

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

Д.А. Мартюшев, И.А. Черных, А.С. Чухлов

ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В двух частях

Часть 1

*Утверждено
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2021

УДК 622.276:532.5(075.8)

М29

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент *М.В. Ракитин*
(Институт нефти и газа ФГБОУ ВО Астраханский
государственный технический университет);
канд. техн. наук *А.М. Зимовец*
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Мартюшев, Д.А.

М29 Промысловый контроль и регулирование разработки месторождений углеводородов : учеб. пособие : в двух частях / Д.А. Мартюшев, И.А. Черных, А.С. Чухлов. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2021.

ISBN 978-5-398-02585-9 (общ.)

Ч. 1 – 300 с. – ISBN 978-5-398-02586-6

Рассмотрены цели, задачи и методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений с учетом стадийности их эксплуатации. Описаны способы получения, систематизации и обобщения информации о работе пластов и скважин. Рассмотрены вопросы современного промыслового и геофизического комплексного контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. Представлены гидродинамические, геофизические и промыслово-технологические методы исследования эксплуатируемого фонда скважин.

Для специалистов в области промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин, а также для промысловых геологов и разработчиков, специалистов научных, проектных и производственных организаций.

УДК 622.276:532.5(075.8)

ISBN 978-5-398-02586-6

ISBN 978-5-398-02585-9 (общ.)

© ПНИПУ, 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ	10
ГЛАВА 1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ.....	11
1.1. Геологическая модель строения продуктивных пластов	12
1.2. Задачи контроля за разработкой	13
1.3. Системный подход при контроле за разработкой	16
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВОГО И ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ.....	23
2.1. Методы геофизических исследований открытого ствола	26
2.1.1. Электрические и электромагнитные методы	26
2.1.2. Метод ядерно-магнитного резонанса	38
2.1.3. Пластовые микросканеры	48
2.1.4. Радиоактивный каротаж.....	61
2.1.5 Спектрометрический гамма-метод	74
2.2. Методы изучения «приток-состава» в обсаженной скважине	75
2.2.1. Дебитометрия и расходометрия	75
2.2.2. Барометрия	78
2.2.3. Термометрия	79
2.2.4. Влагометрия диэлькометрическая	81
2.2.5. Гамма-гамма-плотностеметрия	82
2.2.6. Резистивиметрия.....	84
2.2.7. Светооптические анализаторы содержания газа	85
2.2.8. Нейтронный активационный метод по кислороду	88
2.2.9. Пассивная низкочастотная акустическая шумометрия	90
2.2.10. Пассивная низкочастотная электромагнитная шумометрия	91

2.2.11. Спектральная шумометрия сигналов акустической и электромагнитной эмиссии	92
2.3. Методы исследований для оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах	95
2.3.1. Нейтронные методы	95
2.3.2. Волновая широкополосная акустика	98
2.3.3. Поляризационный акустический каротаж	110
2.3.4. Измерения удельного электрического сопротивления в обсаженных скважинах	112
2.4. Методы изучения технического состояния скважин	116
2.4.1. Инклинометрия и профилометрия	117
2.4.2. Акустические методы	121
2.4.3. Метод электромагнитной локации муфт.....	125
2.4.4. Скважинная дефектоскопия и толщинометрия	127
2.4.5. Другие методы оценки технического состояния скважин	133
2.4.6. Контроль качества цементирования	140
2.4.7. Контроль состояния колонны и качества перфорации.....	151
2.4.8. Выделение интервалов притока (поглощения) и затрубной циркуляции	160
2.4.9. Определение толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве	163
2.5. Технологии проведения ГИС в наклонных и горизонтальных скважинах	165
ГЛАВА III. ОСНОВЫ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ	191
3.1. Технологические схемы проведения гидродинамических исследований	199
3.2. Исследования на установившихся и неуставившихся режимах работы скважины.....	217
3.2.1. Исследования на установившихся режимах работы скважины.....	217

3.2.2. Исследования методом восстановления давления	226
3.2.3. Исследования методом восстановления уровня	227
3.2.4. Исследования методом падения давления	228
3.2.5. Регистрация кривых стабилизации давления.....	228
3.2.6. Регистрация непрерывных кривых изменения давления и дебита во времени при произвольном изменении дебита	229
3.2.7. Комплексные циклические гидродинамические исследования	230
3.2.8. Комплексные исследования при опробовании с применением испытателей пластов на трубах и кабеле	232
3.2.9. Факторы, влияющие на достоверность результатов гидродинамических исследований	255
3.2.10. Исследования методом гидропрослушивания	260
3.3. Этапность и периодичность исследований и их комплексирование	268
3.4. Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения	287
3.5. Основные технические требования к подготовке действующих скважин для проведения геофизических и гидродинамических исследований.....	293
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	297

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АК – акустический каротаж
АКВ – акустический каротаж многоволновой
АКЦ – акустическая цементометрия скважин
АКШ – акустический каротаж широкополосный
БГС – боковой горизонтальный ствол
БИ/ЭИ – базовые/экспресс-исследования
БК – боковой электрический каротаж
БКЗ – боковое каротажное зондирование
БМ – барометрия
БМК – боковой микрокаротаж
ВИКИЗ – индукционный каротаж высокочастотный
ВЛ – влагометрия диэлектрическая
ВНК – водонефтяной контакт
ВП – метод вызванных потенциалов
ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование
ВТ – высокочувствительная термометрия
ГВК – газоводяной контакт
ГГДТ – гамма-гамма-дефектоскопия
ГГК – гамма-гамма-каротаж
ГГК-П – гамма-гамма-каротаж плотностей
ГГЦ – гамма-гамма-цементометрия
ГДИС – гидродинамические исследования скважин
ГДП – гидродинамическое прослушивание
ГЖК – газожидкостный контакт
ГИ – инклинометрия гироскопическая
ГИРС – геофизические исследования и работы в скважинах
ГИС – методы каротажа, применяемые в открытом стволе
ГИС-контроль – методы ГИС, применяемые при контроле за разработкой месторождений как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах
ГК – гамма-каротаж
ГКС (СГК) – спектральный гамма-каротаж

ГМ – гамма-метод
 ГНК – газонефтяной контакт
 ГНО – глубинное насосное оборудование
 ГРП – гидравлический разрыв пласта
 ГС – горизонтальная скважина
 ГТИ – геолого-технические исследования
 ГТМ – геолого-технические мероприятия
 ГФ – газовый фактор
 ГХИ – геохимические исследования
 ДГ – кривая изменения давления по глубине
 ДИМ – диэлектрический индукционный метод
 ДК – диэлектрический каротаж
 ЖГК – жесткий геофизический кабель
 ИД – индикаторные диаграммы
 ИК – индукционный каротаж
 ИМР – индикаторный метод по радону
 ИНГКС – спектрометрический импульсный нейтронный
 гамма-каротаж
 ИНК – методы импульсного нейтронного каротажа
 ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
 ИПТ-ИПК – испытатель пластов на трубах/кабеле
 ИР – изотопы радиоактивные
 КВД, КВУ – кривые восстановления давлений и уровня
 КД – кривая давления
 КМВ – каротаж магнитной восприимчивости
 КНАМ – кислородный активационный метод
 КП – кривая притока
 КПД – кривая падения давления
 КРС – капитальный ремонт скважин
 КС – метод кажущегося сопротивления
 КСД – кривая стабилизации давления
 ЛМ – магнитная локация муфт
 МБК – микробоковой каротаж
 МВ – меченое вещество
 МК – микрокаротаж

МКЗ – микрозондирование
МНА – методы наведенной активности
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
НГК – нейтронный гамма-каротаж
НК – методы стационарного нейтронного каротажа
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ННК – нейтрон-нейтронный каротаж
ННК-нт – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам
ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
ОПК, ОПТ – опробование пластов приборами на кабеле
ПВР – прострелочно-взрывные работы
ПЗП – призабойная зона пласта
ПК – промысловый контроль
ПЛ – плотностеметрия гамма-гамма
ППД – поддержание пластового давления
ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации
ПТС – скважинная трубная профилометрия
РГХА – радиогеохимические аномалии
РИ – резистивиметрия
РИР – ремонтно-изоляционные работы
РК – методы радиоактивного каротажа
РМ – расходомерия механическая
РУ – расходомерия ультразвуковая
САС – скважинный акустический сканер (акустический ви-деокаротаж)
СОА – светоптические анализаторы
ССК – сейсмокаротаж
ТИ – технологические исследования
ТМ – термометрия
ТР – токовая (электродная) резистивиметрия
ТС – техническое состояние скважины
УКК – углеродно-кислородный каротаж
УЭС – удельное электрическое сопротивление
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ФКД – фазокорреляционная диаграмма

ШАМ – широкополосный акустический метод волновой (ВАК)

ШС-А, Э – спектральная акустическая (электромагнитная)
шумометрия

ЭК – эксплуатационная колонна

ЭМ – электрические методы (каротаж)

ЭМДСТ – электромагнитная дефектоскопия

ЭМК – электромагнитный каротаж

ЭХ – эхолотация уровней

ЯМК – ядерный магнитный каротаж

ВВЕДЕНИЕ

Контроль разработки месторождений нефти и газа – это осуществляемая в процессе их эксплуатации система мероприятий по детальному изучению разрабатываемых залежей для уточнения их геологического строения и по всестороннему исследованию процессов извлечения нефти и газа из продуктивных пластов.

Контроль разработки залежей нефти и газа охватывает большое число различных видов работ: получение, накопление и анализ разнообразной геолого-промысловой, геофизической, гидродинамической и другой информации, изучение процессов, протекающих при разработке залежей углеводородов, оценка эффективности применяемой системы разработки, наблюдений за полным и качественным выполнением технологических решений, предусмотренных проектным документом.

Результаты геолого-промыслового контроля – основа выбора эффективных мер по управлению процессами разработки, совершенствованию применяемых систем разработки. Геолого-промысловый контроль начинается на стадии подготовки залежи к промышленной эксплуатации и продолжается непрерывно. По мере освоения залежей и вступления их в более зрелую стадию задачи, решаемые при контроле разработки, все более расширяются и углубляются, применяется все более широкий комплекс методов исследований.

ГЛАВА 1

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОМЫСЛОВОГО КОНТРОЛЯ

Контроль за разработкой направлен на получение и правильную интерпретацию информации, которая характеризует реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Фактический процесс разработки конкретных месторождений и залежей, как правило, отличается от проектного. Причиной является сложность и недостаточная изученность объекта разработки, схематизация и упрощение геологического строения резервуара (залежи) и процесса ее разработки при составлении проектов. Однако целенаправленная, уточняющая информация, получаемая при контроле за разработкой, позволяет изменить или влиять на процесс разработки.

Под контролем за разработкой залежей нефти понимается достаточно полное и в основном соответствующее действительности описание процессов, происходящих в пределах залежи, основанное на обработке, интерпретации, анализе и обобщении информации, получаемой в результате различного рода измерений и исследований в скважинах.

Контроль за разработкой нефтяных месторождений осуществляется на протяжении всего периода разработки и включает целый ряд вопросов, решаемых на основании получаемой информации: планирование видоизменений и уточнений принятой системы разработки; оптимизация работы скважин; определение степени выработки запасов нефти; энергетическое состояние залежей; техническое состояние скважин и скважинного оборудования и т.д.

Целью современного контроля и анализа разработки нефтяных и газовых залежей является достижение максимальной нефтедобычи всех пластов объекта разработки. Только общий анализ

всей информации по каждой конкретной скважине поможет достичь этой цели. Однако неперенным условием такого анализа является создание четкой геологической модели строения продуктивных пластов на основе детальной корреляции разрезов скважин и использования текущей информации о работе пластов, их фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС), давлении, температуре, характере насыщения и т.п.

1.1. Геологическая модель строения продуктивных пластов

Для контроля за разработкой необходимо создание близкой к действительности модели залежи и процесса ее разработки, позволяющей осуществить рациональную систему разработки данной залежи. Под моделью залежи понимается систематизированная информация, описывающая:

- геометрию резервуара залежи, то есть пространственное распределение ФЕС, закономерности их изменения, взаимосвязи, анизотропию, погрешности прогнозирования и т.д.;
- распределение в пространстве различных флюидальных фаз (нефти, газа и воды), их физико-химических свойств (плотности, вязкости, газонасыщенности, давления насыщения, коэффициента светопоглощения и других), содержания микроэлементов (Co, Ni и др.);
- распределение давления в пласте, направление и скорость перемещения нефти и других флюидов на разных участках залежи, дебиты скважин и пластов по нефти, газу и воде в любой момент времени;
- положение поверхностей ВНК, ГНК и ГВК, контуров нефтеносности, фронта закачиваемой воды и динамической переходной зоны в реальном масштабе времени;
- закономерности и количественные зависимости между наблюдаемыми явлениями и фактами, позволяющие: устанавливать причинные связи; восстанавливать более полную картину процесса разработки при отсутствии некоторых сведений; с той

или иной степенью достоверности прогнозировать поведение залежи; более обоснованно планировать мероприятия, направленные на реализацию рациональной системы разработки.

Модель залежи представляется в виде карт, профилей, таблиц, графических зависимостей, формул (уравнений).

При обработке материала, составлении модели залежи и процесса ее разработки используются современные достижения в области нефтепромысловой геологии, физики нефтяного пласта, петрофизики, подземной гидромеханики, теории разработки нефтяных и газовых месторождений, теории управления сложных систем с обратной связью с обязательным привлечением соответствующего математического аппарата и электронно-вычислительной техники.

Составными частями контроля за разработкой также являются:

- контроль за техническим состоянием скважины;
- определение в скважине интервалов размещения различных компонентов, находящихся в статическом или подвижном состоянии (осадков, воды, нефти);
- изучение особенностей динамики подвижных флюидов, например продвижения добываемой нефти сквозь столб накопившейся неподвижной воды, образования эмульсии; определение глубины начала разгазирования нефти, интервалов выпадения парафина, солей и т.д.

1.2. Задачи контроля за разработкой

В области уточнения геометрии резервуара залежи:

- уточнение границ распространения коллекторов, распределения в пространстве эффективной толщины, проницаемости и интегрального параметра – гидропроводности, закономерностей изменения их по площади и по вертикали; выявление мест слияния смежных пластов; выявление изолированных линз; определение закономерностей и случайной составляющей в распределении границ и свойств коллекторов; уточнение параметров, характеризующих степень неоднородности резервуара залежи;

- уточнение работающих (отдающих и поглощающих) интервалов, профилей притока и приемистости; определение закономерностей и случайной составляющей профилей притока и приемистости, погрешностей измерения дебитомерами и расходомерами; определение взаимосвязей промыслово-геофизических характеристик продуктивной части разреза и профилей притока и приемистости;

- определение призабойной закупорки в разных скважинах и ее динамики; изучение факторов, определяющих величину призабойной закупорки пласта и характер ее изменения во времени;

- изучение взаимосвязей показаний различных промыслово-геофизических методов и коллекторских характеристик разреза по керну, данным расходомерии, других гидродинамических исследований;

- изучение гидродинамической связи нефтяной залежи с контурной частью;

- уточнение коллекторских характеристик пласта вблизи поверхности ВНК.

В области изучения насыщенности коллекторов различными флюидами и распределения в пространстве их физико-химических свойств:

- определение и уточнение распределения нефтеводогазо-насыщенности по данным промыслово-геофизических исследований, анализ отобранного керна;

- анализ глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; построение карт изменения по площади залежи физико-химических свойств нефти, в частности коэффициента светопоглощения, содержания микроэлементов и др.; периодическое повторение этих операций для построения новых карт;

- изучение фильтрационных характеристик нефтяной части пласта вблизи поверхности ВНК, выявление зон закупорки окисленной нефтью.

В области изучения динамики механических перемещений жидкости в пласте:

- определение распределения начального и периодически динамического пластового давления, а также забойных давлений в каждой работающей скважине;
- определение направления и скорости перемещения нефти в пласте на различных участках залежи;
- определение дебита каждого пласта в каждой скважине по нефти, газу и воде;
- выявление застойных зон залежи и зон с низкой скоростью перемещения;
- контроль за продвижением поверхности ВНК и ГНК;
- контроль за фронтом закачиваемой воды;
- выявление интервалов обводнения;
- оценка начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- прослеживание температурного фронта при движении закачиваемых вод.

В области наблюдения за техническим состоянием скважин:

- определение толщины стенки обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров;
- определение нарушений в колонне и НКТ, мест негерметичности;
- определение эксцентricности колонны;
- определение наличия цементного камня, его плотности, полноты и равномерности заполнения цементом затрубного пространства; качества контакта цементного кольца с породой и колонной;
- выявление затрубной (заколонной) циркуляции;
- локализация интервалов перфорации.

В области изучения физических условий динамики флюидов в стволе скважины:

- установление уровня осадка на забое скважины;
- установление уровня накопившейся застойной воды;

- изучение условий движения водонефтяной смеси;
- определение интервалов образования водонефтяной эмульсии;
- определение глубины начала разгазирования нефти;
- определение изменения температуры и давления по стволу скважины.

