57	581.18	596.31	570.41	576.10	546.95
426	ОКЦ обсадных колонн методами АКЦ - термометрии (карбонатный разрез)	100м	812.68	702.26	720.54	689.25	696.12	660.90
427	Базисные работы при ОКЦ - терригенный и карбонатный разрез, на комплекс (АКЦ, Т)	Опер.	348.74	301.35	309.20	295.77	298.72	283.61
	Интерпретация результатов испытания пластов							
428	ИПТ	Объект	1977.22	1708.56	1753.04	1676.90	1693.64	1607.94
429	Базисные работы при ИПТ, на объект	Объект	445.26	384.76	394.78	377.63	381.40	362.10
430	ИПК	Точка	351.85	304.04	311.96	298.41	301.39	286.14
431	ГДК	Точка	118.32	102.24	104.91	100.35	101.35	96.22
432	Базисные работы при ГДК, ИПК, на объект	Объект	460.83	398.21	408.58	390.84	394.74	374.76
	Оформление планшетов							
433	Оцифровка, планшет до трех кривых	100м	429.69	371.31	380.98	364.43	368.07	349.44
434	Доп. на каждую кривую на 100м	100м	112.09	96.86	99.38	95.07	96.02	91.16
435		Опер.	146.35	126.46	129.75	124.12	125.36	119.01
436	Формирование и тиражирование планшета	100м	80.96	69.96	71.78	68.66	69.35	65.84
437	Базисная на тиражирование одного планшета	Опер.	242.87	209.87	215.33	205.98	208.04	197.51

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица 8.27

Среднегодовые коэффициенты зимнего удорожания работ

№ п/п	Административные единицы	Сметные нормы дополнительных затрат, %
1	Краснодарский и Ставропольский края, республика Ингушетия, Чеченская республика	2.6
2	Астраханская, Брянская, Волгоградская, Калининградская, Калужская, Костромская, Ростовская и Ульяновская обл.	2.8
3	Республики: Калмыкия, Марий-Эл, Удмуртия; Вологодская, Ленинградская, Московская, Новгородская, Псковская, Тульская, Ярославская, Нижегородская, Кировская, Самарская, Оренбургская, Рязанская, Саратовская обл.	11
4	Республики: Башкортостан, Коми; Татарстан; Чукотский н.о., Красноярский, Приморский и Хабаровский край; Амурская, Архангельская, Иркутская, Кемеровская, Курганская, Магаданская, Мурманская, Новосибирская, Омская, Пермская, Сахалинская, Свердловская, Томская, Тюменская, Челябинская обл.	14
5	Республика Саха-Якутия, все острова Северного Ледовитого океана и его морей, острова Берингова и Охотского морей	20

Примечание:
При расчетах не учитывались. Приведены как справочные сведения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Таблица 8.28

Поправочные коэффициенты к районным расценкам на производство геофизических работ

№ п/п	Виды работ	Исследования					Проезд	Сметное содержание
	условия работ	плата за услуги (ПЗР на базе и скв.)	дежурство (работа)	вспомогательные работы	с/подъем прибора без замера	регистрация геофизич. параметров		
1.	При температуре наружного воздуха, град.							
	от +35 до -5	1	1	1	1	1	1	1
	от -5 до -20 и свыше +35	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
	ниже – 20	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27
2.	При угле наклона:							
	до 25 град	1	1	1	1	1	1	1
	от 25,1 до 45 град	1	1	1	1.12	1.12	1	1
	для ИПТ свыше 25 град	-	-	-	1.04	-	-	-
3.	В сероводородных скважинах и при добавке нефти в буровой раствор свыше 10%	*См. Примечания*						
4.	При работе через буровой инструмент, НКТ	-	-	-	1.4	-	-	-
	При спуске скважинных приборов в межтрубье и/или лубрикатор	-	-	-	2.25	-	-	-
	При подъеме скважинных приборов в межтрубье и/или лубрикатор	-	-	-	2.75	-	-	-
	При работе в газовой или газожидкостной среде	-	-	1.1	1.3	1.2	-	-
5.	При вязкости бурового раствора:							
	свыше 60 до 80 с				1.1			
	свыше 80 до 100 с	-	-	-	1.16	-	-	-
	свыше 100 до 150 с	-	-	-	1.4	-	-	-
	свыше 150 до 250 с	-	-	-	1.9	-	-	-
	свыше 250 с	-	-	-	2.4	-	-	-
6.	Плотность бурового раствора:							
	1,5 - 1,7г/см3	-	-	-	1.08	-	-	-
	1,71 - 1,9 г/см3	-	-	-	1.16	-	-	-
	свыше 1,9 г/см3	-	-	-	1.24	-	-	-

Окончание табл. 8.28

№ п/п	Виды работ			Исследования			Проезд	Сметное содержание
	условия работ	плата за услуги (ПЗР на базе и скв.)	дежурство (работа)	вспомогательные работы	с/подъем прибора без замера	регистрация геофизич. параметров		
7.	В интервале глубины скважины:							
	свыше 4000 м до 5000 м	-	1.32	-	1.32	1.32	-	-
	свыше 5000 м до 6000 м	-	1.48	-	1.48	1.48	-	-
	свыше 6000 м	-	1.64	-	1.64	1.64	-	-
8.	При максимальной температуре в интервале исследований:							
	свыше 120 до 150 град	-	1.2	-	1.2	1.2	-	-
	свыше 150 до 180 град	-	1.8	-	1.8	1.8	-	-

Примечания: *1) до - включительно; 2) стоимость работ в условиях, не регламентируемых настоящими Указаниями, определяется сторонами при заключении договоров, контрактов на геофизические услуги.*

При расчетах не учитывались. Приведены как справочные сведения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Таблица 8.29

Перечень районов строительства скважин

№ района строительства скважины	Район строительства скважины, наименование организации	Районный коэффициент к зарплате	Норма транспортно-заготовительных расходов, включая заготовительно-складские расходы, проценты, на	
			материалы	оборудование
1	Архангельская обл. (кроме Ненецкого автономного округа), Республика Коми, Красноярский край, Ямало-Ненецкий автономный округ севернее Полярного круга, Камчатская обл. (кроме Командорских островов)	1.8		
1Б	Норильскгазпром		51.4	51.4
	Тюменгазпром при снабженнн через базы:			
1Г	Новоуренгойскую		22.5	22.5
1Д	Фарафонтьевскую		41.7	15.0
1Е	Ямбургскую		55.0	14.5
4	Ямало-Ненецкий автономный округ южнее Полярного круга и Ханты-Мансийский автономный округ севернее 60° с.ш., Тюменгазпром при снабжении через базы:	1.7		
4А	Ново-Уренгойскую		22.5	22.5
4Б	Пангодинскую		24.3	24.3
4Е	Варьеганнефтегаз, Красноленинскнефтегаз, Нижневартовскнефтегаз, Мегионнефтегаз		30.0	8.2
6	Районы Республики Коми, расположенные севернее 65° с.ш. (кроме гг. Воркута, Инта, Печора), Архангельская обл. (Ненецкий автономный округ южнее Полярного круга), Коминефть при снабженнн через базы:	1.6		
6В	Севергазпром		33.6	9.0
10	Енотаевскнй, Наримановскнй, Харабалинский и Красноярский районы Астраханской обл.	1.35		
10А	Астраханьгазпром		7.8	7.8
19	Оренбургская обл., Удмуртия	1.15		
19А	Оренбургнефть		10.0	2.9
19Б	Оренбурггазпром		8.2	6.9
19Г	Союзбургаз		10.2	2.1
21	Астраханская (за исключением Енотаевского, Наримановского, Харабалинского и Красноярского районов), Волгоградская, Самарская, Саратовская обл.	1.0		