1.3. Системный подход при контроле за разработкой

Системный подход при контроле за разработкой диктуется:

- сложностью объекта управления – залежи, характеризующейся, как правило, изменчивостью в пространстве коллекторских свойств резервуара, его границ, насыщенности флюидами, физико-химических свойств нефти; особенности изменения параметров залежи между скважинами являются в значительной степени неопределенными и могут быть уточнены лишь при системном подходе;
- сложностью процесса разработки, характеризующегося одновременным проявлением различных его сторон;
- постоянным изменением во времени состояния залежи и необходимостью увязывать их в логически непротиворечивую цепь событий.

Без системного подхода наблюдаемые факты – результаты различного рода измерений и исследований – остаются просто набором разрозненных сведений и в лучшем случае могут служить основой для проведения геолого-технических мероприятий на отдельных скважинах.

Сущность системного подхода заключается в следующем:

- Залечь нефти рассматривается как единый геологический объект, свойства которого взаимосвязаны между собой и закономерно изменяются в пространстве: эти закономерности и количественные взаимосвязи свойств могут быть установлены с той или иной степенью точности.
- События, наблюдаемые в отдельных скважинах при разработке залежи, рассматриваются как проявление единого и закономерного процесса, причинно-обусловленного особенностями

геологического строения залежи, положения границ и распределения в пространстве коллекторских свойств резервуара, физико-химических свойств насыщающих флюидов, динамического пластового давления и т.д. Этот процесс в принципе поддается количественному описанию и математическому моделированию, но всегда с определенной погрешностью.

В самом общем виде целью контроля разработки является получение в необходимом объеме качественной промыслово-геологической, геофизической, гидрогазодинамической и другой информации, достаточной для принятия эффективных технологических решений, направленных на наиболее полное и экономическое извлечение углеводородов, содержащихся в недрах. Если же их конкретизировать, то как цели, так и задачи контроля претерпевают определенные изменения и направленность по мере освоения залежей углеводородов и перехода их из одной стадии промышленной разработки в другую.

Наиболее четкое различие в целях и задачах контроля имеется между периодами: подготовки залежи к ее вводу в промышленную разработку, ее разработки в условиях растущей и стабильной добычи (I и II стадии разработки) и периодом падающей добычи (III и IV стадии разработки). Эти три периода в «жизни» месторождения существенно отличаются характером, количеством и методами получаемой при промыслово-геологическом контроле информации.

Стадия подготовки залежи к разработке обычно совпадает с завершающей стадией ее разведки. В этот период главной задачей является обоснование высокоэффективной технологии извлечения углеводородов из недр. Решается эта задача в технологических схемах и проектах опытно-промышленной эксплуатации, которые составляют по данным, полученным в процессе разведки и пробной эксплуатации.

В соответствии с этим основная цель геолого-промыслового контроля на стадии подготовки залежи к разработке – создание условий для успешного составления технологической схемы

(проекта опытно-промышленной эксплуатации), на основании которой залежь вводится в промышленную эксплуатацию.

Основой при выполнении проектных работ по составлению технологических схем разработки и проектов опытно-промышленной эксплуатации служат геолого-промысловые модели залежи, причем успех проектирования, обоснованность принимаемых технологических решений, надежность гидродинамических расчетов в первую очередь зависят от наличия качественной исходной информации для создания адекватных статической и динамической геолого-промысловых моделей залежи.

Как правило, на стадии завершения разведки бывает достаточно данных для создания более или менее адекватной статической модели залежи как сложной природной системы. В то же время на этой стадии имеются весьма ограниченные данные о том, как будет вести себя залежь после ввода ее в эксплуатацию, т.е. в динамическом состоянии. Об этом можно судить по сравнительно ограниченному объему данных испытаний и опробований скважин, исследований в процессе пробной эксплуатации небольших частей залежи.

На основании этих данных можно создать лишь предварительную динамическую модель, охарактеризованную ограниченным числом геолого-физических показателей. Поэтому на стадии подготовки залежи к разработке необходимо уделять особое внимание получению максимально возможного числа данных, несущих в себе информацию о ее свойствах в динамическом состоянии.

Таким образом, к основным задачам контроля на стадии подготовки залежи к разработке относятся:

- получение качественной и полноценной информации о строении залежи как сложной природной системы для построения адекватной статической модели;
- получение первичной информации о свойствах залежи в динамическом состоянии для составления предварительной адекватной динамической геолого-промысловой модели.

На I стадии разработки создается техническая составляющая геолого-технического комплекса (ГТК) – система разработки – и обеспечивается вывод залежи (месторождения) на максимальный проектный уровень добычи нефти и газа. Поэтому на стадии растущей добычи нефти основной целью контроля является всемерное содействие выполнению (качественно и в полном объеме) всех предусмотренных проектным документом технических решений, связанных с освоением месторождения – материализацией запроектированной системы разработки, и вывод его на проектный уровень добычи. В этот период контроль разработки должен:

- оценивать степень соответствия проектных и фактических показателей разработки;
- выявлять геологические, технологические и технико-организационные факторы, приводящие к несоответствию проектных и фактических показателей разработки;
- намечать меры по устранению несоответствия проектных и фактических показателей путем регулирования разработки, совершенствования, а при необходимости и изменения системы разработки.

При этом решается ряд частных задач. Так, в этот период осуществляется массовое бурение добывающих, нагнетательных, контрольных, водозаборных и других категорий скважин основного фонда. Поэтому она из важнейших задач в этот период – это обеспечение контроля за качественным и безаварийным бурением скважин, вскрытием продуктивных пластов, цементированием эксплуатационных колонн и их перфорацией, освоением скважин и их первичными промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями. По каждой скважине должна быть определена ее продуктивность, подобрано оборудование по подъему жидкости, обеспечивающее оптимальный режим ее работы.

На этой стадии налаживается систематический контроль за суточной, месячной, квартальной и годовой добычей нефти и газа по каждой добывающей скважине. Необходимо, чтобы все вво-

димые в эксплуатацию скважины были оснащены соответствующей контрольно-измерительной аппаратурой или подключены к замерной системе.

Поскольку на I стадии на объектах, разрабатываемых с заводнением, только начинает осваиваться система поддержания пластового давления (ППД), в это время особо важен контроль за динамикой пластового давления и компенсацией отбора жидкости закачкой воды. На объектах, разрабатываемых с использованием природных режимов, также необходимо тщательно контролировать поведение пластового давления и уточнить возможности водонапорной системы. В этот период карты изобар следует строить с периодичностью в 2–3 раза чаще, чем на последующих стадиях.

Освоение системы ППД также должно находиться под постоянным контролем геолого-промысловой службы. Контролю подлежат: процесс освоения нагнетательных скважин, учет объемов закачиваемой воды. Особо важно контролировать качество подготовки воды перед закачкой в продуктивные пласты.

Поскольку достижение проектного отбора нефти и газа во многом зависит от полноты охвата залежи процессом дренирования, уже на I стадии начинаются работы по контролю полноты вовлечения в разработку полезного объема эксплуатационного объекта. Особенно это важно для залежей, разрабатываемых с воздействием на продуктивные пласты путем закачки вытесняющего агента (воды, пара и др.). Для этого проводят исследования работы пластов в добывающих и нагнетательных скважинах, определяют, какие пласты и прослои участвуют/не участвуют в работе.

Задачи геолого-промыслового контроля на стадии стабильной добычи (II стадия) во многом сходны с задачами I стадии. Продолжается контроль за бурением добывающих скважин основного фонда, которое обычно завершается в середине II стадии. Но в это время начинается бурение резервных скважин, для размещения которых требуется выявить все зоны и участки пластов, не вовлеченных и слабововлеченных в разработку.

Это обстоятельство, а также необходимость расширения мер по регулированию разработки с целью максимального продления достигнутого к началу II стадии уровня добычи требуют существенного увеличения работ по контролю за процессами, протекающими в продуктивных пластах после полного освоения за-проектированной системы разработки, и в первую очередь за охватом объема залежи процессом дренирования. Для этого необходимо определить и реализовать комплекс исследований работы пластов, наиболее информативный в данных геолого-физических условиях.

Продолжается контроль за строгим соблюдением установленного режима работы добывающих и нагнетательных скважин, определением их дебитов (приемистости), забойных и устьевых давлений, среднесуточной, месячной, годовой добычи и закачки вытесняющего агента (воды) по каждой скважине, каждому пласту объекта разработки и в целом по объекту.

В случае если по объекту разработки в результате освоения системы ППД пластовое давление стабилизировано на уровне, предусмотренном проектным документом, и обеспеченность отбора закачкой мало меняется во времени, можно уменьшить объем работ по контролю динамики пластового давления, в частотности – частоту периодичности построения карт изобар.

На этой стадии начинают обводняться некоторые пласты и участки залежи. Поэтому требуется начинать наблюдения за обводнением пластов: перемещением ВНК, ГНК, ГВК, контуров нефтегазоносности, фронта закачиваемой воды. Объем исследований по заводнению продуктивных пластов на II стадии зависит от конкретных геолого-физических условий. В частности, при малой вязкости пластовой нефти он пока тоже может быть невелик, а при высокой вязкости пластовой нефти уже на II стадии объем исследований перемещения вытесняющей воды должен быть достаточно высок.

На III стадии разработки с падающей добычей функции геолого-промыслового контроля несколько меняются. На этой стадии задачи контроля подчинены одной основной цели – обеспе-

чить как можно более медленное снижение темпа падения добычи нефти и газа. Исследования и наблюдения, выполняемые в процессе контроля разработки на III стадии, должны позволить обосновать эффективные меры регулирования, направленные на более полную выработку запасов нефти и газа и предотвращение непроизводительной закачки и отбора попутной воды.

В условиях интенсивного заводнения продуктивных пластов вопросы охвата объема залежи воздействием утрачивает свою остроту, а основным становится контроль за заводнением продуктивных пластов. В максимальном объеме должны проводиться наблюдения за перемещением пластовой и закачиваемой воды, вытесняющей нефть.

Особую роль приобретает контроль за обводненностью добываемой продукции и выявлением в разрезах скважин обводнившихся, обводняющихся и чисто нефтегазовых пластов.

ГЛАВА 2

МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВОГО И ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Скважина как объект геофизических исследований оказывает существенное влияние на специфику геофизических методов и технологию их проведения. По назначению скважины делятся на опорные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, гидро-геологические и т.д. Однако с точки зрения ГИС решающее значение имеет технология их проводки. По этому признаку скважины можно разделить на четыре группы:

- «сухие» – пробуренные без промывочной жидкости (ПЖ);
- пробуренные на воде;
- пробуренные на непроводящих электрический ток ПЖ (ИЭР);
- пробуренные на ПЖ на водной основе.

К последней группе относятся практически все скважины большой и средней глубины, в том числе подавляющее большинство скважин нефтегазовых месторождений.

Отметим, что скважина усложняет структуру изучаемых физических полей, что приводит к серьезным трудностям при решении прямых и обратных задач. Кроме того, вскрывая толщу горных пород, скважина нарушает условия их залегания: изменение геостатического давления и температуры приводит к перераспределению напряжений, взаимодействие породоразрушающего инструмента и ПЖ с породой усугубляет этот процесс, способствуя образованию микротрещиноватости в прочных и разрушению, размыву с образованием каверн – в рыхлых, трещиноватых, растворимых породах.

Во избежание неконтролируемого выброса пластовых флюидов давление ПЖ поддерживают несколько выше пластового, в результате чего возникает ее фильтрация в проницаемые пласты. Поскольку эффективные диаметры пор залегающих глубоко пород имеют небольшие размеры и редко превышают 100 мкм,

а размеры глинистых частиц в основном больше этой величины, в пласт проникает лишь фильтрат ПЖ, основное же количество частиц оседает на стенке скважины. Образующаяся глинистая корка повышает устойчивость стенок и препятствует дальнейшей фильтрации.

В результате проникновения фильтрата ПЖ в проницаемые пласты в них образуются зоны проникновения с диаметрами от десятков до сотен сантиметров. Физико-химические свойства пород в зоне проникновения изменяются за счет оттеснения первоначального флюида, возникновения сложного, в ряде случаев многофазного насыщения, окислительно-восстановительных процессов, закупорки пор (кольматации). Таким образом, меняется не только характер насыщения пласта, но и его фильтрационно-емкостные свойства.

Наиболее измененную часть зоны проникновения называют промытой зоной. Границы зоны проникновения и промытой зоны имеют неярко выраженный характер. Обычно в геофизике под зоной проникновения понимают цилиндрическую область, в пределах которой величина измеряемого параметра отличается от значения данного параметра в неизменной части пласта более чем на двойную погрешность измерения. В связи с этим отметим, что границы зоны проникновения для разных методов различны.

При изучении характера насыщения пласта, количественной оценке его нефтегазоносности и фильтрационно-емкостных характеристик зона проникновения является серьезным осложняющим фактором, но сам факт ее существования говорит о проницаемости пласта.

Однако полное прекращение фильтрации промывочной жидкости приводит к постепенному уменьшению диаметра зоны проникновения и в конечном счете ее расформированию под влиянием диффузии, капиллярных и гравитационных сил. Первоначальное насыщение пласта в его прискважинной части восстанавливается, что дает возможность оценить нефтегазонасыщенность, а в процессе эксплуатации контролировать динамику газожидкостных и водонефтяных контактов.

После завершения бурения и проведения геофизических исследований в открытом стволе скважину обсаживают стальной колонной и цементируют для укрепления ее ствола и разобщения пластов – коллекторов с разным флюидосодержанием.

Обсадная колонна практически исключает применение электрических, электромагнитных и магнитных методов с целью определения количественных параметров пластов, и в той или иной степени искажает показания радиоактивных, сейсмоакустических, термических.

Промыслово-геофизические методы являются одним из основных видов контроля за разработкой месторождений. Они включают все виды исследований, выполняемые в скважинах с использованием аппаратуры на каротажном кабеле или аппаратурой автономного типа, показания которой регистрируются каротажной станцией и проводятся в следующих категориях скважин:

- обсаженных, вышедших из бурения до их перфорации;
- добывающих и нагнетательных при их освоении;
- контрольных с неперфорированными пластами;
- остановленных;
- пьезометрических;
- добывающих, эксплуатирующихся фонтанным, газлифтным и механизированным способом;
- нагнетательных;
- выходящих из капитального ремонта.

Промыслово-геофизические исследования в скважинах должны проводиться в соответствии с существующими положениями и правилами.

Геофизические исследования при контроле разработки месторождений существенно отличаются от геофизических работ, проводимых в бурящихся необсаженных скважинах. Обусловлено это тем, что при контроле исследуются различные категории скважин при различных режимах их работы, используются различные технологии исследований и, наконец, часто каждая обсаженная скважина как объект измерений требует индивидуального подхода как к методике, так и к интерпретации полученных дан-

ных. Тогда как при исследовании необсаженных скважин и интерпретации результатов их исследования чаще используются типовые шаблоны, стандарты.

Промыслово-геофизические методы контроля разработки (включая ГИС-контроль) классифицируются по целям исследований:

- для определения текущей нефтегазонасыщенности коллектора используются различные модификации нейтронных методов (НК, ИНК, включая спектральные методы, ГИНР, УКК, МНА), ВАК, ГК, электрометрия в открытом стволе, высокочувствительная электрометрия в обсаженных скважинах, методы опробования пластов;
- для оценки работающих интервалов, профиля притока (приемистости), состава притока, состава флюида в стволе работающей скважины – ТМ, ПЛ, ВЛ, РИ, БМ, кислородный каротаж КНАМ, механическая и термокондуктивная расходометрия, шумометрия;
- для оценки качества технического состояния скважины, включая оценку герметичности эксплуатационной колонны и цементного камня, – ТМ, ШИ, ШС, АКЦ, АКЦ-С, ГГЦ, ГГДТ, ЭМДСТ, SGK, РГХА, МК;
- для определения упруго-механических свойств, коэффициента анизотропии – ВАК для контроля ГРП.

2.1. Методы геофизических исследований открытого ствола

2.1.1. Электрические и электромагнитные методы

К основным электрическим свойствам относятся: электрическое сопротивление (или обратная ему величина – электропроводность), диэлектрическая постоянная и поляризуемость горных пород.

К хорошо проводящим (10^{-6} – 10^{-4} Ом·м) относятся самородные металлы; к полупроводникам (10^{-5} – 10^3 Ом·м) – большая часть рудных минералов (пирит, пирротин, галенит, ковеллин, сфалерит и др.) а к диэлектрикам – большая часть пороодообра-

зующих минералов, в том числе все минералы класса силикатов, сульфатов, карбонатов, некоторые оксиды (кварц, корунд). Минеральный скелет горных пород проводит ток значительно хуже, чем природные растворы, заполняющие поры и трещины, поэтому с увеличением увлажнённости горных пород, их пористости электрическое сопротивление уменьшается в 10–30 раз (особо отметим, что при замерзании воды в порах и других пустотах сопротивление возрастает на 2–3 порядка).

Удельное электрическое сопротивление горных пород растёт также с увеличением их газо- и нефтенасыщенности.

Наименьшие значения сопротивления характерны для осадочных горных пород (за исключением каменной соли, гипса и ангидрита), что объясняется их повышенной пористостью и увлажнённостью, а наибольшие сопротивления наблюдаются у изверженных горных пород.

При проведении ГИС электрическими методами изучаются удельное электрическое сопротивление, естественная (собственная) и искусственно вызванная электрохимическая активность пород. На изучении удельного электрического сопротивления основываются метод кажущихся сопротивлений и индукционный метод исследования скважин. Различие в естественной электрохимической активности пород используется при исследованиях методом собственных потенциалов (ПС), а вызванная электрохимическая активность пород изучается методом вызванных потенциалов (ВП).

Электрический каротаж традиционно применяется в виде двух модификаций: метода сопротивлений и метода самопроизвольно возникающего электрического поля (естественных, собственных потенциалов). Основными видами каротажа по методу сопротивления являются каротаж несфокусированными (обычными) зондами, в том числе боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой и индукционный каротаж, микрокаротаж. Сущность электрического каротажа заключается в проведении измерений, показывающих изменения вдоль скважины кажущегося удельного сопротивления (КС) пород и естественных потенциа-



низкого сопротивления. Мощный пласт фиксируется на кривой сопротивления асимметричным минимумом, кровля отмечается максимумом, подошва минимумом. Для тонких пластов подошва на кривой КС фиксируется по переходу кривой сопротивления от пониженных значений к максимальным. При измерениях кровельным градиент-зондом кривые сопротивления являются зеркальным отражением кривых, полученных подошвенным градиент-зондом.

Потенциал-зонд. Пласт высокого сопротивления. Мощный пласт отмечается на кривой КС максимумом, симметричным относительно середины пласта. Его границы проводятся симметрично относительно максимума, кровля – на половину длины зонда выше точки перехода от плавного к более крутому подъему кривой, а подошва – на ту же величину ниже этой точки. Тонкий пласт высокого сопротивления фиксируется снижением сопротивления: некоторое повышение выше кровли и ниже подошвы пласта на расстояниях, равных половине зонда из-за экранных явлений. Пласт низкого сопротивления отмечается на кривой кажущегося сопротивления минимумом, симметричным относительно середины пласта. При чередовании пластов, имеющих различные сопротивления, обычное распределение плотности тока в скважине нарушается, происходит перераспределение силовых линий тока и возникают явления экранирования, которые оказывают влияние на величины кажущихся сопротивлений. Фактические кривые сопротивления по скважине, имеют более сложную форму, чем расчетные или полученные на моделях. Сложность формы фактической кривой обусловлена неоднородностью пласта и вмещающих пород, изменением диаметров скважины и зоны проникновения фильтра промывочной жидкости, углом между осью скважины и плоскостью напластования и т.п.

Важнейшей задачей электрического каротажа в нефтяных и газовых скважинах является определение удельного электрического сопротивления пластов по кажущемуся удельному сопротивлению. Сопротивление пластов является исходной величиной для определения коэффициента нефтегазонасыщенности и коллекторских свойств пластов. Определить сопротивление пластов по

кривым КС стандартного каротажа возможно только в отдельных случаях: пласт имеет большую толщину (более 4 м), проникновение фильтрата промывочной жидкости в него отсутствует, и скважина заполнена промывочной жидкостью с известным удельным сопротивлением. Наиболее точно сопротивление пластов может быть определено с помощью БКЗ, которое заключается в проведении измерений несколькими градиент-зондами разной длины.

Применение комплекта зондов различной длины позволяет исключить влияние бурового раствора на величину кажущегося сопротивления, изучить характер изменения сопротивления от стенок скважины в глубь пласта, определить глубину проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и найти истинное сопротивление пласта. Одновременно с БКЗ обычно определяют диаметр скважины и удельное сопротивление бурового раствора (рис. 2.1, б).

Под *микрокаротажем (МК)* понимают каротаж сопротивления обычными градиент- и потенциал-зондами малых размеров, расположенными на прижимном изоляционном башмаке. При работе башмак с электродами прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигается частичное экранирование зонда от промывочной жидкости и уменьшение влияния ее на результат измерений.

Интерпретация кривых МК заключается в детальном расчленении разреза, выделении в нем проницаемых и непроницаемых прослоев, определении удельного сопротивления промытой части пласта (рис. 2.2, а).

Если против проницаемого пласта образуется глинистая корка, кажущиеся сопротивления, измеряемые потенциал микрозондом, значительно выше сопротивлений, измеренных одновременно против тех же пластов градиент-микрозондом с заметно меньшим радиусом исследования. Такое превышение сопротивления получило название положительного расхождения (приращения). Оно характерно для проницаемых пластов. Положительное расхождение отмечается чаще всего в проницаемых песчано-алевролитовых пластах с глинистой коркой небольшой толщины

и ее сопротивлением, в несколько раз меньшим. В отдельных случаях сопротивления, измеренные градиент-микрозондом, превышают сопротивления, полученные потенциал-зондом.

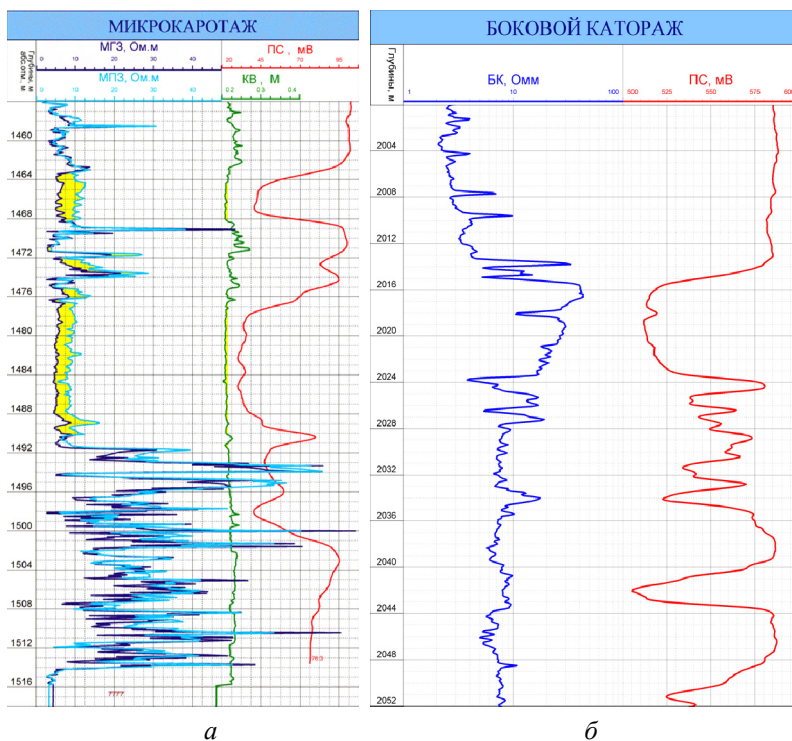


Рис. 2.2. Примеры результатов микрокаротажа (а) и бокового каротажа (б)

В связи с небольшими размерами зондов метод микрозондов имеет малую глубину исследования. Например, при изучении пород-коллекторов практически определяют удельное сопротивление части пласта, видоизмененной проникновением фильтрата бурового раствора. Поэтому по данным микрозондов нельзя получить представление об удельном сопротивлении коллекторов за зоной проникновения, а следовательно, и о характере насыщенности пласта (нефть, газ, вода).

К недостаткам метода кажущихся сопротивлений следует отнести невозможность получения надежных результатов при исследовании скважин, заполненных очень соленым буровым раствором (за исключением микрозондирования), а также невозможность использования метода при изучении скважин, заполненных нефтью или раствором на нефтяной основе. Для интерпретации данных БКЗ необходимо знать удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости (ПЖ). Определение сопротивления ПЖ осуществляют с помощью резистивиметра, представляющего собой трехэлектродный или четырехэлектродный зонд малого размера, расстояния между электродами которого настолько малы, что ток замыкается внутри бурового раствора, и стенки скважины не влияют на результаты измерений. Конфигурации электродов резистивиметра могут иметь самую различную форму. Электрическая схема измерений с резистивиметром полностью аналогична схеме метода КС.

Под **боковым каротажем (БК)** понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока (рис. 2.2, б). Различают боковой каротаж, выполняемый многоэлектродными (семь, девять электродов – у нас на м/р применяют пятиэлектродные) и трехэлектродными зондами.

Область применения метода: детальное расчленение разрезов скважин по величинам кажущегося и удельного сопротивлений пластов; при изучении пластов средней и малой мощности, в случаях значительной дифференцированности разреза по сопротивлению, когда пласты, вскрываемые скважиной, имеют высокое сопротивление, а также при высокоминерализованной скважинной жидкости.

Под **боковым микрокаротажем (МБК)** понимают микрокаротаж зондами с фокусировкой тока. На практике используют зонды различных модификаций: например, двухэлектродный, трехэлектродный и четырехэлектродный микрозонды. Наибольшее применение нашел четырехэлектродный боковой микрозонд. Малые расстояния между электродами в боковом микрозонде обуславливают небольшую глубину исследования (рис. 2.3, а).

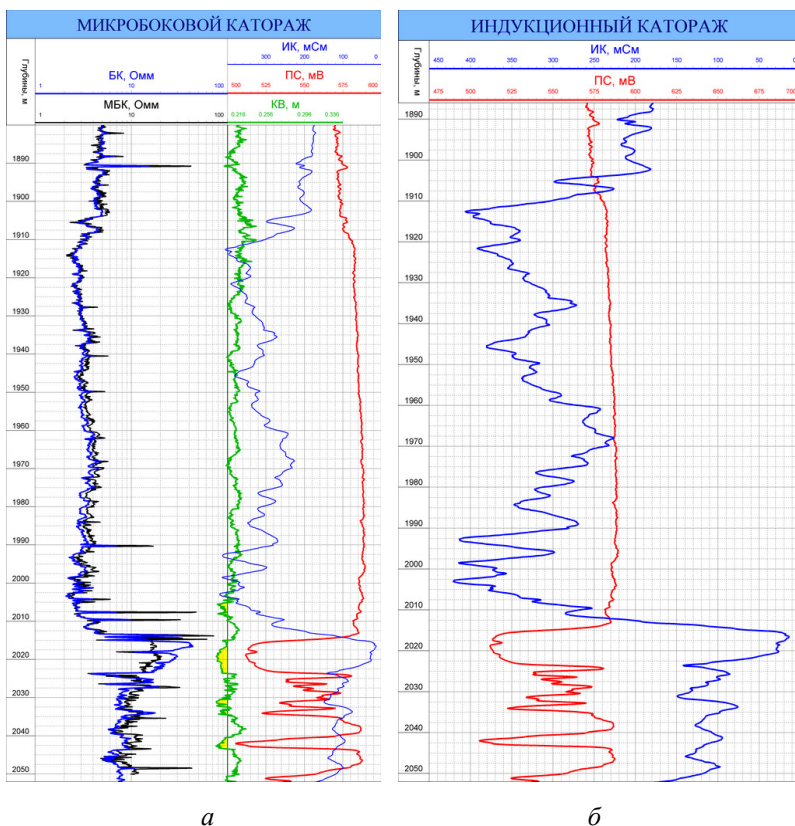


Рис. 2.3. Примеры результатов микробокового каротажа (а) и индукционного каротажа (б)

Данные бокового микрокаротажа измеряют значения удельных сопротивлений пород в зоне их непосредственного прилегания к стенке скважины. На показаниях МБК в отличие от обычных микрозондов влияние высокопроводящей промывочной жидкости сказывается мало, поэтому этот метод получил широкое применение при исследовании скважин, пробуренных на высокоминерализованной промывочной жидкости.

Метод *индукционного каротажа (ИК)* предназначен для проведения исследований в сухих скважинах и скважинах, заполненных промывочными жидкостями на нефтяной основе, не про-

водящими электрический ток (рис. 2.3, б). В отличие от других методов сопротивления, метод индукционного каротажа не требует непосредственного электрического контакта зонда с пластом. Он может применяться в случае обсадки скважин асбоцементными или пластмассовыми трубами и позволяет получить хорошо расчлененные кривые электропроводности с симметричными и весьма четкими аномалиями (особенно при изучении пластов низкого сопротивления от 0 до 50 Ом/м).

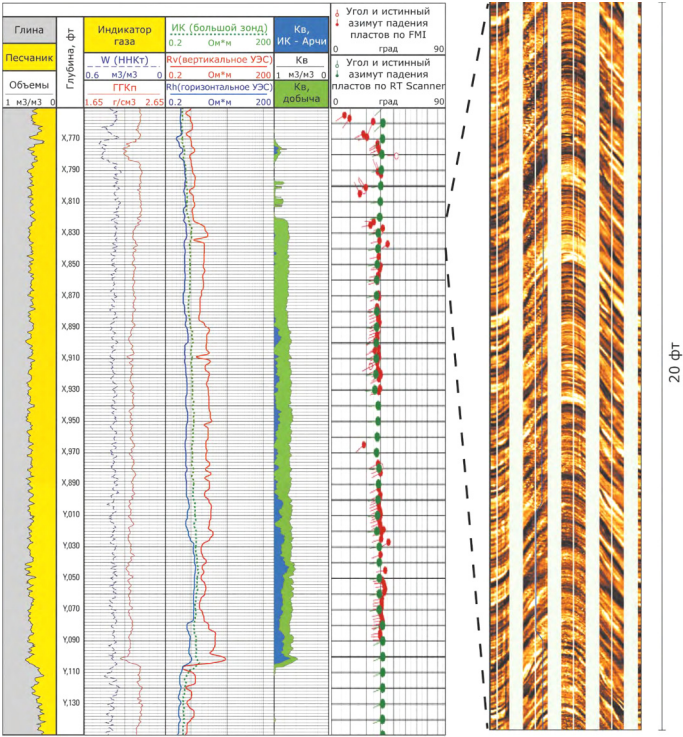


Рис. 2.4. Пример интервала тонкослоистых песчано-глинистых коллекторов

Благоприятные результаты получают при исследовании индукционным каротажем разрезов низкого и среднего сопротивления и наличия повышающего проникновения фильтрата промы-

вочной жидкости в пласт. По диаграммам индукционного каротажа можно более точно определить удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение водонефтяного контакта. Применение ИК ограничено при соленой промывочной жидкости и высоком удельном сопротивлении пород. На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» применяется пятизондовая модификация метода.

Триаксиальный индукционный каротаж (*Rt Scanner*) (оценка нефтегазонасыщенности и фильтрационно-емкостных свойств тонкослоистых коллекторов). Важной проблемой количественной интерпретации ГИС в тонкослоистых интервалах является невозможность достоверной оценки общих эффективных толщин коллекторов по данным стандартного комплекса ГИС: различные по своим петрофизическим свойствам пропластки имеют мощности ниже вертикальной разрешающей способности методов ГИС. Следствием этого являются и другие проблемы: низкий контраст УЭС создает неопределенность при оценке положения ВНК данного стандартного комплекса ГИС, значения коэффициента водонасыщенности, получаемые путем реализации стандартного подхода к обработке и интерпретации данных ГИС, завышаются в результате влияния слоистой глинистости на методы электрометрии.

Пример интервала тонкослоистых песчано-глинистых коллекторов, а также сопоставление стандартной и специальной интерпретации ГИС приведены на рис. 2.4. При использовании стандартного подхода к интерпретации данных ГИС продуктивный интервал выделяется в интервале Y010-Y100 фт. С использованием данных вертикального и горизонтального УЭС (*Rt Scanner*) продуктивным является интервал X820-Y100 фт. Тонкослоистость интервала подтверждается данными электрического имиджера.

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (изопараметричность толкуется авторами метода как постоянство отношения длины зонда к толщине скин-слоя в однородной и изотропной среде. Напомним, что на глубине скин-слоя происходит уменьшение интенсивности электромагнитного поля в e раз).

ВИКИЗ предназначен для исследования электрических свойств горных пород в скважинах, бурящихся на нефть и газ. Он позволяет более детально изучить строение зоны проникновения и определить сопротивление ее различных частей, включая полностью промытые породы и зону «водяной оторочки» в нефтена-сыщенных коллекторах (рис. 2.5).