Окончание табл. 8.29

№ района строительства скважины	Район строительства скважины, наименование организации	Районный коэффициент к зарплате	Норма транспортно-заготовительных расходов, включая заготовительно-складские расходы, проценты, на	
			материалы	оборудование
21Д	Союзбургаз		10.2	2.1
22	Дагестан, Кабардино-Балкария, Краснодарский край, Ставропольский край, Чеченская республика, Ингушетия	1.0		
22Д	Кавказтрансгаз		5.4	3.0
22Ж	Кубаньгазпром		9.3	3.0
25	Тюменгазпром при снабжении через базы:	1.8		
25А	Лабытнангскую		47.8	15.0
25Б	Надымскую		40.9	15.0
25В	БПТОИКО		43.4	10.0
26	Тюменгазпром при снабжении через базы Тюменбургаза:	1.7		
26А	Лабытнангскую		47.8	15.0
26Б	Надымскую		40.9	15.0
26В	БПТОИКО		43.4	10.0

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Таблица 8.30

Поправочные коэффициенты к расценкам на интерпретацию геолого-петрофизической информации по типам скважин

Тип скважин	Комплекс исследований	Поправочный коэффициент
Разведочная	Общие	1,0
	Детальные	1,0
Поисковая	Общие	1,2
	Детальные	1,2
Эксплуатационная	Общие	1,0
	Детальные	0,8

Примечание:

Расценки «Сборника единых районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ЕРР ОАО «Газпром»)», разработанные в соответствии с МУ ГИС – 98 на основе ПОСН 81-2-49, предназначены для определения сметной стоимости, укрупненных сметных нормативов, формирования договорных цен, а также расчетов за выполненные услуги.

Расценки являются обязательными для заказчиков, подрядчиков и исполнителей геофизических услуг на объектах ОАО «Газпром».

Для хозяйствующих субъектов ТЭК, не входящих в ОАО «Газпром», ЕРР «Газпром» могут служить примером формы районных (территориальных) и фирменных расценок на геофизические работы в бурящихся и действующих скважинах и порядка их применения.

Механизм индексации требует постоянных изменений по отдельным статьям расходов (зарплата, материалы, амортизация) из-за неравномерных темпов инфляции. Например, на четвертый квартал 2008 г. Применяется общий коэффициент удорожания работ, равный 3,67, поправочные коэффициенты для различных условий выполнения работ приведены в приложениях 2, 3, 5.

По видам и методам работ, на которые нормы в ПОСН отсутствуют, сметная стоимость определяется путем составления сметно-финансовых расчетов с использованием утвержденных единых или отраслевых норм времени (выработки) на геологоразведочные работы. При отсутствии единых или отраслевых норм используют нормы времени (выработки), а при отсутствии последних – соответствующие нормативы и расценки других министерств и ведомств.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Абрукин А.Л.** Потокометрия скважин. М.: Недра. 1978. 253 с.

2. **Акрам Х., Ашуров В.** Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов на кабеле //Каротажник. 2004. № 122. С. 162-196.

3. **Аксельрод С.М.** Многомерные ЯМР-исследования разрезов скважин //Каротажник. Выпуск 7 (172), 2008.

4. **Аксельрод С.М.** Современные проблемы определения положения скважины (по материалам американских публикаций) //Каротажник. 2007. № 154.

5. **Аллен Д., Крери С., Фридман Б., др.** Использование ядерно-магнитного резонанса при исследованиях скважин //Schlumberger. Нефтегазовое обозрение. Осень 2001. С. 4-25.

6. Анализ призабойной зоны //Schlumberger. Осень 2002. С. 3-31.

7. **Антонов Ю.Н., Эпов М.И., др.** Интерпретация данных ВИКИЗ в комплексе актуальных задач нефтяной геологии //Каротажник. 2002. №100. С. 172-193.

8. **Антропов В.Ф., Байков Д.Г., Блюменцев А.М., др.** Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Минприроды и Минтопэнергно РФ. М.: 1999.

9. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин /Справочник. А.А.Молчанов, В.Лаптев, В.Н.Моисеев, Р.С.Челокьян.- М.: Недра. 1987.

10. **Аулия К., Поерномо Б., др.** Исследования призабойной зоны //Schlumberger. Нефтегазовое обозрение. Осень 2002. С. 4-45.

11. **Ахнук Р., Лейтон Дж., др.** Поддерживание производительности добывающих скважин //Schlumberger. Нефтегазовое обозрение. Осень 2000. С. 10-29.

12. **Басин Я.Н., Кузнецов О.Л., Петухов А.С.** Применение промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 1973. 125 с.

13. **Бейли Б., Крабтри М., Кучук Ф., др.** Диагностика и ограничение водопритоков //Schlumberger. Нефтегазовое обозрение. Весна 2001. С. 44-67.

14. **Белышев Г.А., Ахметов А.С.** Многофункциональные

программно-управляемые скважинные приборы для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений //Каротажник. 2003. № 11-112. С. 103-110.

15. **Блажевич В.А., Фахреев И.А., Глазков А.А.** Исследования притока и поглощения жидкости по мощности пласта. М.: Недра. 1969. 134 с.

16. **Бродский П.А., Фионов А.И., Яценко Г.Г.** Гидродинамический каротаж и опробование пластов приборами на кабеле при моделировании разведываемых и разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений //Каротажник. 2004. № 116-117. С. 45-58.

17. **Бузинов С.Н., Умрихин И.Д.** Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра. 1993. 416 с.

18. **Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш.** Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. Уфа. 1992. 165 с.

19. **Валиуллин Р.А.** Термические исследования в процессе компрессорного освоения и опробования скважин //Нефтяное хозяйство. 1988. № 4. С. 25.

20. **Вендельштейн Б.Ю., Добрынин В.М., Кожевников Д.А.** Петрофизика. М.: Нефть и газ. 2004.

21. **Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А.** Геофизические методы определения подсчетных параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1978.

22. Газодинамический контроль за эксплуатацией скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа промыслово-геофизическими методами. Методические рекомендации. Газпром. М., 1991.

23. **Гальперин Е.И.** Вертикальное сейсмическое профилирование /2-е изд., доп. и перераб. – М.: Недра. 1982.

24. Геофизические исследования скважин. Сервисный каталог Schlumberger. 2004. 53 с.

25. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика /Под ред. Запорожца В.М. - М.: Недра. 1983. 591 с.

26. **Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.** Физика нефтяного и газового пласта /Учебник для вузов. Издание 3-е, переработанное и дополненное. - М.: Недра. 1982. 311 с.