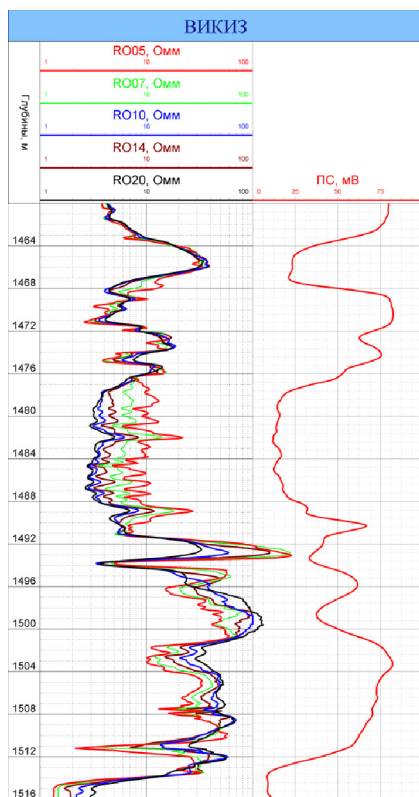


Рис. 2.5. Пример результата высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ)

В методе используется принцип частотно-геометрического зондирования, в котором увеличение глубины исследований достигается, во-первых, за счет уменьшения частоты электромагнитного поля и, во-вторых, за счет увеличения длины зонда. Скважинный прибор содержит пять индукционных зондов (3Ф0,5; 3Ф0,7; 3Ф1,0; 3Ф1,4 и 3Ф2,0). Длины зондов: 0,5; 0,7; 1,0; 1,4; 2,0 м соответственно. Применяемые частоты – от 800 кГц до 20 МГц. Сигналы зондов в виде цифрового кода передаются на поверхность.

Оценка значений удельного сопротивления пластов-коллекторов и зон проникновения выполняется на основе визуального анализа диаграмм ВИКИЗ и ПС. В комплексе с радиоактивными методами достоверность выводов воз-

растает. Все пять измерений ВИКИЗ располагаются на одном поле каротажных диаграмм. Отметим основные изменения вида ка-

ротажных диаграмм, обусловленные использованием различных масштабных шкал.

Потенциалы диффузионно-абсорбционной природы возникают вследствие различия в химическом составе и концентрации солей, растворенных в пластовых водах и буровом растворе. На контакте растворов разной концентрации (или состава) происходит диффузия ионов из более концентрированного раствора в менее концентрированный. Однако скорость диффузии неодинакова у разнополярных ионов. Вследствие разности в подвижности через некоторое время в более слабом растворе накопится избыток отрицательных ионов, а в концентрированном – положительных, и эти растворы приобретут соответствующий заряд. Наибольшей величины диффузионно-адсорбционные потенциалы достигают на границе пород с минимальной и максимальной адсорбционной активностью, т.е. на границе чистых кварцевых песчаников и тонкодисперсных глин. Поскольку глина не пропускает анионы (–) и пропускает катионы (+), то таким образом, раствор в скважине против глин приобретает положительный заряд, против песчаников – отрицательный.

Электродвижущие силы на границе песчаного и глинистого пластов возникают даже при одинаковой минерализации содержащихся в них вод вследствие различия адсорбционных свойств контактирующих сред (глинистый пласт можно рассматривать как мембрану между пластовой водой и промывочной жидкостью).

Оценка проницаемости поровых коллекторов по волне Стоунли. Волна Стоунли распространяется вдоль стенки скважины и чувствительна к свойствам как самой скважины, так и окружающей ее горной породы. При распространении волны в интервале проницаемой породы происходит ее замедление и затухание за счет потери энергии на движение флюида в пористой среде. Это позволяет выделять проницаемые интервалы и количественно оценивать подвижность (k/μ) по увеличению интервального времени волны Стоунли относительно модели упругой непроницаемой среды и/или по повышению затухания волны (рис. 2.6).

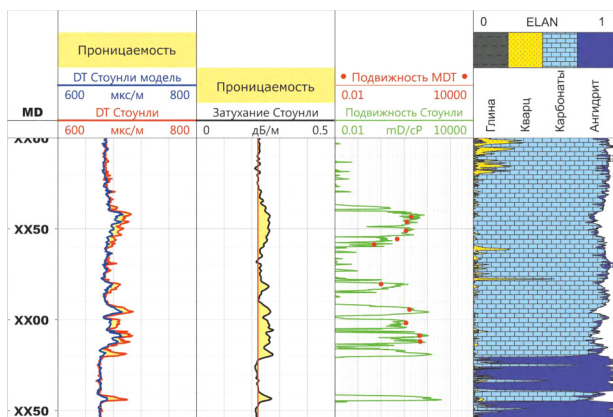


Рис. 2.6. Пример результатов расчета подвижности по данным волны Стоунли

Для повышения достоверности результатов расчетов рекомендуется калибровка на данные фактических замеров на образцах керна, при ГДК или испытаниях.

2.1.2. Метод ядерно-магнитного резонанса

Методом ядерно-магнитного резонанса (ядерно-магнитный каротаж ЯМК) изучается реакция ядер на внешнее воздействие магнитным полем. Так как многие ядра, обладающие магнитным моментом, вращаются, то они могут взаимодействовать с внешними магнитными полями. В частности, находящиеся в молекулах воды и углеводородов ядра водорода обладают относительно большим магнитным моментом и от них могут быть зафиксированы сигналы прецессионного движения. В методе ЯМК измерение направлено на определение амплитуды сигнала и особенно – его затухания.

Время релаксации (возвращения протонов в исходное состояние) зависит от размера пор. Крупные поры отождествляются с большими временами релаксации и содержат более легко извлекаемые флюиды. 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: T_1 – продольное (только в лабораторных условиях) и T_2 – поперечное (обычно при каротаже). В пористых средах T_2 пропорционально размеру пор, и процесс затухания T_2 даст объем пор в зависимости от их размеров. В отличие от «общей» пористости, оцениваемой методами ГГК или ННК (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.

В крупных порах диффузия свободного водорода через поры требует большего времени релаксации. Водород, содержащийся в связанной воде глини 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 ЯМК дополнительно может еще зависеть 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.

Значения индекса свободных флюидов определяются 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.

Для терригенных пород реальными (по статистике) граничными значениями времен релаксации (на практике их положено определять индивидуально на образцах для каждого типа отложений с учетом оценок возможного капиллярного давления) мо-

гут быть свыше 33 мс – эффективная пористость свободных флюидов (без «рыхлого» слоя), свыше 12 мс – включая сильно и слабо связанные флюиды. Для карбонатов значение индекса свободных флюидов выше – примерно 100 мс (так как большая часть воды – связанная).

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

К недостаткам ЯМК следует отнести достаточно низкую глубину 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, другие зоны на показания практически не влияют (следовательно, нет влияния неровностей стенки скважины, глинистой корки и т.п.).

Для повышения качества интерпретации данные ЯМК обычно обрабатываются с использованием информации ГИС-бурения (данные об общей пористости по ННК и ГГК, водонасыщенности по ИК, а также данные ГК, УЭС и даже пластоиспытателя на кабеле MDT) (рис. 2.7). Метод ЯМК дает высокое вертикальное разрешение пористости даже в тонко переслаивающихся разрезах (выделение пластов от 0,5 м). Наконец, в ряде случаев ЯМК позволяет дифференцировать тип флюида в породе (нефть, газ, вода, связанная вода). С появлением технической возможности увеличивать частоту эхо-импульсов доступными для измерений стали короткие времена $T_2 < 3$ мс, относящиеся к мелким порам.

Сопоставление общей пористости ЯМК с пористостью ГГК даст 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. Эффек-

тивен ЯМК и при ГИС горизонтальных стволов. Важным достоинством ЯМК считается отсутствие зависимости показаний от литологии пород и минерализации промывочной жидкости.

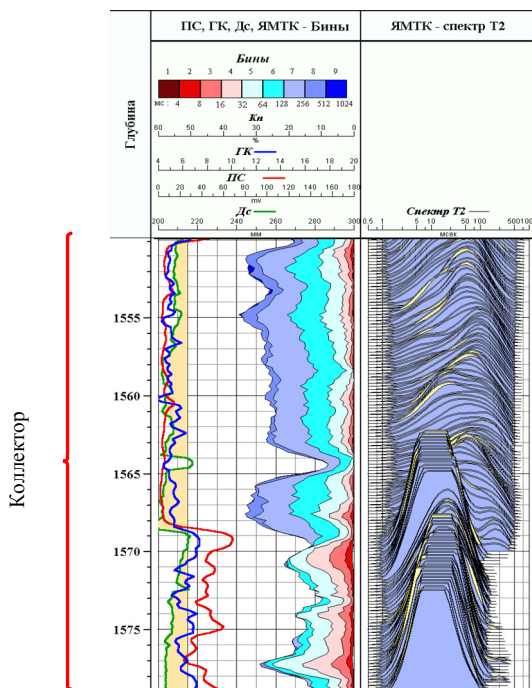


Рис. 2.7. Пример каротажных данных ЯМК

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

В скважинах, где не проводится отбор керна, в качестве «второстепенных» контрольных данных используют остаточную водонасыщенность, оцененную по результатам ЯМК. Так, в зонах, близких к предельному нефтенасыщению, наблюдается совпадение текущей водонасыщенности (K_v) по данным электрометрии и $K_{v,0}$ по ЯМК (рис. 2.8).

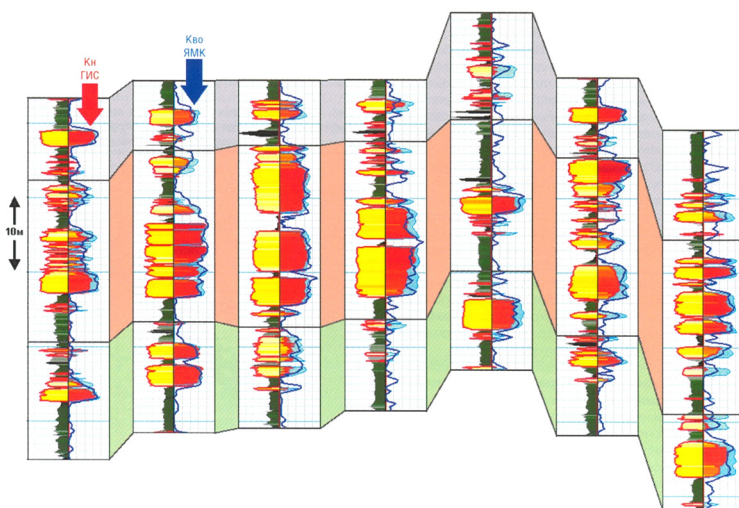


Рис. 2.8. Сопоставление результатов оценки коэффициентов водонасыщенности по данным электрометрии и ядерно-магнитного каротажа

Типизация пористости и оценка проницаемости в карбонатных коллекторах. По данным ЯМК в карбонатном коллекторе можно провести типизацию пор, выделить микро-, мезо- и макрокомпоненты пустотного пространства. Возможность разделения пустотного пространства карбонатных пород на типы позволяет более точно оценить коэффициент абсолютной проницаемости. Для разделения пористости на типы по данным распределения используются такие виды анализа, как NMR Factor или SIPHER. Для качественного подтверждения выделенных интервалов распространения микропор (каверн) могут быть привле-

чены данные имиджеров. Пример каротажных данных в сложном карбонатном разрезе приведен на рис. 2.9. В интервалах присутствия макропор/каверн проницаемость по стандартному уравнению занижена по сравнению с данными керна. Методика РЗА и корректный учет влияния макропористости позволяет провести более точную оценку коэффициента проницаемости пород.

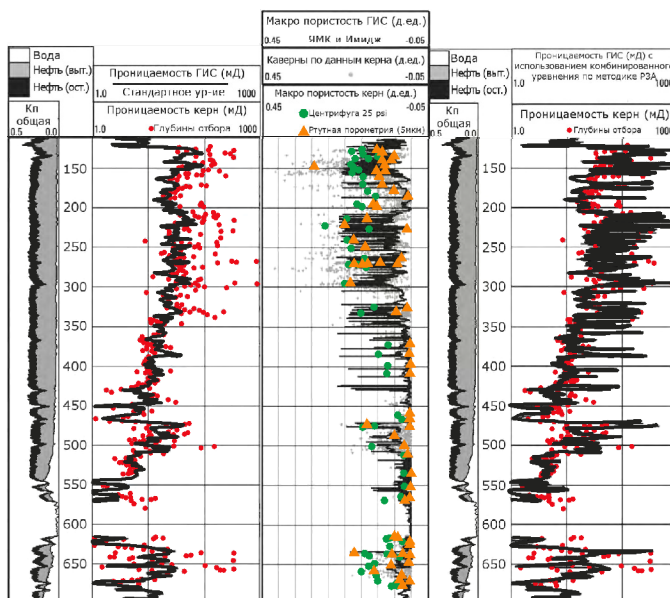


Рис. 2.9. Пример каротажных данных в сложном карбонатном разрезе

С целью определения общей, открытой и эффективной пористости пласта; объемов подвижных и связанных флюидов; структуры порового пространства; выделения продуктивных интервалов и оценки индекса проницаемости на скв. 4055 Красноярко-Куединского месторождения проведен многозондовый ядерно-магнитный каротаж (КарСар 5ЯК) (рис. 2.10).

Описание планшета «Результаты интерпретации данных 5ЯК»:

- первый трек – шкала глубин;
- второй трек – стратиграфия разреза;

- третий трек – данные ГК, ГГКп и НКТб, записанные во время окончательного каротажа;
- четвертый трек – данные БК, записанные во время окончательного каротажа;
- пятый трек – диаметр скважины;
- шестой трек – шкала глубин;
- седьмой трек – спектр распределения T_2 ;
- восьмой трек – спектр распределений частичных пористостей, соответствующих различным значениям T_2 ;
- девятый трек – частичные пористости воды в глинах, связанного флюида и свободного флюида;
- десятый трек – проницаемость, рассчитанная по данным ЯМК;
- одиннадцатый трек – коэффициент остаточной водонасыщенности, определенный по данным ЯМК;
- двенадцатый трек – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, определенный по данным ЯМК;
- тринадцатый трек – коллекторы, выделенные по результатам интерпретации данных 5ЯК;
- четырнадцатый трек – насыщение коллекторов по данным 5ЯК;
- пятнадцатый трек – насыщение коллекторов, выделенных по результатам интерпретации данных окончательного каротажа;
- шестнадцатый трек – шкала глубин.

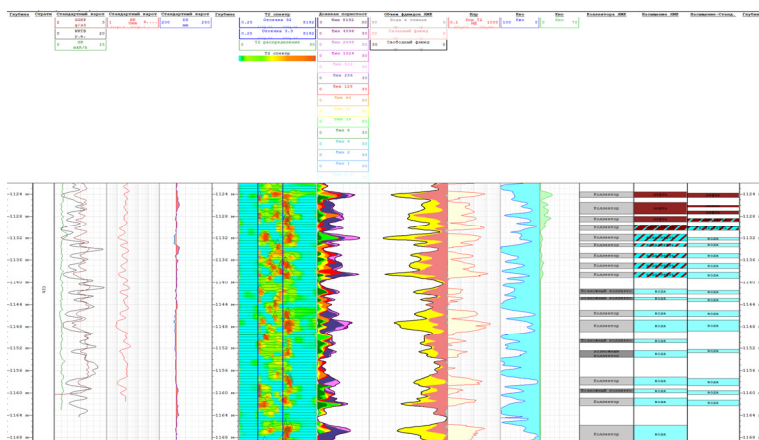


Рис. 2.10. Планшет «Результаты интерпретации данных 5ЯК»

Обработка данных ЯМК для определения насыщения основана на совместной инверсии эхо-сигналов зарегистрированных от разных частот магнитного поля и с разными временами межимпульсного времени. Также в инверсии используется различное время воздействия внешнего магнитного поля (поляризации) на породы. В случае с газом и легкой нефтью короткое время воздействия внешнего магнитного поля полностью поляризует воду и частично углеводороды, в то время как более длительное время воздействия внешнего магнитного поля поляризует полностью и воду, и газ, и легкую нефть.

Типизация флюидов становится возможной благодаря различию их физических свойств, которые определяют положение сигналов ЯМР на кросс-плотах в координатах T_2 по оси X , коэффициент диффузии D по оси Y (рис. 2.11).

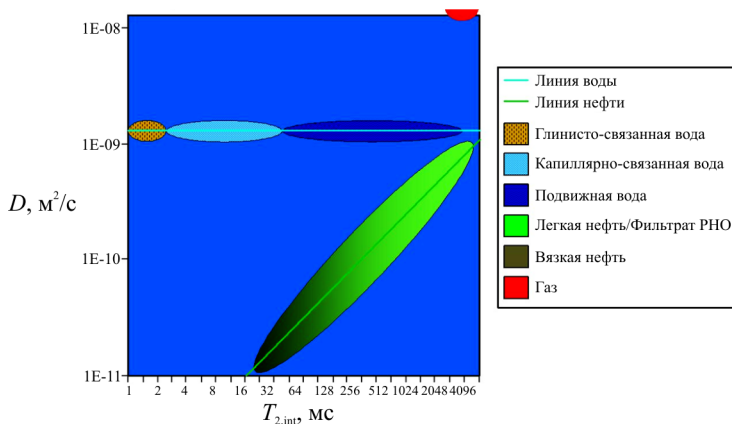


Рис. 2.11. Схема распределения сигналов ЯМР на кросс-плоте $D-T_2$

Анализ характера флюидов по методике $D-T_2$ представлен далее.

В интервалах 1123,6–1124,6 м (рис. 2.12), 1128,0–1129,0 м (рис. 2.13) башкирского яруса выделяются коллекторы, в которых присутствуют сигналы в области нефти и свободного флюида, а также сигнал в области капиллярно-связанного флюида, что характеризует их как прослои с признаками углеводородов, вероятно в притоке «нефть».

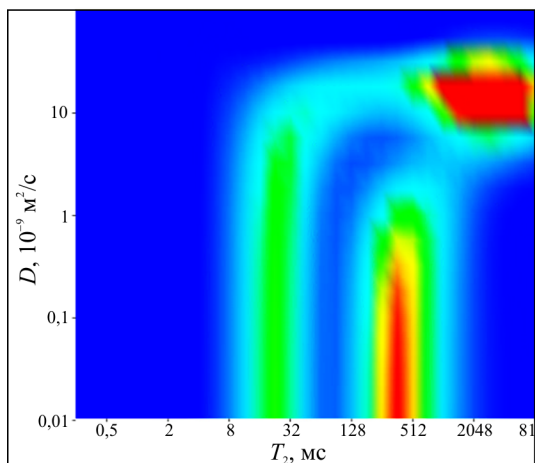


Рис. 2.12. Распределение сигналов ЯМР при D – T_2 -анализе в интервале 1123,6–1124,6 м

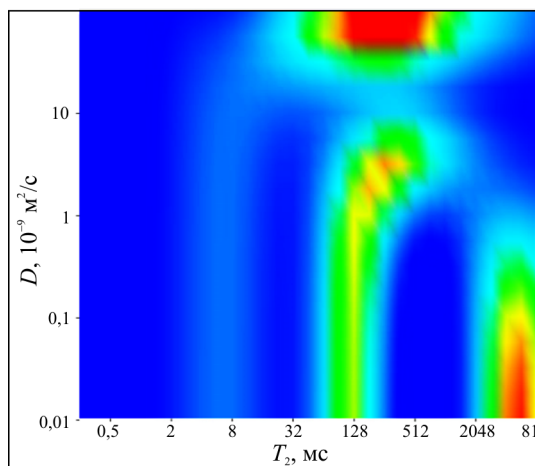


Рис. 2.13. Распределение сигналов ЯМР при D – T_2 -анализе в интервале 1128,0–1129,0 м

В интервале 1129,6–1139,1 м выявлены слабые сигналы в области нефти и свободного флюида, что характеризует их как прослой с признаками углеводородов, вероятно в притоке «нефть+вода» или «вода+нефть» (рис. 2.14).

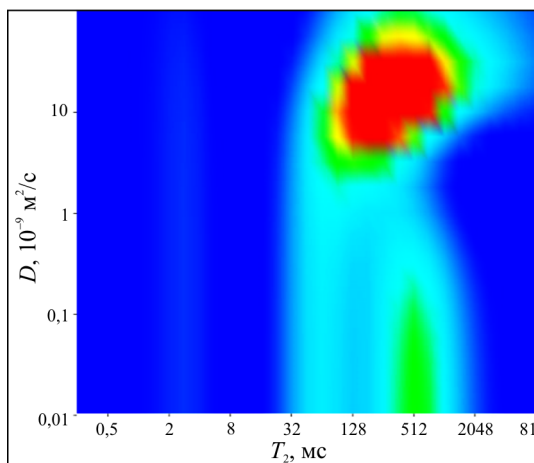


Рис. 2.14. Распределение сигналов ЯМР при D – T_2 -анализе в интервале 1129,6–1139,1 м

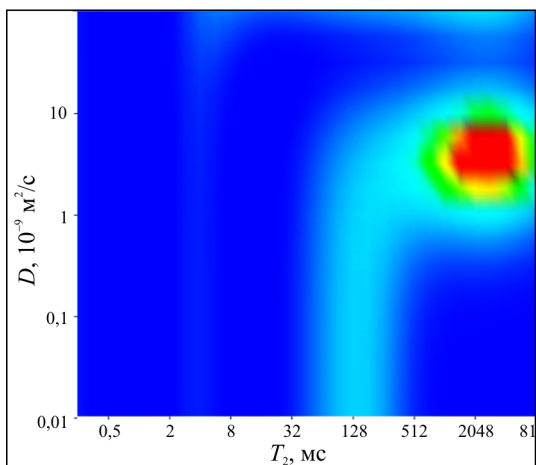


Рис. 2.15. Распределение сигналов ЯМР при D – T_2 -анализе в интервале 1146,8–1149,0 м

В интервале 1141,2–1169,0 м выявлены сигналы ЯМР в области свободного флюида, сигналов в области нефти не отмечается, вероятно в притоке «вода» (рис. 2.15 и 2.16).

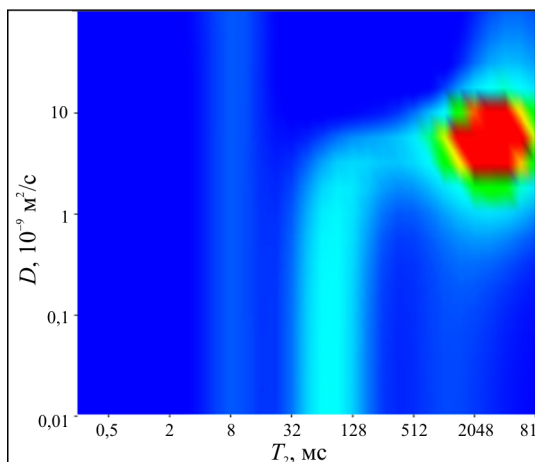


Рис. 2.16. Распределение сигналов ЯМР при D – T_2 -анализе в интервале 1157,2–1158,6 м

Подробные результаты интерпретации данных 5ЯК представлены в табл. 2.1.

2.1.3. 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 являются:

- структурный анализ пород (выявление несогласий, тектонических нарушений, углов падения и азимутов простирания толщин);
- седиментологический и фациальный анализ (определение направлений палеотечений);

Интервалы выделения коллекторов по данным БЯК

Кровля, м	Подолша, м	Мощ- ность, м	Пористость по ЯМК, %				К _{пр} по ЯМК, мД	K _{во} , %	K _{ню} , %	Характеристика коллектора	Ожидаемый приток	
			K _п общ		K _п откр.	K _п эфф.						
Башкирский ярус (1113,7–1169,0м)												
1123,6	1124,6	1,0	18,1	17,7	6,2	27,1	66,1	17,9		Коллектор	Нефть	
1125,5	1127,6	2,1	10,5	10,4	6,5	4,6	36,8	11,5		Коллектор	Нефть	
1128,0	1129,0	1,0	14,2	14,2	8,6	9,1	39,0	15,3		Коллектор	Нефть	
1129,6	1130,6	1,0	12,1	11,9	9,1	26,8	25,3	6,7		Коллектор	Нефть+вода	
1131,3	1132,6	1,3	19,0	19,0	10,3	18,9	44,7	3,3		Коллектор	Вода+нефть	
1133,0	1133,6	0,6	11,8	11,8	4,4	4,0	64,0	2,0		Коллектор	Вода+нефть	
1134,8	1135,6	0,8	12,6	12,6	4,1	5,1	67,0	2,7		Коллектор	Вода+нефть	
1136,5	1137,5	1,0	14,3	14,2	7,0	7,7	51,2	4,0		Коллектор	Вода+нефть	
1138,2	1139,1	0,9	18,6	18,4	9,8	45,0	47,8	4,3		Коллектор	Вода+нефть	
1141,2	1142,1	0,9	11,4	11,4	3,3	0,9	70,9			Возможный коллектор	Вода	
1142,7	1143,2	0,5	8,2	8,2	2,2	0,9	70,6			Возможный коллектор	Вода	
1145,1	1146,2	1,1	11,2	11,0	8,2	12,4	28,2			Коллектор	Вода	
1146,8	1149,0	2,2	16,1	16,0	11,9	53,8	25,2			Коллектор	Вода	
1150,3	1151,0	0,7	9,1	9,0	3,6	1,0	60,5			Возможный коллектор	Вода	
1152,4	1153,6	1,2	8,6	8,6	4,7	1,0	47,5			Возможный коллектор	Вода	
1157,2	1158,6	1,4	11,6	11,3	10,0	19,3	14,8			Коллектор	Вода	
1159,3	1160,0	0,7	9,0	9,0	4,7	0,7	48,4			Возможный коллектор	Вода	
1160,9	1162,3	1,4	13,4	13,4	5,2	5,8	59,0			Коллектор	Вода	
1165,7	1169,0	3,3	12,9	12,7	9,2	14,5	27,6			Коллектор	Вода	

- оценка сложнопостроенных коллекторов (выявление трещин в пространстве, оценка их плотности, раскрытости, пористости, нефтенасыщенности);
- определение направления стресса и геометрии ствола скважины.

Литотипизация или литологическая дифференциация на основе данных микроимиджеров позволяет охарактеризовать разрез в масштабе исследования керна. Основная сложность проведения литологической типизации заключается в том, что микроимиджеры регистрируют изменения электропроводности, в большей степени определяющиеся литологией и типом насыщающего флюида. Комбинации данных двух факторов могут быть очень разнообразны, а учитывая, что глубина исследования микроимиджера не превышает глубину исследования среднего зонда бокового каротажа малой глубинности (обычно порядка 10–15 см), т.е. лежит в зоне проникновения фильтрата бурового раствора, литологическая интерпретация имиджа FMI не всегда будет носить однозначный характер. Основным инструментом снижения неопределенности литотипизации по данным микроимиджера является калибровка на данные керна, которая возможна только после детальной привязки кернового материала. Другими словами, именно керн является доказательной базой литотипизации по имиджу (рис. 2.17).

Процесс литологической дифференциации состоит из нескольких этапов:

- литологическое изучение пород по керну, заключающееся в выделении основных типов пород, встречаемых в разрезе, с выявлением особенностей их напластования;
- электротипизация разреза с помощью калибровки на литологию по керну;
- структурно-текстурный анализ имиджа FMI;
- литологическая типизация разреза по имиджам путем комплексирования результатов электротипизации с результатами структурно-текстурного анализа и данных ГИС (рис. 2.18).

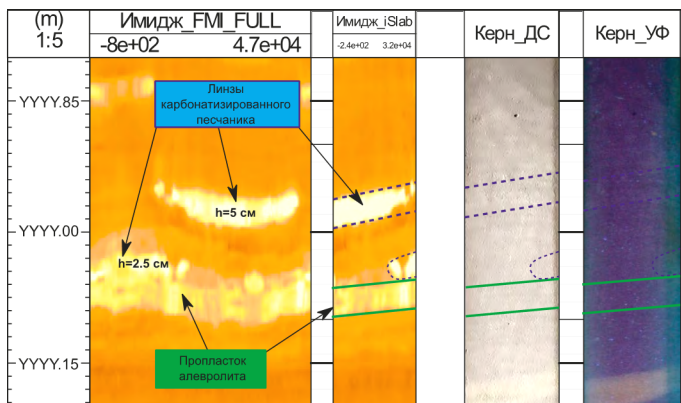


Рис. 2.17. Выявление тонких литологических особенностей пород по данным имиджей и керна

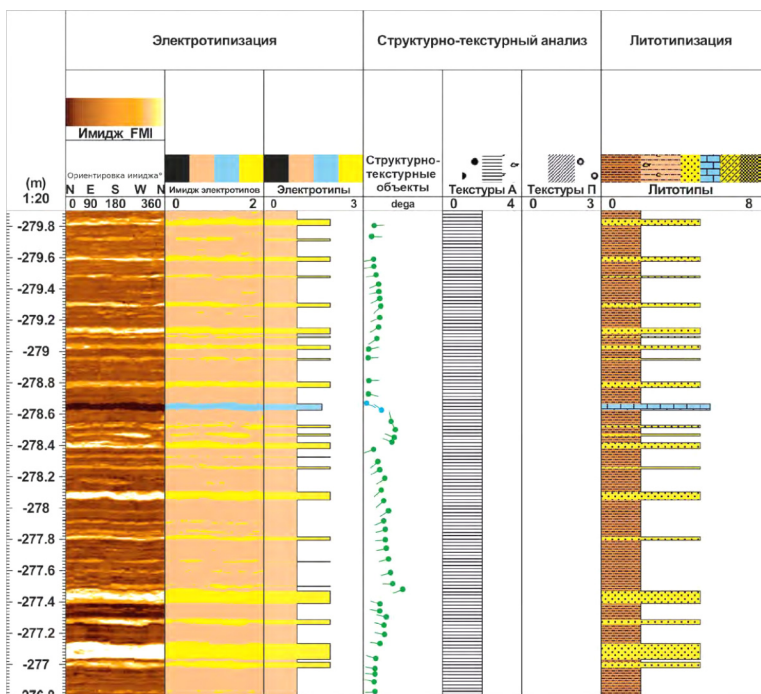


Рис. 2.18. Пример литотипизации тонкослоистого терригенного разреза

Фациальный анализ. Под фациальным анализом, как одним из основополагающих методов изучения геологического прошлого, понимается восстановление физико-географических обстановок и реконструкция условий осадконакопления. Объектом данного анализа является «фация», которую следует рассматривать в качестве комплекса отложений, отражающих конкретную обстановку осадконакопления в случае выделения обстановок осадконакопления или как конкретную среду (обстановку) при моделировании процессов осадконакопления.

Фациальный анализ по данным имиджей представляет собой комплексную интерпретацию результатов интегрированного анализа по данным имиджей и кернового материала, включая детальную увязку керна к ГИС, структурного анализа на основе детального трассирования структурно-текстурных объектов, результатов литотипизации разреза, а также глубокого изучения и применения палеогеографических и седиментологических особенностей формирования пород целевых интервалов (рис. 2.19).

Использование имиджей как основы фациального анализа обеспечивает уникальную детализацию как качественных, так и количественных исследований. Так, например, полное азимутальное покрытие ствола скважины имиджем, а также его пространственная ориентировка позволяют проводить структурно-текстурную интерпретацию в трехмерном пространстве, т.е. на основе определения истинных элементов залегания внутрипластовой слоистости (с точностью до нескольких градусов как по углу, так и по азимуту) выполнять анализ основных депозиционных трендов и определять режим потока.

Изучение осадочных толщ с точки зрения процессов их осадконакопления (и сравнения с современными аналогами) позволяет получать весьма важную информацию о генезисе, внутренней организации и характере взаимоотношения фаций в пределах осадочных бассейнов. Восстановление обстановок осадконакопления путем локализации целевого интервала в рамках палеогеографической схемы наряду с пониманием условий осадконакопления по данным в пробуренных скважинах позволяет прогнозировать про-

странственное распределение пород, включая породы коллектора, тем самым минимизируя риски бурения малодебитных или сухих скважин. Наибольшая эффективность подобного анализа может быть получена на площадях, характеризующихся сложным строением разреза (аллювиальные равнины, переходные прибрежно-морские фации), а также низким качеством сейсмических данных.

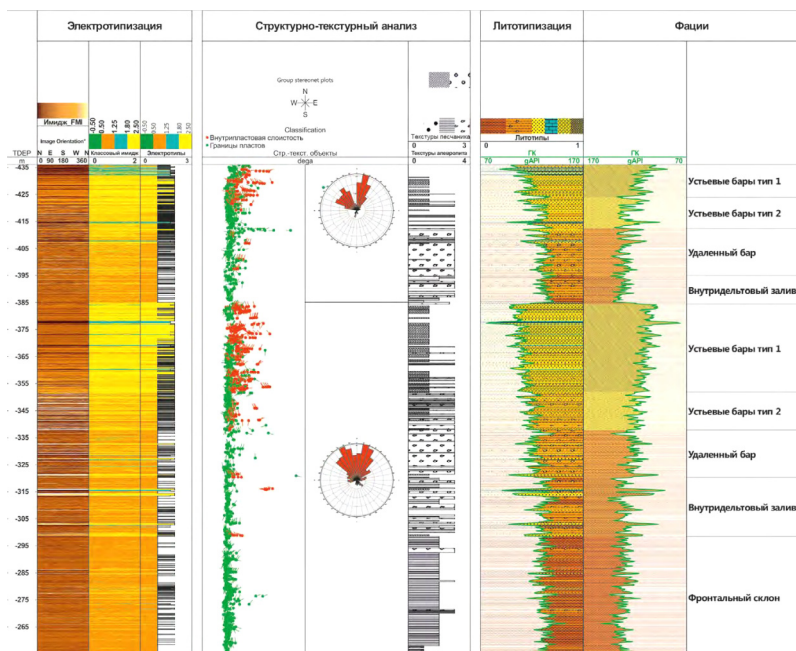


Рис. 2.19. Пример фациального анализа по имиджам прибора FMI

Анализ кавернозности по данным скважинных имидже-ров. Выделение кавернозных интервалов основывается на определении интервалов пятнистой текстуры – проводящих электрический ток включений на фоне менее проводящей матрицы породы. Подразумевается, что пятнистая текстура по имиджам является следствием заполнения каверн проводящим буровым раствором и характеристикой вторичных процессов, происходящих в карбонатных породах (рис. 2.20).