27. **Глебов А.Ф., Гузеев В.В., Закревский К.Е., Семенов А.А.** Пути повышения точности и достоверности цифровых геологических моделей /Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи - Труды V Меж-

дународного технологического симпозиума. М.: Институт нефтегазового бизнеса. 2006.

28. **Горбачев Ю.И., Ипатов А.И.** Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений /Конспект лекций. М.; ИГ ГАНГ. 1996.

29. ГОСТ 22609-77 «Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения». – ГКС Сов.Мин.СССР. 1977. 32 с.

30. **Губелин Г., Морис К., др.** Ядерно-магнитный каротаж – технология 21-го века //Schlumberger. Нефтегазовое обозрение. Весна 2001. С. 30-43.

31. **Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.** Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород /Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2007. 592 с.

32. **Гудок Н.С., Богданович Н.Н.** Экспериментальные методы физики пласта. М.: Компания Спутник+. 2007. 595 с.

33. **Дахнов В.Н.** Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра. 1985.

34. **Дахнов В.Н.** Электрические и магнитные методы исследования скважин. М.: Недра. 1981. 344 с.

35. **Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И.** Термические исследования скважин. М.: Гостоптехиздат. 1952. 214 с.

36. **Дворкин В.И., Дворецкий В.Г., др.** Применение индукционной резистивиметрии для выделения слабых притоков нефти в высокообводненных скважинах //Каротажник. 1996. № 25. С. 95-103.

37. **Деркач А.С., Темиргалеев Р.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Марьенко Н.Н.** Особенности и перспективы использования методов промыслово-геофизического контроля на нефтяных и газовых месторождениях Оренбургской области. М.: ВНИИОЭНГ. 1995. 69 с.

38. **Дияшев Р.Н.** Исследование эффективности совместной и раздельной разработки неоднородных нефтенасыщенных коллекторов многопластовых нефтяных месторождений //Каротажник. 2003. № 109. С. 147-166.

39. **Добрынин В.М.** Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 1970.

40. **Добрынин В.М.** Изучение пористости сложных карбонатных коллекторов //Геология нефти и газа. 1991. №5. С. 30-34.

41. **Добрынин В.М.** Определение сжимаемости пор слож-

ных коллекторов по изменению продуктивности скважин //Геология нефти и газа. 1985. № 7. С. 41-45.

42. **Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н.** Геофизические исследования скважин. М.: Нефть и газ. 2004.

43. **Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н.** Оценка коллектора по данным волновой акустики – новые возможности интерпретации //Геофизика. 2000. № 2. С 27-33.

44. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата /Справочное руководство. Том 1. Под ред. Коротаева Ю.П., Маргулова Р.Д. – М.: Недра. 1984. 360 с.

45. **Драпчук И.Д., Эпов М.И., др.** Исследование скважин, обсаженных радиопрозрачной колонной //Каротажник. 2001. № 91. С. 55-68.

46. **Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С.** Общий курс геофизических исследований скважин /Учебник для вузов – М.: Недра. 1984. 432 с.

47. **Еникеева Ф.Х., Жуков А.М., Журавлев Б.К., Тропин А.Н.** Определение текущей насыщенности терригенных коллекторов со сложным флюидальным составом по данным ядерно-физической спектрометрии //Каротажник. 2003. № 110. С. 135-149.

48. **Жувагин И.Г., Комаров С.Г., Черный В.Б.** Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД. М.: Недра. 1973. 81 с.

49. **Знаменский В.В., Жданов М.С., Петров Л.П.** Геофизические методы разведки и исследования скважин /Учебник для техникумов. – М.: Недра. 1981.

50. **Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.Н.** Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. М.: Нефть и газ. РГУ НГ им. И.М.Губкина. 2005.

51. **Золоева Г.М., Фарманова Н.В.** Применение акустического метода для изучения карбонатных пород. М.: ВНИИОЭНГ. 1981.

52. **Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.А.** Акустический метод исследования скважин. М.: Недра. 1978. 350 с.

53. **Илюшин В.В., Венско С.А., Громов Е.В., Цейтлин В.Г.** Центр метрологии и сертификации ОАО «Газпромгеофизика» //Каротажник. Январь 2009.

54. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин /Справочник под ред. Добрынина В.М. - М.: Недра. 1988.

55. **Ипатов А.И**. Научные принципы и применение современных технологий геофизических исследований эксплуатационных скважин для контроля за динамикой разработки нефтегазовых залежей /Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.т.н. - М.: 1999. 44 с.

56. **Ипатов А.И.** Низкочастотная спектральная локация естественных электромагнитных полей в эксплуатационных обводняющихся скважинах. ИГ ГАНГ. М.: - 1998. 76 с.

57. **Ипатов А.И., Городнов А.В., др.** Исследование амплитудно-частотных спектров сигналов акустических и электромагнитных шумов при фильтрации флюидов в горных породах //Геофизика. 2004. № 2.

58. **Ипатов А.И., Кременецкий М.И**. Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике. М.: ГАНГ. 1997. (2-е издание – 1998). 229 с.

59. **Ипатов А.И., Кременецкий М.И.** Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике. М.: ГАНГ. 1997. 229 с.

60. **Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кульгавый И.А.** Современное состояние и перспективы развития гидродинамико-геофизических методов контроля за разработкой газовых месторождений в СССР и за рубежом /Тематический обзор. М.: ВНИИЭгазпром. 1991. 90 с.

61. **Ипатов А.И., Скопинцев С.П., др.** Апробация метода анализа амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и электромагнитного шума при оценке фильтрации флюидов в породах //Каротажник. 2004. № 122. С 51-66.

62. **Ипатов А.И., Темиргалеев Р.Г., Кременецкий М.И.** Опыт изучения информативности канала пассивной акустики аппаратуры КСА-Т7 в эксплуатационных газовых и нефтяных скважинах Оренбургского ГКМ //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1994. № 12. г. С 34-39.

63. **Исаченко В.Х**. Инклинометрия скважин. М.: Недра. 1987. 216 с.

64. Кабели грузонесущие геофизические бронированные. Общие технические условия. М.: Минтопэнерго. 2000.

65. **Кантор С.А., Кожевников Д.А., Поляченко А.Л., Шимелевич Ю.С.** Теория нейтронных методов исследования скважин. М.: Недра. 1985.

66. Каротаж ЯМР. Принципы и применение. **Коатес Д.Р., Хиао Л.Ч., Праммер М.Д**. Halliburton H02308, Хьюстон 2001, 342 с.

67. Каталог оборудования фирмы Halliburton Energy Services, Inc., 2003.

68. **Кауфман А.А.** Теория индукционного каротажа. Новосибирск. Наука. 1965. 236 с.

69. **Кобранова В.Н.** Петрофизика /Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра. 1986.

70. **Коваленко К.В., Эксет Р., Руиз Э.** Моделирование пространственного положения скважины и контроль геонавигации //Нефтегазовая вертикаль. 2006. №2.

71. **Кожевников Д.А.** Алгоритмический учет скважинных условий в гамма-спектрометрии горных пород. Атомная энергия. т.61, вып.2. 1986. С. 52-53.

72. **Кожевников Д.А.** Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин - 1, 2. //Каротажник. 1997. №№38-39. С. 27-57. С. 37-67.

73. **Кожевников Д.А.** Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии. М.: Недра. 1982.

74. **Кожевников Д.А.** Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов //Геофизика. 2000. №4. С. 31-37.

75. **Кожевников Д.А.** Способ исследования разрезов скважин гамма-методами ядерной геофизики. Патент РФ № 2069377 от 4.05.1994. Бюллетень изобретений. 1996. №32.

76. **Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Нейман Е.А.** Интерпретационно-алгоритмическое обеспечение гамма-спектрометрии скважин //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности (Математическое обеспечение) М.: ВНИИОЭНГ. 1996. № 10. С. 12-17.

77. **Кожевников Д.А., Мархасин В.И., Марьенко Н.Н.** Влияние параметров ближней зоны на показания стационарных нейтронных методов //Нефтегазовая геология и геофизика. ВНИИОЭНГ. 1971. №10. С. 30-33.

78. **Козыряцкий Н.Г.** Анализ точности расчета координат ствола скважины по данным инклинометрии //Каротажник. 2002. № 98.

79. **Козяр В.Ф., Белоконь Д.В., Козяр Н.В., Смирнов Н.А.** Акустические исследования в нефтегазовых скважинах: состояние и направление (Обзор отечественных и зарубежных источников информации) //Каротажник. 1999. № 63.

80. **Коноплев Ю.В.** Организация системного геофизического контроля за разработкой нефтегазовых и нефтяных мес-

торождений //Каротажник. 1996. № 22 С. 93-100.

81. **Кременецкий М.И.** Геофизическая информационная система контроля за эксплуатацией газонефтяных и газоконденсатных скважин (Научное обоснование и создание автоматизированной системы «Геккон») /Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.т.н. - М.: 1998. 43 с.

82. **Кременецкий М.И.** Способ выделения проницаемых интервалов в скважине. Авторское свидетельство СССР, N 941556. М.: 1982.

83. **Кременецкий М.И., Ипатов А.И.** Методы анализа фазовых расходных параметров в газовых и нефтяных обводняющихся скважинах (Применение скважинной барометрии). М.: ИРЦ Газпром. 1997. 84 с.

84. **Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Кульгавый И.А., Марьенко Н.Н.** Автоматизированная регистрация и обработка материалов ГИС-контроль в системе ГЕККОН-4.0. М.: ИГ ГАНГ. 1995. 102 с.

85. **Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Марьенко Н.Н.** Информационная автоматизированная система промыслово-геофизического контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений ГЕККОН+. М.: ИГ ГАНГ. 1998. 104 с.

86. **Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А.** Информационное обслуживание разработки месторождений на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе //Геофизика. 2005. №2. С. 50-57.

87. **Кузнецов С.Г., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А.** Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра. 1991. 223 с.

88. **Лебедев К.А., Белянин Л.Н., Куликов В.А.** Ориентация трехкомпонентных скважинных приборов методом аналитического гирокомпасирования. Сейсмические исследования земной коры. Сборник докладов Международной научной конференции. Новосибирск, Академгородок, 23 – 25 ноября 2004 г. – Новосибирск: Издательство СО РАН. 2004. 296 с.

89. **Леготин Л.Г., Султанов А.М., Вячин С.В., Кузьмин И.В.** Особенности инклинометрических измерений в горизонтальных скважинах //Каротажник. 2003. № 113. С. 67-72.

90. **Лукьянов Э.Е.** Состояние и перспективы развития геофизических исследований в горизонтальных скважинах (на-

учно-технический обзор). Тверь: АИС-НПГП «ГЕРС». 1994, ч.2.

91. **Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В.** Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: Нефть и газ. 1997.

92. **Лукьянов Э.Е., Тренин Ю.А., Деревягин А.А.** Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти //Нефтегазовое дело. 2008.

93. **Мамвев В.А., Одишария Г.Е., Клапчук О.В., др.** Движение газожидкостных смесей в трубах. М.: Недра. 1978. 270 с.

94. **Масленников В.В., Ремизов В.В.** Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений. М.: Недра. 1993. 303 с.

95. Материалы научно-практической конференции «Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин». Новосибирск, Академгородок, 27–30 сентября 1999 г.

96. **Метелев В.П.** Применение метода акустической шумометрии при контроле за разработкой в ООО «Красноярскнефтегеофизика» //Каротажник. №72. С. 134-147.

97. Методические рекомендации по выделению в разрезах скважин зон трещиноватости и кавернозности методом акустического каротажа и оценка их параметров. М.: ВНИИЯГГ. 1981.

98. Методические рекомендации по интерпретации материалов широкополосного акустического каротажа АКН-1. М.: ВНИИЯГГ. 1980.

99. Методические рекомендации по исследованию нефтяных скважин импульсным нейтронным каротажем с закачкой меченого вещества /Под научн. ред. Кузнецова О.Л. М.: ВНИИгеоинформсистем. 1987. 89 с.

100. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами /Под ред. Семеновича В.В. М.: ВНИГНИ, 1978.

101. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом /Под ред. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Тверь: Тверьгеофизика. 2003.

102. Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (МУ ГИС-98). М.: 1998.

103. Методы изучения осадочных пород. М.: Гостоптехиздат. Т.1. 1957.

104. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. М.: Недра. 1991. 266 с.

105. **Моисеев В.Н.** Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. М.: Недра. 1990. 240 с.

106. **Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А.** Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин. С-Пб.: МАНЭБ. 2001.

107. **Муравьев А., Шумаков Я.** Применение современных технологий для гидродинамических исследований скважин /В кн. «Труды международного форума исследователей скважин. 16-18 декабря 2003».– М.: С. 251-256.

108. **Некрасов А.С.** Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. Пермский университет. Пермь: 2006.

109. **Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Мврков А.И.** Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Казань: КГУ. 1968. 164 с.

110. **Неретин В.Д., Петров Л.П., Зенкин С.В.** Методическое руководство по проведениюю ядерно-магнитного каротажа и интерпретации его данных. М.: РГУ НГ. 2001.

111. **Неретин В.Д., Петросян Л.Г., Юдин В.А.** Физические предпосылки использования управляемых воздействий при геофизических исследованиях скважин. Обзор ВИЭМС «Региональная, разведочная и промысловая геофизика». М.: 1977. 56 с.

112. **Орлинский Б.М.** Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.: Недра. 1977. 239 с.

113. Петрофизика. Справочник в трех книгах под ред. Дортман Н.Д. М.: Недра. 1992.

114. **Позин Л.З., Кременецкий М.И.** Способ определения качества цементирования обсадных колонн. Авторское свидетельство СССР N 912920. М.: 1978.

115. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. М.: 1999.

116. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49). 1998.

117. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: 2002.

118. Регламент по созданию постоянно действующих гео-

лого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153.0-047-00. Минтопэнерго РФ. М.: 2000.

119. **Резванов Р.А.** Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. М.: Недра. 1982. 368 с.

120. **Ржевский В.В., Новик Г.Я.** Основы физики горных пород. М.: Недра. 1978. 390 с.

121. **Ропяной А.Ю., Скобло В.З.** Малогабаритная гироскопическая телесистема. Вестник Ассоциации Буровых Подрядчиков. 2001. № 1.