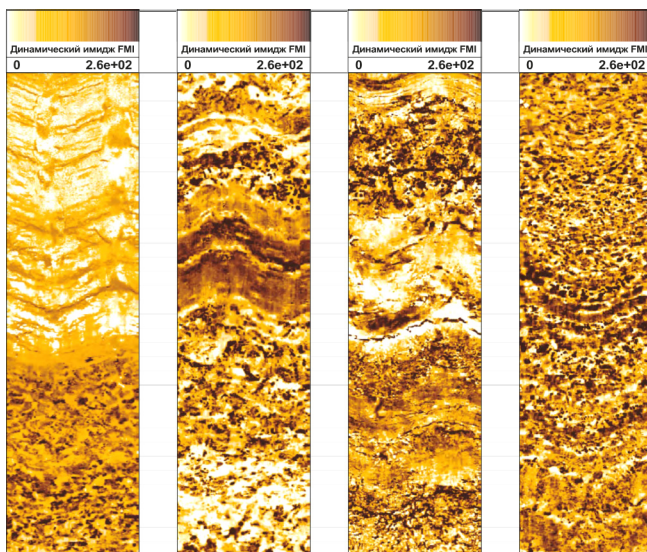


Рис. 2.20. Пример кавернозного интервала по имиджам FMI

Количественная оценка может основываться как на существующих стандартных методиках, как, например, PoroSpect, так и на использовании нестандартных подходов и методов обработки и интерпретации имиджей (рис. 2.21).

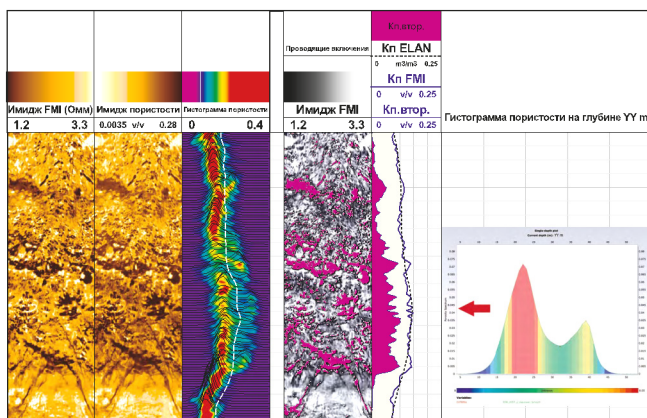


Рис. 2.21. Пример количественной оценки вторичной пористости по методике PoroSpect

Количественная оценка вторичной пористости проводится по методике PoroSpect, в основе которой лежит уравнение Арчи-Дахнова для промытой зоны, преобразованное для данных имиджеров с использованием кривых пористости и сопротивления ближней зоны. В результате вместо одного дискретного значения пористости рассчитывается 192 значения пористости по длине окружности скважины. По анализу распределения пористости выполняется разделение на матричную и кавернозную пористость исходя из выбранного граничного значения.

Анализ трещиноватости по данным скважинных имиджеров. Естественные трещины – нарушение сплошности (разрыв) горных пород без видимого смещения пород по поверхности разрыва. Трещины распознаются на имиджах как аномалии проводимости или сопротивления, плоскость которых пересекает ствол скважины под большим углом. Трещины, проводящие электрический ток, преимущественно открытые, однако некоторые из них могут быть залечены проводящим материалом. Трещины, не проводящие электрический ток, – закрытые, так как залечены высокоомным материалом (например, кальцитом). Более точная оценка открытой трещиноватости должна проводиться на основе комплексного системного подхода с использованием всей доступной информации по трещиноватости.

Анализ трещиноватости подразумевает выделение интервалов трещиноватости, оценку распределения элементов залегания трещин, расчет таких количественных характеристик, как плотность трещин и их раскрытость.

Плотность трещин, определяемая по данным имиджеров, дифференцируется:

- на линейную плотность трещин: характеризует количество трещин на метр в заданном окне расчета;
- поверхностную плотность трещин: характеризует длину трещин относительно площади стенки скважины в заданном окне расчета;
- объемную плотность трещин: характеризует площадь трещин в объеме скважины в заданном окне расчета (рис. 2.22).

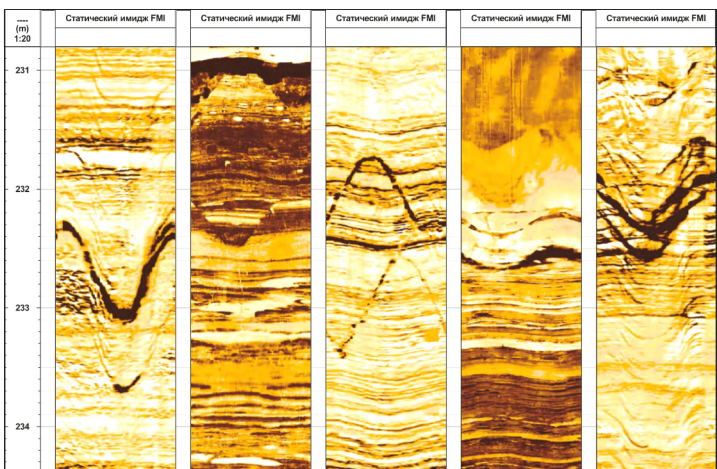


Рис. 2.22. Примеры трещин на имиджах FMI

Раскрытость трещин по методике Luthi-Souhaite рассчитывается как среднее значение раскрытости по длине трещины (рис. 2.23). Различают среднюю арифметическую и среднюю степенную раскрытости.

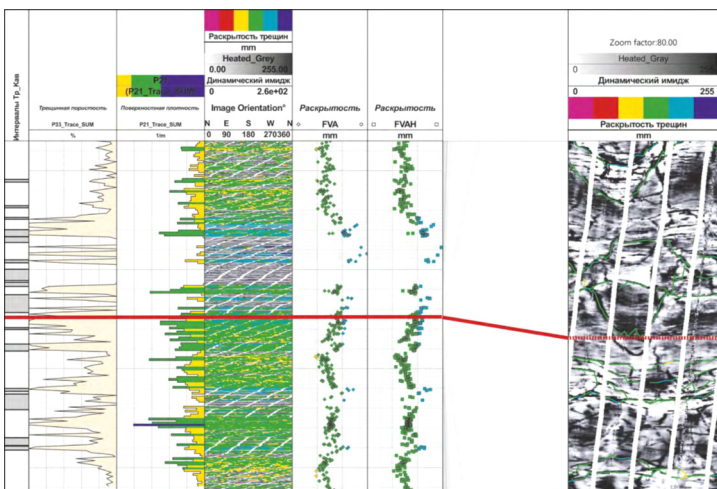


Рис. 2.23. Расчет раскрытости трещин по методике S.M. Luthi, P. Souhaite

Микроимиджи являются надежным инструментом поиска интервалов со вторичной пористостью, однако не позволяют ответить на вопрос, являются ли выделенные трещины и каверны проницаемыми. Совместный анализ данных микроимиджей и характеристик волны Стоунли позволяет выделять проницаемые трещины в разрезе (рис. 2.24).

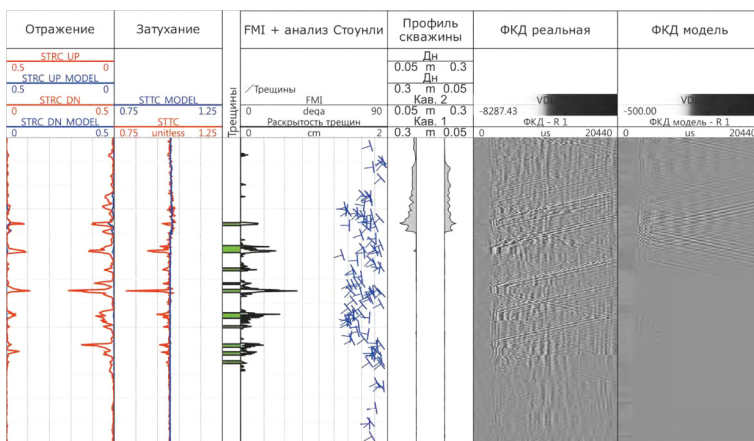


Рис. 2.24. Пример результатов выделения зон трещиноватости и оценки проницаемости трещин по данным волны Стоунли

Чувствительность волны Стоунли к проницаемым трещинам основана на ее затухании и появлении отражений в местах пересечения трещин скважиной. Анализ волны Стоунли включает расчет коэффициентов отражения и прохождения по зарегистрированным волновым полям. Дополнительный расчет аналогичных коэффициентов по волновым полям, смоделированным с учетом литологии и геометрии ствола скважины, позволяет учесть влияние условий измерения на результат интерпретации. Зависимость, полученная по результатам численного моделирования и проверенная на лабораторных моделях, позволяет рассчитать эффективную раскрытость трещин и их проницаемость.

Анализ выполняется в условиях низкопористых разрезов при отсутствии значимой проницаемости матрицы.

Пример интерпретации данных, полученных с помощью прибора на Маговском месторождении в интервале 2484,5–2730,0 м. На рис. 2.25 приведен сводный планшет анализа трещиноватости

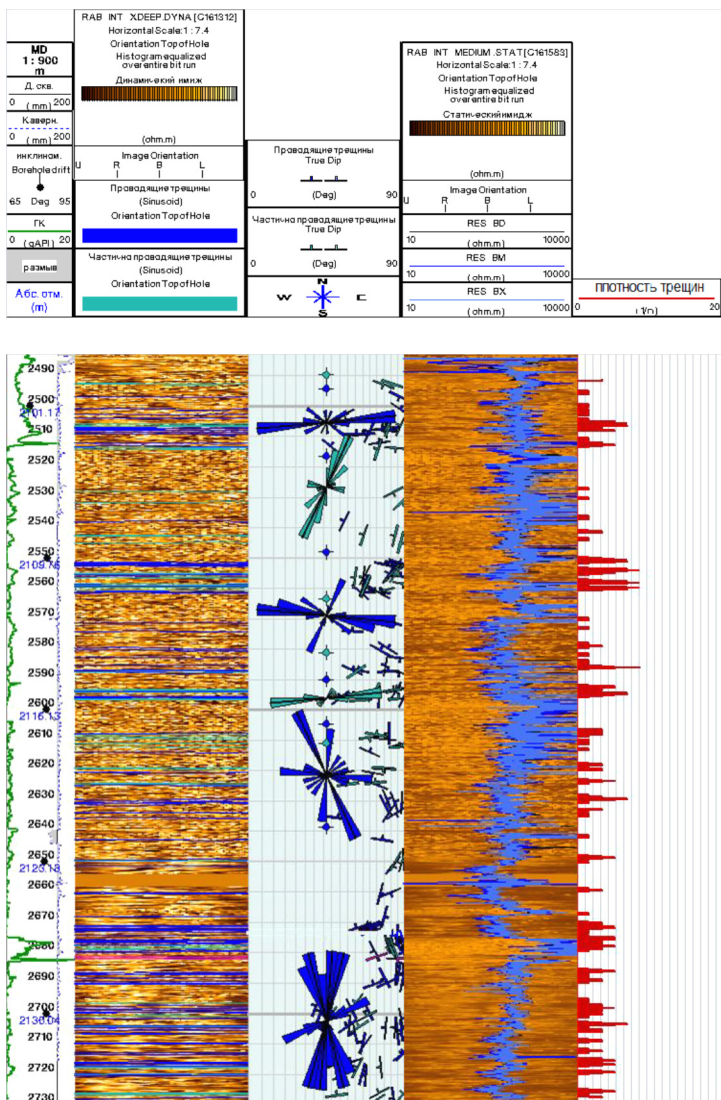


Рис. 2.25. Сводный планшет результата анализа трещиноватости

с указанием направлений простираения и плотности распределения проводящих и частично проводящих трещин. На рис. 2.26 приведен пример трассирования естественных проводящих трещин по имиджам MicroScope.

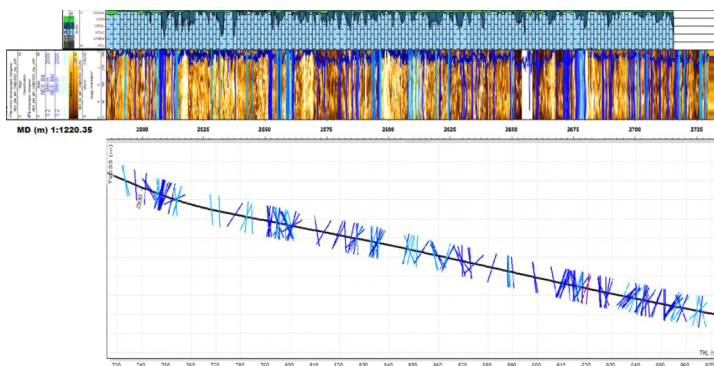


Рис. 2.26. Трассирование естественных проводящих трещин по имиджам MicroScope. Изображение траектории скважины с плоскостями пересечения естественных трещин

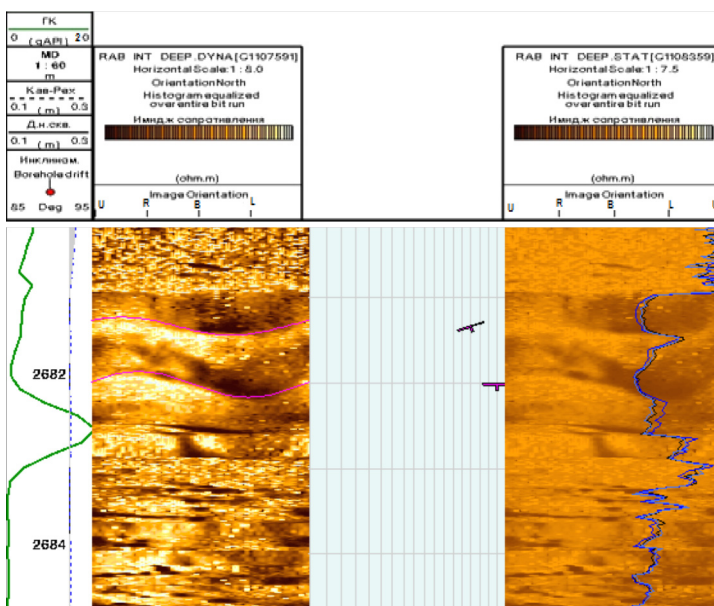


Рис. 2.27. Микроразломы по имиджам MicroScope

Кроме того, в интерпретации имиджей УЭС в интервале 2681,0–2683,0 м по скачкообразному изменению гамма-каротажа и кривых сопротивления выделены границы, классифицируемые как возможные микроразломы (направление простирания микро-разломов субширотное) (рис. 2.27).

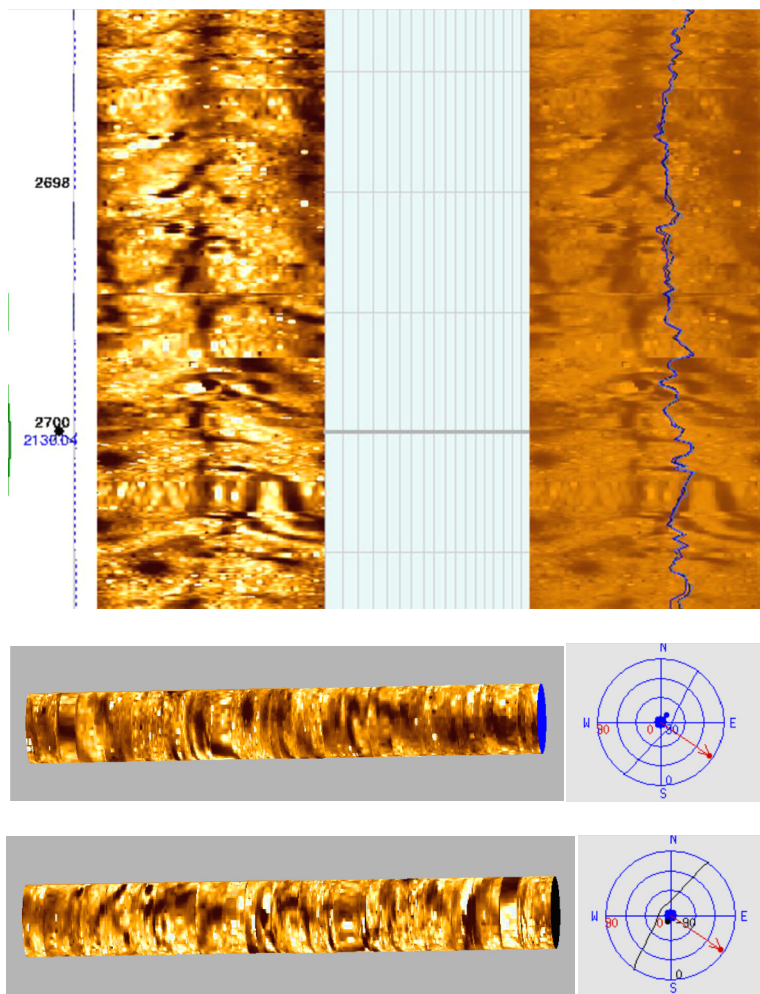


Рис. 2.28. Пример развития техногенной трещиноватости

В горизонтальном стволе скважины в интервале 2691,0–2704,0 м наблюдается развитие вертикальной техногенной трещиноватости, что говорит о воздействии на породы максимального горизонтального напряжения. Азимут простирания трещины составляет 130° (юго-восток) – 310° (северо-запад) (рис. 2.28).