122. **Басин Я.Н., Труфанов В.В., Петросян Л.Г.** Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М.: Недра. 1978. 256 с.

123. Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ «ЕРР-Газпром», утвержден 1998.

124. **Скопинцев С.П.** Возможности магнитного локатора муфт при исследовании интервалов перфорации. //Каротажник. №105. С. 114-119.

125. Справочник геофизика. 1. М.: Гостоптехиздат. 1960.

126. **Теплухин В.К., Миллер А.В., др.** Проблемы электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн и пути их решения //Каротажник. 2002. №96. С. 41-54.

127. **Тер-Саркисов Р.М., Захаров А.А., Левитский К.О., др.** Контроль за разработкой ГКМ при нагнетании сухого газа в пласт. Геофизические и гидродинамические методы. М.: Недра-Бизнесцентр. 2001. 194 с.

128. Техника каротажных исследований и интерпретации. Schlumberger. Конференция в Москве. 1986.

129. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Минтопэнерго РФ. М.: Герс. 2001.

130. Техническое описание и инструкция по эксплуатации грузонесущих геофизических бронированных кабелей. М.: Минтопэнерго РФ и МПР РФ. 1998.

131. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство. Новосибирск. 2000.

132. **Фарманова Н.В., Костеринв В.А.** Разделение сложно построенных коллекторов месторождения Тенгиз по структуре порового пространства //Геология нефти и газа. 1991. №2. С. 34-37.

133. **Фридляндер Л.Я.** Прострелочно-взрывная аппарату-

ра и ее применение в скважинах. М.: Недра. 1985.

134. **Хаматдинов Р.Т., Митюшин Е.М., др.** Ядерно-магнитный томографический каротаж //Каротажник. 2002. №100. С. 138-170.

135. **Хаматдинов Р.Т., Тропин А.Н., Тихонов А.Г., Глебочева Н.К.** Сравнительные испытания аппаратурно-методического комплекса углеродно-кислородного каротажа АИМ-С производства «Тверьгеофизика» и аппаратуры PSGT (Halliburton) на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» //Каротажник. 2002. № 99. С. 96-106.

136. **Череменский Г.А.** Прикладная геотермия. Л.: Недра. 1976.

137. **Чухвичев В.Д., др.** Ядерно-магнитный каротаж в поле земли – состояние, перспективы развития и применения. // Каротажник. 2003. №109. С. 58-66.

138. **Яковлев А.П., Шакиров И.Ф.** Исследование действующих скважин при спуске приборов по межтрубному пространству // Каротажник. 2003. № 109. С. 105-111.

139. **Ekbeth R.** Uncertainties in connection with the determination of well bore position. Norwegian University of Science and Technology. Trondheim. 1998.

140. **Evans M., Best D.** A Novel Approach for Compensated Neutron Porosity Logs for Borehole Effects. SPWLA 40th Ann. Logg. Symp. May 30- June 3. 1999.

141. **Greensmith M., Sharma R., Bondarev A., Sherry J., Shelepov V., Gavura A., Kstaev O.** Integrated study of Vatyogan Oil Field, West-Siberian Region of Russia; SPE Paper 62900, 2000.

142. Halliburton, Introducing Wave-Sonic. Brochure H0622. September. 2000.

143. **Jay Titman.** Geophysical well logging. Academic press. 1986, 176 pages.

144. **Mickael M., Guo P.** New Corrections for Compensated Neutron Logs. SPWLA 40th Ann. Logg. Symp., May 30- June 3. 1999.

145. **Mickael M.W., Prati E.J., Gilchrist JR., W.A., Oliver D.V.** A new compensated thermal neutron tool for porosity measurement. SPWLA 35th Ann. Logg. Symp., June 19-22, 1994.

146. SPE N3999. The structure and interpretation of noise from flow behind cemented casing. Mc Kinlly R.M., Bower E.M., Rumble R.C. JPT1973, N 3, p.329-338.

147. **Stockhausen E., Lesso W.** Continuous direction and inclination measurements lead to an improvement in wellbore positioning. SPE/IADC 79917. 2003.

148. **Torkidsen T., Havardestein S., Weston J., Ekseth R.** Prediction of wellbore position accuracy when surveyed with Gyroscope tools. SPE 90408. 2004.

149. **Torkildsen T., Ekseth R., Brooks A., Weston J., Nyrnes E., Wilson H., Kovalenko K.** The Reliability Problem Related to Directional Survey Data. IADC/SPE 103734. 2006.

150. **Torkildsen T., Ekseth R., Brooks A., Weston J., Nyrnes E., Wilson H., Kovalenko K.** High Integrity Wellbore Surveys: Methods for Eliminating Gross Errors. SPE/IADC 105558. 2007.

151. **Williamson H.** Accuracy prediction for Directional Measurement for Directional Measurement while Drilling. SPE 67616. 2000.

152. **Wolff C.J.M., deWardt J.P.** Borehole position uncertainty – analysis of measuring methods and derivation of systematic error model; Journal of Petroleum Technology. December 1981, p. 2339-2350.

Содержание

ОТ РЕДАКЦИИ 4

ГЛАВА I
МЕТОДЫ ГИС 13

1.1. Электрические и электромагнитные методы 15

1.1.1. Поле точечного источника постоянного электрического тока в однородной и изотропной среде 17

1.1.2. Обычные зонды метода кажущегося сопротивления. Микрозондирование 19

1.1.3. Методы экранированного заземления (боковой каротаж) 25

Боковой каротаж *25*

Пластовые микросканеры *31*

1.1.4. Электромагнитные методы 31

Индукционный метод *31*

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование *36*

Метод диэлектрической проницаемости *38*

1.1.5. Метод потенциалов собственной поляризации 41

Диффузионная ЭДС *41*

Диффузионно-адсорбционная ЭДС *43*

Электрохимические поля диффузионного происхождения в скважине *48*

1.1.6. Метод потенциалов вызванной поляризации 54

1.2. Метод ядерно-магнитного резонанса 57

Радиометрия скважин *64*

1.3. Гамма-методы 65

1.3.1. Закон радиоактивного распада и радиоактивное равновесие 65

1.3.2. Единицы измерения радиоактивности 67

1.3.3. Петрофизические и геохимические основы гамма-метода .. 69

Калий *70*

Уран *72*

Торий ... *72*
Глины и глинистые сланцы ... *73*
Песчаники и алевролиты ... *75*
1.3.4. Гамма-метод ... 76
Петрофизическая модель гамма-метода ... *80*
1.3.5. Гамма-метод спектрометрический ... 85
1.3.6. Взаимодействия гамма-квантов ... 88
1.3.7. Методы рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма-методы) ... 92
Плотностная модификация ГГМ ... *94*
Селективная модификация ГГМ ... *101*
1.4. Нейтронные методы ... 103
1.4.1. Взаимодействия нейтронов с веществом ... 103
1.4.2. Нейтронные свойства горных пород ... 112
Характеристики замедления нейтронов ... *115*
Диффузионные характеристики коллекторов ... *117*
Методы измерения диффузионных характеристик ... *123*
Связь нейтронных и других петрофизических ... *124*
характеристик горных пород ... *124*
Физическая эквивалентность горных пород и пластовых ... *128*
флюидов по нейтронным свойствам ... *128*
1.4.3. Нейтронные методы ... 131
Нейтронная гамма-спектрометрия ... *149*
Глубинность исследования горных пород ... *154*
1.4.4. Область применений нейтронных методов ... 157
1.5. Акустические методы ... 161
1.5.1. Упругие свойства горных пород ... 162
1.5.2. Виды упругих колебаний. Кинематические и динамические параметры упругих волн ... 164
1.5.3. Распространение упругих волн в скважинах ... 172
1.5.4. Характеристика аппаратуры и зондов акустического метода ... 173
Многоэлементные зонды с монопольным излучателем ... *179*
Кросс-дипольные поляризационные зонды ... *180*
1.5.5. Информативные параметры упругих волн и способы их регистрации ... 180
1.5.6. Интерпретация диаграмм стандартного акустического метода ... 182
1.5.7. Сопровождение работ по гидроразрыву пласта волновым акустическим методом ... 189

1.5.8. Скважинный акустический телевизор 191
1.5.9. Вертикальное сейсмическое профилирование 193
1.6. Определение диаметра, профиля и искривления скважины 197
1.6.1. Измерение диаметра и профиля ствола скважины 197
Кавернометрия 197
Профилеметрия 200
1.6.2. Определение положения ствола скважины 203
Инклинометрические телесистемы 205
Магнитные приборы 206
Гироскопические приборы 207
Модель погрешностей 210
Область применения инклинометрии 212
1.7. Метрологическое обеспечение скважинных измерений 217
1.7.1. Погрешности измерений параметров при ГИС 218
1.7.2. Система передачи единиц средствам измерения 221
1.7.3. Нормируемые метрологические характеристики средств измерения 231
Основные термины и определения 236

ГЛАВА II
ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА 237

2.1. Петрофизика как прикладная наука. Организация и функционирование петрофизических подразделений 237
2.2. Организация и функционирование петрофизических подразделений 245
Хранение кернового материала 245
Профильные измерения на полноразмерном керне 246
Стандартные и специальные исследования на образцах керна 250
Петрофизические исследования на образцах горных пород 252
Исследование нефтеотдачи и нефтеизвлечения в пласте и в прискважинной зоне на образцах горных пород 254
Комплексность изучения физических свойств горных пород 255

2.3. Петрофизическое обеспечение подсчета запасов нефтегазовых месторождений 264
2.3.1. Литологическое описание пород 264
2.3.2. Карбонатность пород 266
2.3.3. Глинистость пород 268
Гранулометрический анализ 272
Удельная поверхность горных пород 274
Состав и структура глинистых минералов 275
Емкость катионного обмена 276
2.3.4. Плотность и емкостные свойства пород. Объемная и минералогическая плотности 277
Пористость: общая, открытая, эффективная и динамическая 278
Структура пустотного пространства горной породы 283
2.3.5. Фильтрационные свойства пород 283
2.3.6. Определение нефтенасыщенности пород 286
Прямой метод определения начальной водонасыщенности . 286
Косвенные методы определения остаточной водонасыщенности 288 288
2.3.7. Определение граничных характеристик пород-коллекторов 295
2.4. Петрофизическое обеспечение интерпретации материалов геофизических исследований скважин 302
2.4.1. Поляризация горных пород 302
2.4.2. Двойной ионный слой 307
2.4.3. Удельное электрическое сопротивление пород 310
Способы учета влияния типа распределения глинистости на УЭС 313
Зависимость УЭС от структуры литотипов и минерального состава пород 315
Влияние минерализации насыщающего раствора на УЭС пород 318
Влияние смачиваемости поверхности на УЭС пород 323
2.4.4. Диэлектрическая проницаемость горных пород 324
2.4.5. Диффузионно-адсорбционный потенциал 326
2.4.6. Окислительно-восстановительный потенциал 331
2.4.7. Фильтрационный потенциал 333
2.4.8. Потенциал вызванной поляризации 334
2.4.9. Ядерный магнитный резонанс 337
2.4.10. Рентгеновские методы исследования горных пород 338

2.5. Петрофизическое обеспечение бурения, вскрытия и интенсификации нефтегазового пласта 342
2.5.1. Классификация механических свойств горных пород 342
2.5.2. Упругие свойства горных пород 348
Статические методы изучения упругости горных пород 350
Динамические методы изучения упругости горных пород 354
2.5.3. Влияние различных факторов на скорости упругих волн 358
Влияние давления на механические свойства пород 362
2.5.4. Петрофизическое обеспечение интенсификации пласта 367
2.5.5. Исследования нефтеизвлечения при воздействии на прискважинную зону 371
2.5.6. Петрофизическое обеспечение вскрытия пласта методом гидравлического разрыва 372

ГЛАВА III
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН 377

3.1. Комплексы ГИС 377
3.2. Литологическое расчленение разрезов скважин 384
3.3. Выделение коллекторов 395
3.4. Определение характера насыщения коллекторов по данным ГИС 400
3.4.1. Метод электрического сопротивления 401
3.4.2. Нейтронные методы 406
3.4.3. Диэлектрический метод 408
3.4.4. Акустические методы 408
3.4.5. Метод изотопов (ГМ) 409
3.4.6. Термические методы 410
3.4.7. Прямые методы 410
3.4.8. Разделение нефтеносных и газоносных коллекторов 411
3.4.9. Оценка характера насыщения сложных коллекторов 413
3.5. Геофизические способы определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов 414

3.5.1. Определение пористости межзерновых коллекторов 414
3.5.2. Определение типа емкостного пространства и вторичной пористости сложнопостроенных коллекторов 430
3.5.3. Определение проницаемости 444
3.5.4. Определение прогнозных дебитов пластов 452
3.6. Геофизические способы определения коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности 456
3.6.1. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности по электрическим (электромагнитным) методам 456
3.6.2. Диэлектрический каротаж (ДК) 460
3.6.3. Импульсные нейтронные методы 461
3.6.4. Определение газонасыщенности по данным стационарных нейтронных методов 462
3.6.5. Физические основы определения нефтенасыщенности коллекторов по данным волнового акустического каротажа (ВАК) 463
3.6.6. Определение нефтенасыщенности по данным углерод-кислородного каротажа 467
3.6.7. Определение коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов со сложной структурой емкостного пространства 469
3.6.8. Раздельное определение Кн и Кг в коллекторах с трехфазным насыщением 473
3.7. Использование данных ГИС при построении геологической модели залежи 474
3.7.1. Характеристика основных этапов геологического моделирования 476

ГЛАВА IV
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ 481

4.1. Параметры геолого-технологических исследований 481
4.2. Метод продолжительности бурения 484
4.3. Фильтрационный и дебитометрический методы 491
4.4. Метод дифференциального давления 493

4.5. Сейсмоакустические исследования скважин в процессе бурения 495

4.6. Газовый каротаж 498

4.6.1. Физические основы газового каротажа 499

4.7. Особенность структуры информационно-измерительных систем для исследования скважин в процессе бурения 504