2.1.4. Радиоактивный каротаж

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерении характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (РК). Наиболее широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, предназначенный для изучения естественного γ -излучения горных пород, и нейтронный каротаж, основанный на эффекте взаимодействия с горной породой источников γ -излучения и нейтронов.

Радиоактивность – самопроизвольное превращение ядер изотопов в ядра других элементов. Превращение ядра обычно происходит путем излучения альфа- или бета-частицы (α - и β -распад), реже наблюдается захват ядром одного из электронов оболочки атома (К-захват). Каждый вид распада сопровождается испусканием гамма-квантов. α - и β -лучи – соответственно поток ядер гелия (${}^4_2\text{He}$) и быстрых электронов. Они замедляются при проходе через вещество, затрачивая энергию на ионизацию атомов. Пробег бета-частиц – не более нескольких миллиметров. Пробег альфа-частиц – в несколько раз меньше.

Гамма-лучи представляют собой поток «частиц» (квантов) высокочастотного электромагнитного излучения наподобие света, но с гораздо меньшей длиной волны, т.е. с большей энергией кванта. Пробег гамма-квантов в веществе – в несколько десятков раз больше пробега для бета-частиц той же энергии.

Энергия гамма-квантов и других ядерных частиц выражается в электрон-вольтах (эВ): $1\text{ЭВ} = 1,602 \cdot 10^{-19}$ Дж. Энергия α - и β -частиц и гаммаквантов изменяется от долей до 3 МэВ. Так, для урана U226

(и образующегося из него Ra) энергия гамма-квантов $E = 1,76$ МэВ, для тория $\text{Th}^{232} - E = 2,62$ МэВ, а для $\text{K}^{40} - E = 1,46$ МэВ.

Абсолютная радиоактивность (активность) вещества – число распадов в 1 секунду (расп/с). Активность в 1 расп/с носит название беккерель (Бк). Существует внесистемная единица Кюри (Ки), равная активности 1 г ^{226}Ra ($1\text{Ки} = 3,7 \cdot 10^{10}$ Бк). Энергия и количество гамма-квантов на один распад различны для различных изотопов, поэтому величина радиоактивности в беккерелях недостаточна для суждения о гамма-активности вещества. Для ее характеристики еще недавно использовали специальную единицу – миллиграмм – эквивалент радия (мг·экв. Ra). Вещество имеет активность в 1 мг·экв. Ra, если его гамма-излучение обладает такой же ионизирующей способностью, что и излучение 1 мг радия после прохождения через платиновый фильтр толщиной 0,5 мм.

Воздействие гамма-квантов на вещество зависит от их ионизирующей способности. Учитывая это, интенсивность гамма-излучения в данной точке пространства принято характеризовать величиной, называемой доза. Единица дозы – кулон на килограмм (Кл/кг). Доза равна 1 Кл/кг, если в результате ионизации излучением в 1 кг абсолютно сухого воздуха образуются заряды в 1 Кл (каждого знака). Доза, создаваемая в единицу времени, называется мощностью дозы. Ее единица 1 А/кг. Внесистемная единица дозы – рентген ($1\text{Р} = 2 \cdot 58 \cdot 10^{-4}$ Кл/кг) и единица мощности дозы – микрорентген в час ($1\text{мкР/ч} = 71,7 \cdot 10^{-15}$ А/кг). (Для примера, радиевый источник активности 1 мКи на расстоянии 1 м от него создает в воздухе мощность дозы 850 мкР/ч).

Радиоактивность горных пород обусловлена в основном присутствием в них урана, тория, радиоактивных продуктов их распада и, наконец, калия, один из изотопов которого ^{40}K также радиоактивен.

Если не считать урановых и ториевых руд, наибольшей гамма-активностью обладают кислые изверженные породы, например граниты, а также глины. По интенсивности гамма-излучения 1 г этих пород эквивалентен $(4-6) \cdot 10^{-12}$ г ^{226}Ra . Наименее активны (менее 10–12 г Ra) ультраосновные породы, а среди осадочных

пород – чистые разности известняков, песчаников, большинства каменных углей и особенно гидрохимических пород (кроме калийных солей). В осадочных породах, как правило, радиоактивность тем больше, чем выше содержание глинистой фракции. Это позволяет по кривым I_γ различать глины, глинистые и чистые разности известняков, песчаников. (Повышенная радиоактивность глинистых пород объясняется тем, что благодаря большой удельной поверхности они в процессе осадконакопления сорбируют большее количество соединений урана и тория, чем неглинистые породы. Имеет значение и калий, входящий в состав некоторых глинистых минералов.)

Гамма-каротаж (ГК) заключается в измерении γ -излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной. Наиболее распространенными ЕРЭ являются: U (и образующийся из него Ra), Th и K.

У магматических пород максимальной активностью отличаются кислые породы (в основном, из-за повышенного содержания калия, в котором содержится около 0,7 % радиоактивного изотопа K^{40}).

Среди осадочных пород наиболее активны глины, обладающие высокой адсорбционной способностью, менее активны песчаники и, наконец, наименьшей активностью обладают известняки и доломиты, а также гидрохимические осадки (гипс, ангидрит, каменная соль). Исключение составляют только калийные соли, отличающиеся повышенной активностью благодаря содержащемуся в них K (рис. 2.29, а).

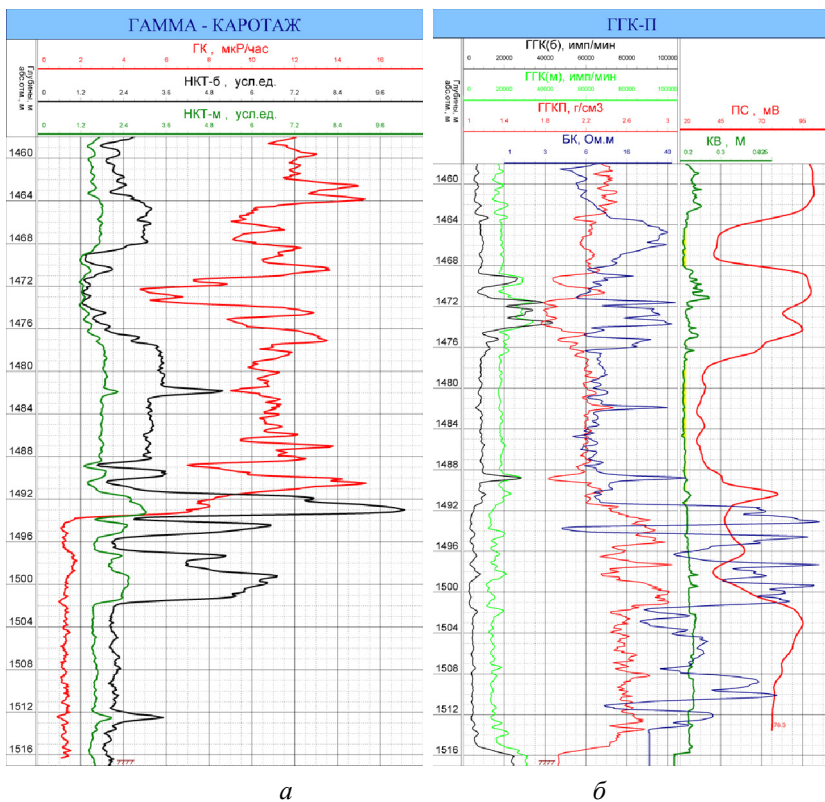
Гамма-излучение, измеряемое при гамма-каротаже, включает и так называемое фоновое излучение (фон). Фоновое излучение вызвано загрязнением радиоактивными веществами материалов, из которых изготовлен глубинный прибор, и космическим излучением. Влияние космического излучения резко снижается с глубиной и на глубине нескольких десятков метров на результатах измерений уже не сказывается.

Влияние скважины на показания ГК проявляется:

- 1) в повышении интенсивности γ -излучения за счет естественной радиоактивности колонн, промывочной жидкости и цемента;

2) в ослаблении γ -излучения горных пород вследствие поглощения γ -лучей колонной, промывочной жидкостью и цементом.

В связи с преобладающим значением второго процесса влияние скважины сказывается главным образом в поглощении γ -лучей горных пород. Это приводит к тому, что при выходе глубинного скважинного снаряда из жидкости наблюдается увеличение γ -излучения. При переходе его из необсаженной части скважины в обсаженную отмечается снижение интенсивности естественных γ -излучений, что вызывает смещение кривых и уменьшение дифференцированности диаграммы.



а б
Рис. 2.29. Пример гамма-каротажа (а)
и плотностного гамма-гамма-каротажа (б)

Считается, что эффективный радиус действия установки гаммакаротажа (радиус сферы, из которой исходит 90 % излучений, воспринимаемых индикатором) соответствует приблизительно 30 см; излучение от более удаленных участков породы поглощается окружающей средой, не достигнув индикатора.

Современные каротажные радиометры обеспечивают возможность не только определения интегральной интенсивности I_γ , но и возможность спектрометрии, т.е. определения энергии поступающих на детектор γ -квантов, что позволяет определить, с каким ЕРЭ связана радиоактивность горной породы. Для этого один канал радиометра настраивают на энергию основной линии γ -излучения Ra^{226} – 1,76 МэВ, другой – на основную линию Th^{232} – 2,6 МэВ и третий – на энергию γ -излучения K^{40} – 1,46 МэВ.

При выполнении ГК важным моментом является соблюдение оптимальной скорости движения скважинного прибора. Скорость каротажа должна быть такой, чтобы при движении детектора против пласта минимальной мощности h показания радиометра успели достичь максимальных значений $I_{упл}$. При более высокой скорости аномалия ГК получается меньшей интенсивности и растянутой по глубине (в общем случае скорость ГК не должна превышать 360–400 м/ч).

Прибор для регистрации ГК может быть совмещен с локатором муфт и стреляющим перфоратором (одновременная запись гамма-каротажа и локатора муфт позволяет установить стреляющий перфоратор в нужном интервале с высокой точностью).

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) заключается в облучении горных пород γ -квантами искусственного источника и измерении рассеянного γ -излучения. Аппаратура ГГК устроена так же, как и аппаратура ГК, но скважинный снаряд дополняется источником γ -квантов.

Расстояние между центрами детектора и источника называется длиной зонда. Чтобы прямое γ -излучение источника не попадало на детектор, между ними помещают свинцовый экран.

Поскольку рассеянное излучение имеет более низкую энергию, чем прямое, то для уменьшения его поглощения в буровом растворе детектор γ -квантов так же, как и источник, прижимают к стенке скважины, а для уменьшения влияния кавернозности

стволов скважин и детектор, и источник обычно размещают в небольшом выносном блоке, прижимаемом к стенке скважины и способном заходить в каверны.

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) основан на изучении комптоновского рассеяния γ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект наблюдается при достаточно высокой энергии γ -квантов, то в ГГК-П используют источники с энергией $E_\gamma > 0,5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные изотопы Co^{60} , Cs^{137} и естественный ЕРЭ – Ra^{226} , который дает целый спектр γ -квантов с энергиями от 0,35 до 1,76 МэВ.

ГГК-П находит применение при исследовании нефтяных, газовых, углеразведочных и рудных скважин (рис. 2.29, б).

Плотность породы определяют по результатам плотностного ГГК. При этом аппаратуру градуируют на эталонных образцах с известной плотностью. Современная аппаратура позволяет получать диаграммы ГГКП, масштаб которых сразу разбит в единицах плотности (рис. 2.30).

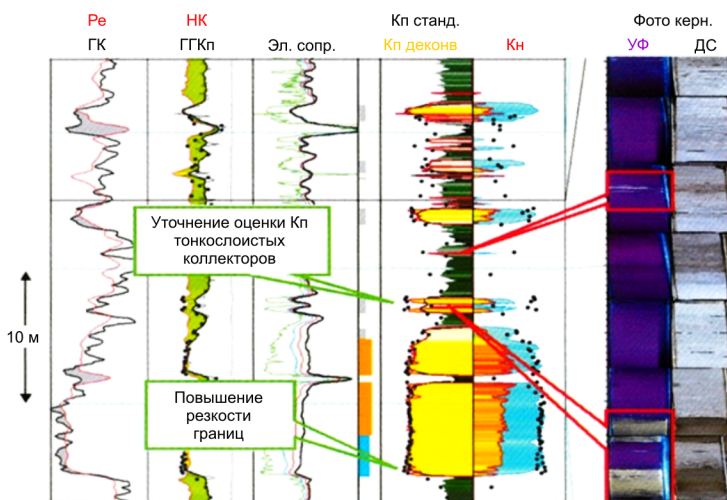


Рис. 2.30. Уточнение оценки пористости тонкослоистых коллекторов в результате проведения деконволюции плотностного каротажа

На нефтяных и газовых месторождениях ГГК-П применяют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород-коллекторов. Длина зондов от 20 до 50 см. ГГК-П применяют также для определения высоты подъема и наличия пустот в цементном камне, поскольку плотность цементного камня $2,2 \text{ г/см}^3$, а жидкости, заполняющей пустоты в нем, $1,0\text{--}1,2 \text{ г/см}^3$.

Оценка пористости газонасыщенности коллекторов по данным совместного анализа ЯМК и ГГК-П. Методика позволяет провести учет влияния остаточного газа, не вытесненного при формировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, на показания ЯМК и ГГК-П, а также в оперативном режиме провести оценку пористости без привлечения специальных методик построения петрофизической модели исследуемых пород. В результате корректного определения значений общей пористости производится пересчет оценок остаточного водонасыщения и коэффициента проницаемости по уравнению Тимура. Кроме того, применение данного подхода позволяет выделить в разрезе газонасыщенные интервалы и провести оптимизацию дальнейшей программы опробования пластов коллекторов. Пример данных ГИС на рис. 2.31. В интервале X210–270 наблюдается четкий дефицит пористости по данным ЯМК и ННК-т, а также снижение значений объемной плотности по ГГК-П, обусловленное влиянием остаточного газа, не вытесненного при формировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Также представлено сопоставление результатов оценки общей пористости по данным ГИС и измерений на образцах керна.

Нейтронный каротаж (стационарные нейтронные методы). При нейтронном каротаже изучаются характеристики нейтронного и γ -излучений, возникающих при облучении горных пород источником нейтронов. В промышленности применяются стационарные и импульсные нейтронные методы исследования скважин. К стационарным относятся: нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (НК-Т) и над-тепловым (НК-Н) нейтронам.

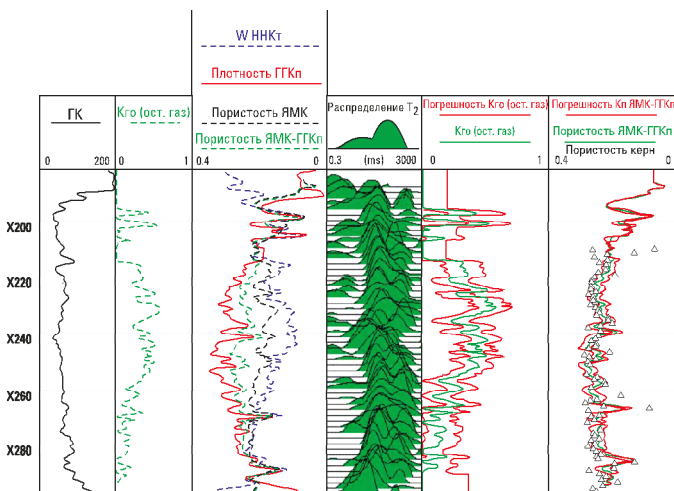


Рис. 2.31. Пример данных совместного анализа ЯМК и ГГК-П

Метод **нейтронного гамма-каротажа (НГК)** является одним из ведущих методов исследования скважин нефтяных и газовых месторождений. В комплексе с другими методами нейтронный гамма-каротаж применяется для литологического расчленения разрезов скважин, выделения коллекторов, оценки пористости, отбивки водонефтяного и газонефтяного контактов и т.п.

В нейтронном гамма-каротаже измеряется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород. Для возбуждения этого излучения стенки скважины бомбардируют нейтронами. НГК основан на измерении характеристик поля γ -излучения, возникающего под действием внешнего источника нейтронов.

Скважинный прибор НГК включает в себя источник нейтронов и детектор гамма-излучения. В качестве источников нейтронов в России применяют обычно ампулы, заполненные смесью порошкообразного бериллия и какой-либо соли полония. Источник Po-Be дает около $2 \cdot 10^6$ нейтронов в секунду на 1 г полония и примерно столько же гамма-квантов. Большая часть нейтронов – быстрые, с энергиями от 3,5 до 6 МэВ.