4.8. Методы изучения шлама 512

Газометрический анализ шлама 513
Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) 513
Метод инфракрасной спектрометрии шлама 515
Метод спектрометрии естественного гамма-излучения 519
Метод ядерно-магнитного резонанса 519
Определение удельного электрического сопротивления 520
Определение плотности и пористости 521

4.9. Привязка шлама к глубинам скважины 523

ГЛАВА V
МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА 525

5.1. Задачи методов и технологий промыслово-геофизического контроля 525

5.1.1. Задачи промыслового контроля 530

5.1.2. Задачи промыслово-геофизических исследований при контроле разработки 532

5.1.3. Задачи гидродинамических исследований ГИС-контроля 534

5.1.4. Задачи динамической петрофизики 538

Особенности процессов вытеснения углеводородов 539
Контроль выработки при вытеснении нефти и газа закачиваемой водой 541

5.1.5. Новые задачи, возможности, приоритеты промыслово-геофизического контроля. Тенденции развития 545

5.1.5.1. Новые задачи и возможности 547
5.1.5.2. Новые приоритеты 548

5.2. Основные методы промыслового и геофизического контроля 550

5.2.1. Специфика промыслово-геофизического контроля как информационно-измерительной системы 550
5.2.2. Состав и структура системы промыслово-геофизического контроля 552
5.2.3. Классификация методов контроля 554
5.2.4. Методы промыслового контроля 557
5.2.4.1.Промысловые исследования *557*
5.2.4.2. Методы оперативных технологических исследований *561*
5.2.5. Методы геофизического контроля 565
5.2.5.1. Методы изучения «притока-состава» в обсаженной скважине. *565*
Общая характеристика комплекса методов *565*
Расходометрия механическая *567*
Расходометрия термокондуктивная *571*
Барометрия *573*
Термометрия *574*
Влагометрия диэлькометрическая *577*
Гамма-гамма плотностеметрия *580*
Резистивиметрия *581*
Светооптические анализаторы содержания газа *583*
Пассивная низкочастотная акустическая шумометрия *584*
Пассивная низкочастотная электромагнитная шумометрия *585*
Спектральная шумометрия сигналов акустической и электромагнитной эмиссии *586*
Нейтронный активационный метод по кислороду *587*
Особенности зарубежных комплексов «PLT» и многодатчиковых систем *588*
5.2.5.2. Методы исследований для оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах *592*
Нейтронные методы. *592*
Волновая широкополосная акустика *593*
Поляризационный акустический каротаж *595*
Исследования скважин, обсаженных стеклопластиковой колонной *597*
Измерения удельного электрического сопротивления в обсаженных скважинах *598*
Комплексирование методов оценки текущей насыщенности в современном аппаратурном обеспечении *601*
5.2.5.3. Методы изучения технического состояния скважин *602*
Инклинометрия скважин *603*
Профилеметрия скважин *607*
Акустические методы оценки технического состояния *609*

Метод электромагнитной локации муфт *613*
Скважинная дефектоскопия и толщинометрия *614*
Гамма-гамма толщинометрия *616*
Гамма-гамма цементометрия *617*
Другие методы оценки технического состояния скважин *618*
5.2.5.4. Гидродинамические методы изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов *619*
Базовые исследования *621*
Экспресс-исследования *623*
Регистрация кривых стабилизации давления КДС *624*
Регистрация кривых восстановления давления КВД *625*
Исследования методом падения давления КПД *626*
Исследования методом индикаторной диаграммы ИД *626*
Исследования методом восстановления уровня *627*
Регистрация непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита .. *627*
Комплексные циклические гидродинамические исследования *628*
Комплексные исследования при опробовании с применением испытателей пластов на трубах и кабеле *629*
Исследования методом гидропрослушивания *631*

5.3. Системный промыслово-геофизический контроль и его комплексирование 633

5.3.1. Понятие системного контроля 633

5.3.2. Этапность и периодичность исследований, их комплексирование 635

5.3.3. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований 652

Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемости *654*
Обеспечение оценок работающих толщин, состава и профиля приемистости *656*
Обеспечение оценок заколонных межпластовых перетоков . *657*
Обеспечение оценок фильтрационно-емкостных свойств и энергетики пласта *658*

5.4. Технологии промыслово-геофизического контроля 659

5.4.1. Задачи исследований 659

5.4.2. Условия проведения исследований как основной фактор результативности 664

5.4.3. Способы измерений 668

5.4.4. Технологии геофизических исследований скважин 669

5.4.5. Технологии гидродинамических исследований пластов и скважин 669

Технология исследований методом стабилизации давления ... 670
Технология исследований методом восстановления давления ... 670
Технология исследований методом падения давления ... 672
Технология исследований методом индикаторной диаграммы ... 673
Технология исследований методом восстановления уровней ... 675
Технология регистрации непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита ... 676
Технология комплексных циклических исследований ... 679
Комплексные исследования при испытаниях пласта с применением опробователей, включая зарубежные комплексы «RFT», «MDT» ... 682
Компоновка подземного оборудования при испытании пластов на бурильных трубах ... 682
Технология проведения испытаний пластов на бурильных трубах ... 682
Особенности устройства и технология использования опробователей пластов на кабеле ... 685
Комплексные технологии при освоении скважин способами компрессирования, свабирования ... 690
Исследования методом гидропрослушивания ... 694

5.4.6. Комплексные технологии промыслово-геофизических и гидродинамических исследований ... 695

5.4.6.1. Общая характеристика используемых технологий ... 695
5.4.6.2. Специальные технологии мониторинга состояния объектов при сложных условиях эксплуатации ... 698

5.5. Теория процессов промыслово-геофизических исследований ... 706

5.5.1. Условия исследований и их основные количественные характеристики ... 706

5.5.2. Базовые методы оценки «притока-состава», основные информативные эффекты ... 715

Расходометрия механическая ... 716
Расходометрия термокондуктивная ... 719
Термометрия ... 720
Барометрия ... 731
Информативные возможности барометрии в наклонно направленных и горизонтальных скважинах ... 737
Гамма-гамма плотностеметрия ... 737

5.5.3. Индикаторные методы оценки «притока-состава», основные информативные эффекты 738
Влагометрия диэлькометрическая 738
Резистивиметрия индукционная 739
5.5.4. Методы оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах, основные информативные эффекты .. 740
Нейтронные методы 740
Стационарный нейтрон-нейтронный метод 742
Стационарный нейтронный гамма-метод 743
Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-метод («С/О–каротаж») 745
Импульсный нейтрон-нейтронный метод 747
5.6. Информативность промыслово-геофизических исследований 750
5.6.1. Неработающие скважины 750
5.6.2. Скважины, работающие в стабильном режиме 751
5.6.3. Эксплуатационные скважины, работающие в нестационарном режиме 767
5.6.3.1. Общая характеристика режима 767
5.6.3.2. Результативность в режиме вызова притока компрессированием или свабированием 768
5.6.3.3. Особенности исследования скважин при вызове притока струйными аппаратами 770
5.6.3.4. Возможности активных технологий нестационарной термометрии в компрессируемых скважинах 772
5.6.4. Эксплуатационные скважины, работающие в циклическом режиме 776
5.6.5. Строящиеся скважины 779
5.6.6. Эксплуатационные скважины 781
с горизонтальным стволом 781
5.6.7. Скважины, находящиеся в ремонте или при интенсификации притока 786
5.7. Контроль за эксплуатацией подземных газохранилищ 787
Контроль герметичности подземного хранилища газа 797

ГЛАВА VI
ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ 798

6.1. Подготовка ствола скважины и оборудования буровой к проведению геофизических исследований 799

6.2. Технические средства
для проведения геофизических исследований скважин 802

6.3. Особенности геофизических исследований
в действующих скважинах 810

6.4. Особенности геофизических исследований наклонно
направленных и горизонтальных скважин 816

Особенности технологии геофизических исследований 819
Беспроводные каналы связи 822
Технические характеристики геонавигационных систем 834
Список литературы к разделу 6.4 837

ГЛАВА VII
АППАРАТУРА ГИС 841

7.1. Аппаратура электрических методов 841

7.2. Аппаратура электромагнитных методов 844

7.3. Аппаратура ядерно-магнитного каротажа 847

Аппаратурный комплекс ядерно-магнитного каротажа ЯК-8,
МАЯК 847

Прибор ядерно-магнитного томографического каротажа
(ЯМТК) 847

7.4. Аппаратура радиоактивных методов 849

7.5. Аппаратура акустических методов 858

ГЛАВА VIII
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ
ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИС 861

*Сравнение основных принципов ценообразования
отечественных и зарубежных компаний 863*

8.1. Расценки на проведение ГИС 866

8.1.1. Электрические методы (КС, ПС, БЭЗ, резистивиметрия),
боковой каротаж (БК) 867

8.1.2. Индукционный метод (ИМ).
Электромагнитные методы (ЭММ) 869

8.1.3. Микрозондирование (МКЗ)
и боковой микрокаротаж (МБК) 870

8.1.4. Кавернометрия (профилеметрия). Микрокавернометрия скважин и колонн 871
8.1.5. Акустический каротаж 872
8.1.6. Радиоактивный каротаж прибором со сцинтилляционными счетчиками 873
8.1.7. Радиоактивный каротаж прибором с газоразрядными счетчиками 874
8.1.8. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) в открытом стволе 875
8.1.9. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Диэлектрический каротаж (ДК) 876
8.1.10. Стоимость услуг перфораторной партии 877
8.2. Расценки на геофизические исследования при контроле разработки месторождений нефти и газа 878
8.2.1. Радиоактивный (ГК, НК) каротаж через насосно-компрессорные трубы (НКТ) и межтрубное пространство 878
8.2.2. Плотностной гамма-гамма каротаж скважинной смеси ... 880
8.2.3. Контроль цементирования акустическими методами (АКЦ) 881
8.2.4. Контроль цементирования аппаратурой СГДТ, ЦМ 882
8.2.5. Термометрия скважины - определение геотермического градиента (ГТГ), отбивка цементного кольца (ОЦК), определение температуры забоя (ТЗ) 883
8.2.6. Термометрия в насосно-компрессорных трубах (НКТ) или межтрубном пространстве 884
8.2.7. Шумометрия скважины 885
8.2.8. Влагометрия скважины 886
8.2.9. Определение пластового давления (барометрия скважины) 887
8.3. Стоимость геолого-технологических исследований 888
Сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин 888
8.4. Нормы расценок на интерпретацию данных геофизических исследований скважин 889
8.4.1. Геолого-геофизическая интерпретация разреза 889

8.4.2. Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации (КИГГИ) 890
8.4.3. Оценка пористости методами НК, АК, ГГК (для каждого метода) и оценка глинистости методами ПС, ГК (для каждого метода) 891
8.5. Смета на проведение промыслово-геофизических работ в поисковой скважине 893
8.6. Расчет стоимости петрофизических исследований керна ... 898
Литература 933

КНИГИ ПОЧТОЙ

Заявки направляйте
по электронному адресу:
infra-e@yandex.ru

**БИБЛИОТЕКА НЕФТЕГАЗОДОБЫТЧИКА
И ЕГО ПОДРЯДЧИКОВ (SERVICE)**

№ п/п	Наименование издания	Кол-во
1	**Справочник промыслового мастера** *Добыча нефти, газа и конденсата - в 2-х томах*	
2	**Справочник бурового мастера** – *в 2-х томах*	
3	**Справочник мастера по опробованию (испытанию) скважин**	
4	**Справочник мастера по подготовке газа**	
5	**Справочник мастера по подготовке и стабилизации нефти**	
6	**Справочник мастера по ремонту скважин (капитальному, подземному)**	
7	**Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования** – *в 2-х томах*	
8	**Справочник мастера по эксплуатации оборудования газовых объектов** – *в 2-х томах*	
9	**Справочник мастера по промысловой геофизике**	
10	**Справочник геолога нефтегазоразведки: нефтегазопромысловая геология и гидрогеология**	
11	**Справочник мастера строительно-монтажных работ** *Строительство нефтегазопроводов, хранилищ, терминалов, компрессорных; монтаж наземного промыслового оборудования и сооружений*	
12	**Справочник мастера погрузочно-разгрузочных работ** *Складское хозяйство, трубные базы, площадки комплектации технологического оборудования*	
13	**Справочник дорожного мастера** *Строительство, эксплуатация и ремонт дорог*	
14	**Справочник инженера предприятия технологического транспорта и спецтехники** – *в 2-х томах*	
15	**Справочник инженера по вышкостроению**	
16	**Справочник инженера по поддержанию пластового давления**	
17	**Справочник инженера по исследованию скважин**	
18	**Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов**	
19	**Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей** *Автономное и централизованное энергоснабжение промыслов*	
20	**Справочник промыслового (цехового) энергетика**	
21	**Справочник инженера по контрольно-измерительным приборам и автоматике**	
22	**Справочник инженера по АСУТП: Проектирование и разработка**	
23	**Справочник инженера по борьбе с аварийными разливами нефти и нефтепродуктов и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов**	
24	**Справочник инженера пожарной охраны**	
25	**Справочник инженера по охране окружающей среды (эколога)**	
26	**Справочник инженера по охране труда**	

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН
справочник мвстера по промысловой геофизике

Учебно-практическое пособие

Руководитель проекта
К.Н. Уваров

Главный редактор
О.С. Швецовв

Технический редактор
Е.В. Лукина

Подписано в печать 16.07.2009.
Формат 84x108/32. Бумага офсетная.
Гарнитура «Прагматика».
Объем 50,5 печ. л.
Тираж 2000 экз. Заказ № 4165.

Отпечатано с оригинал-макета
в ООО ПФ «Полиграф-Книга»,
160001, г. Вологда, ул. Челюскинцев, 3.
Тел.: 8(817-2) 72-61-75; 8(817-2) 72-60-63.

Издательство «Инфра-Инженерия»
109004, г. Москва, Николоямский пер., д.4-6, стр. 3.
Тел.: 8(911)512-48-48
E-mail: infra-e@yandex.ru
www.infra-e.ru

Издательство «Инфра-Инженерия»
приглашает к сотрудничеству авторов
научно-технической литературы.

ISBN 978-5-9729-0022-0