Поскольку нейтроны не имеют электрического заряда, проникающая способность их очень велика. Сталкиваясь с ядрами атомов горных пород, нейтроны теряют часть своей энергии и замедляются. При этом большая часть кинетической энергии теряется при соударении с ядрами легких атомов, главным образом водорода. После примерно 25 соударений с ядрами водорода нейтроны замедляются до «тепловых» энергий (около 0,025 эВ) и диффундируют через породы, пока не будут захвачены. Теп-

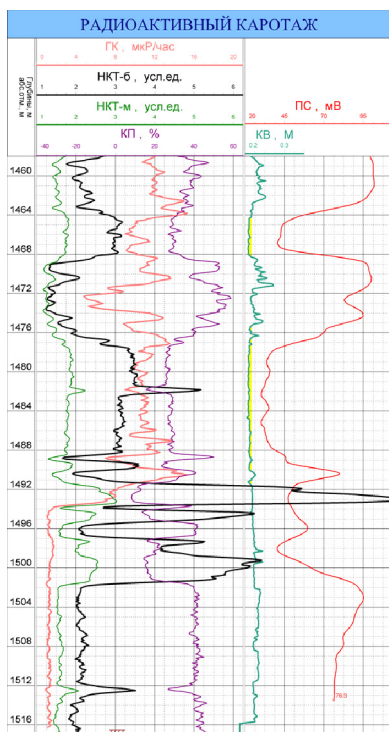


Рис. 2.32. Пример результатов нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т)

ловые нейтроны могут захватываться ядрами всех элементов, кроме He. Низкие сечения захвата тепловых нейтронов имеют элементы О и С. Аномально высокие сечения захвата у таких элементов, как Т, Cd, В, Сl и некоторых других. Акт захвата теплового нейтрона сопровождается испусканием γ -квантов, которые образуют так называемое γ -излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Часть этих γ -квантов фиксируется детектором в скважинном снаряде НГК.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) заключается в измерении плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника (рис. 2.32).

При постоянной длине зонда плотность потока тепловых нейтронов (E_n – 0,025 эВ) зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т.е. от водородосодержания и наличия

элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Таким образом, ННК-Т дает такие же результаты, как и метод НГК. На диаграммах нейтронного каротажа по тепловым нейтронам водородосодержащие пласты выделяются так же, как и на кривых НГК, низкими значениями, малопористые пласты – более высокими значениями. Однако на показания ННК-Т значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому ННК-Т весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от минерализации промысловой жидкости и пластовой воды.

При исследовании нефтяных и газовых скважин хорошие результаты дает *многозондовый нейтрон-нейтронный каротаж (МННК)*. В скважинном приборе МННК измерение нейтронного потока производят с помощью двух или нескольких детекторов, расположенных на разном расстоянии от источника. Длина малого зонда составляет 30–40 см, а большого – 60–70 см. Все современные приборы по факту являются скомпенсированными – двухзондовыми, то есть на данный момент понятия МННК для двухзондовых приборов не существует.

Надтепловыми считаются нейтроны с энергией от 100 эВ до 20 кэВ. *Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ)* заключается в измерении плотности потока надтепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

Плотность потока надтепловых нейтронов определяется главным образом замедляющими свойствами среды, т.е. ее водородосодержанием, и практически не зависит от ее поглощающих свойств (от содержания элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов). В этом заключается преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НГК.

Детекторами надтепловых нейтронов служат бор-фтористые газоразрядные и сцинтилляционные счетчики тепловых нейтронов ЛДН, окруженные парафин-борным фильтром.

Поскольку в среде, где размещается детектор, существуют и надтепловые, и тепловые нейтроны, бор, содержащийся в фильт-

ре, поглощает тепловые нейтроны, поступающие на счетчик, а парафин, в котором содержится много водорода, замедляет надтепловые до тепловых энергий, которые затем попадают на счетчик и регистрируются им. В ННК-НТ так же, как и в других нейтронных методах, могут использоваться как большие (заинтересованные), так и малые (доинверсионные) зонды.

Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна небольшая глубинность исследования, которая в зависимости от свойств пород и их водородосодержания составляет от 20 до 30 см (уменьшаясь с ростом водородосодержания). Наименьшая глубинность характерна для ННК-НТ, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

Обсадная колонна поглощает тепловые и надтепловые нейтроны, занижая данные ННК-Т и ННК-Н: 1-поглощением колонной значительной части γ -излучений, поступающих из породы.

В методе *импульсного нейтронного каротажа (ИНК)* горные породы облучают кратковременными потоками быстрых нейтронов и изучают результаты их взаимодействия с окружающей средой.

При импульсном облучении процессы замедления быстрых и диффузии тепловых нейтронов происходят последовательно и могут быть исследованы раздельно в зависимости от времени задержки. Плотность потока тепловых нейтронов сначала увеличивается за счет замедления быстрых нейтронов и через 10–100 мкс достигает максимума, а затем уменьшается за счет того, что тепловые нейтроны начинают диффундировать вдоль оси скважины, а из скважины – в пласт и поглощаться. Время замедления быстрых нейтронов (10 – 10^2 мкс) характеризует замедляющие свойства, т.е. водородосодержание горных пород, а время диффузии тепловых нейтронов (10^2 – 10^4 мкс) определяется и водородосодержанием, и наличием ядер с большим сечением захвата тепловых нейтронов (например, Cl в пластовых водах).

Поскольку время жизни тепловых нейтронов в пласте больше, чем в скважине (из-за большего количества водорода), то, спустя некоторое время после испускания импульса, количество тепловых

нейтронов в скважине становится меньше, чем в пласте, и они начинают диффундировать из пласта в скважину. С увеличением времени задержки детектор регистрирует все меньшее количество тепловых нейтронов, но эти нейтроны представляют наибольший интерес, так как они идут из наибольшей глубины пласта.

Длительность потока нейтронов зависит от времени подачи напряжения на анод и составляет обычно от 10 до 20 мкс. Длительность нейтронного импульса обозначают Δt , а интервал времени между импульсами – t . Частота следования импульсов от 10 до 500 Гц. Через некоторое время после испускания импульса, называемое временем задержки t_z , производят измерение плотности потока нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом в среде в течение какого-то интервала времени замера $\Delta t_{\text{зам}}$. Изменяя время задержки при постоянном $\Delta t_{\text{зам}}$, можно получить зависимость плотности нейтронов (тепловых или надтепловых) или интенсивности радиационного γ -излучения от времени задержки. Таким образом, ИНК позволяет исследовать не только пространственно-энергетическое, но и временное распределение нейтронов в среде и, следовательно, более полно изучить нейтронные характеристики горных пород.

Импульсный нейтронный каротаж возможен в вариантах ИННК-НТ, ИННК-Т, ИНГК и ИНГК-С (со спектрометрией ГИРЗ).

В настоящее время получили наибольшее распространение две модификации импульсных нейтронных методов – с регистрацией **тепловых нейтронов (ИННК-Т)** и **гамма-квантов радиационного захвата (ИНГК)**. Регистрация нейтронов (и гамма-квантов) в этих методах осуществляется в интервале между двумя импульсами источника через некоторое время задержки t после каждого импульса. Быстрые нейтроны замедляются до тепловой энергии и при дальнейшей диффузии поглощаются ядрами среды. Регистрируя тепловые нейтроны (ИННК-Т) или гамма-кванты (ИНГК) при двух значениях времени задержки или более, можно определить среднее время жизни тепловых нейтронов в горной породе τ , которое позволяет судить о концентрации элементов, имеющих высокое сечение поглощения тепловых нейтронов.

Импульсный нейтронный каротаж в разновидности ИННК применяют при исследовании скважин в условиях низкой минерализации пластовых вод (до 0,3 % объемного содержания NaCl в породе), а метод ИНГК – для изучения действующих скважин в условиях высокой минерализации пластовых вод.

Измерения при ИННК-Т (ИНГК) выполняют либо при движении прибора по стволу скважины (и в результате получают непрерывные диаграммы для двух-трех каналов с различными значениями времени задержки), либо иногда при неподвижном приборе (на точках) для повышения точности.

Гамма-нейтронный каротаж (ГНК) основан на явлении ядерного фотоэффекта и заключается в регистрации тепловых нейтронов, возникающих в результате облучения горных пород жестким γ -излучением.

Скважинный прибор содержит источник γ -квантов и детектор нейтронов. В качестве детекторов используют пропорциональные газоразрядные или сцинтилляционные (на основе ZnS) счетчики тепловых нейтронов. Длина зонда 12–13 см. Глубина исследования примерно такая же, как в методе НК-Т.

Нейтронно-активационный каротаж (НАК) основан на измерении активности искусственных радиоактивных изотопов, образующихся в горных породах при облучении их тепловыми и быстрыми нейтронами.

В каротаже используются те реакции активации, которые приводят к образованию радионуклидов, дающих γ -излучение. На практике для возбуждения этого излучения в скважину помещают стационарный источник нейтронов и облучают им горную породу, предварительно измерив в этой точке естественную γ -активность. Время облучения должно быть соизмеримо с периодом полураспада исследуемого искусственного радионуклида, чтобы он успел накопиться в достаточном количестве. Затем на место источника нейтронов помещают детектор γ -квантов и измеряют наведенную активность. Наведенная активность пропорциональна числу ядер активируемого элемента в породе и спадает с течением времени, как и радиоактивность естественных элементов, по экспоненте. Поскольку одновременно с исследуемым

элементом активируются и другие элементы, входящие в состав горной породы, то для выделения излучения исследуемого элемента используют временную (по периоду полураспада) или энергетическую селекцию.

2.1.5 Спектрометрический гамма-метод

Возможности РГЭ при контроле за вытеснением нефти водой значительно повышаются при использовании спектральной модификации гамма-каротажа (ГКС) за счет более высокой чувствитель-

ности этого метода к радиоактивным элементам (40K, Th, U, Ra).

Спектрометрический гамма-картаж СГК (ГКС) основан на изучении энергетических спектров естественного гамма-излучения горных пород. «Калиевый» канал составляет 1,3–1,6 МэВ, «урановый» – 1,65–1,95 МэВ, «ториевый» – 2,4–2,8 МэВ. В результате количественно оцениваются концентрация и содержание радиоактивных элементов. В основном СГК применяют для детального разделения (корреляции) разрезов. Метод позволяет проводить фациальный анализ (условия осадконакопления), определять битуминозные интервалы (урановая составляющая), определять РГХА при контроле технического состояния (рис. 2.33).

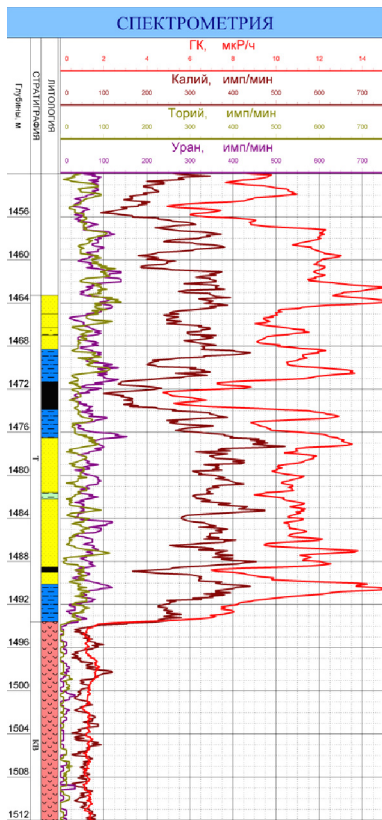


Рис. 2.33. Пример результатов спектрометрического гамма-каротажа

Метод может быть реализован как в необсаженных, так

и обсаженных скважинах с любым заполнением ствола. Специализированное МО обеспечивает переход измеряемых в импульсах в минуту величин в эквивалентные массовые доли компонент. В процессе измерений для контроля качества записей, как правило, производится дублирующий (повторный) замер.

2.2. Методы изучения приток-состава в обсаженной скважине

К методам оценки «приток-состава» (другой, устаревший, термин – «потокотметрия») относятся методы ПГИ, предназначенные для определения сугубо эксплуатационных параметров работающих пластов и скважины в целом (расходотметрия (РМ), термометрия (ТМ), барометрия (БМ), методы оценки состава в стволе (ВЛ, ПЛ, РИ, ТИ, СОА), шумотметрия (ШИ и ШС), а также КНАМ (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 «приток-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, 80 МПа), способная работать на одножильном кабеле, коррозионно-стойкая (к составу продукции), с центрираторами (или без), с открывающимся пакером (или без) и др.

2.2.1. Дебитометрия и расходотметрия

Объем жидкости или газа, циркулирующих в стволе скважины, фиксируется глубинными расходомерами (измеряют расход воды, нагнетаемой в скважину) и дебитомерами (притоки нефти, газа и их смеси с водой).

Дебитомеры и расходомеры делятся на механические и термокондуктивные по способу регистрации – автономные (регистрация сигналов осуществляется внутри прибора) и дистанционные (сигналы для регистрации передаются по линии связи на поверхность), по условиям измерений – на пакерные и беспакерные.

Механические дебитомеры (расходомеры). В механических дистанционных дебитомерах и расходомерах обычно используются преобразователи скорости потока жидкости. Чувствительным элементом служит турбинка, вращающаяся набегающим потоком того или иного флюида. Скорость вращения турбинки преобразуется в электрические сигналы с помощью магнитного прерывателя тока. На роторе турбинки укреплен кольцевой магнит, взаимодействующий с магнитной стрелкой. Вторая колеблется вокруг оси. Один оборот кольцевого магнита вызывает одно полное колебание стрелки между упором и неподвижным контактом, в результате чего замыкается и размыкается токовая цепь. Для увеличения времени, в течение которого электрическая цепь замкнута, служит дополнительный магнит. При замыкании цепи в линию связи поступает электрический импульс тока. Скорость вращения турбинки пропорциональна величине измеряемого дебита жидкости или газа. Следовательно, чем выше дебит, тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Контактный магнитный прерыватель тока обеспечивает стабильную работу прибора при скорости вращения турбинки до 3000 об/мин. Частота импульсов, поступающих по линии связи на поверхность, преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения которая фиксируется регистрирующим прибором.

Методика проведения исследований скважин механическими дебитомерами и расходомерами заключается в следующем. Прибор опускается в скважину до кровли верхнего перфорированного пласта, и при открытом пакере или центраторе производятся периодические отсчеты и запись показаний. При это регистрируются показания калибратора, нулевые линии и показания суммарного дебита. Затем при закрытом пакере со скоростью 60–80 м/ч записывается непрерывная диаграмма до воронки НКТ.

По данным полученной непрерывной дебитограммы намечают положения точечных измерений дебита. На участках кривой с резкими изменениями дебита расстояния между точками наблюдения выбирают через 0,4 м, на участках с малыми изменениями дебита – через 1–2 м. Измерения на точках выполняют с полностью открытым пакером в течение 1 мин. При перемещении прибора на другую точку пакер прикрывают.

Механические дебитомеры и расходомеры позволяют:

- определять общий дебит или расход жидкости по пластам;
- получать профиль притока и приемистости жидкости по мощности перфорированного пласта в эксплуатационных и нагнетательных скважинах;
- осуществлять контроль за техническим состоянием скважин;
- определять перетоки между перфорированными пластами после остановки скважины.

Преимущество механических дебитометров – их малая чувствительность к составу протекающего флюида. Недостатком является их низкая пороговая чувствительность, поэтому часто подошва работающего интервала отбивается выше нижней границы перфорированного участка, а малые притоки или поглощения жидкости могут оказаться незафиксированными. Невозможно проводить исследования механическими дебитометрами в случае, если флюид «загрязнен» какими-либо механическими примесями.

В связи с этим интерпретация механическим профилеграмм должна осуществляться в комплексе с терморасходограммами и кривыми высокочувствительной термометрии.

Термокондуктивные дебитомеры (расходомеры). Термокондуктивные расходомеры работают по принципу термоанометра, т.е. их работа основана на определении количества тепла, отдаваемого непрерывно нагреваемым телом, которое помещено в поток жидкости или газа. По количеству отдаваемого тепла судят о линейной скорости потока, которая связана с объемным расходом жидкости. В поток скважинной жидкости помещается спираль, нагреваемая постоянным стабилизированным током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Эта же спираль-термосопротивление является датчиком дебито-

мера и расходомера. Набегающий поток жидкости или газа охлаждает спираль и тем самым изменяет ее активное сопротивление. Температура датчика колеблется в зависимости от скорости движения охлаждающей жидкости. Фиксируя изменение сопротивления термодатчика, получают кривую термокондуктивной дебитометрии (расходомертии). Величина теплоотдачи термосопротивления зависит также от тепловых характеристик среды, силы тока, диаметров скважины и колонны. В скважине с постоянным диаметром и однородной средой на теплоотдачу термосопротивления влияет только средняя линейная скорость потока, что позволяет измерить его скорость и построить профиль притока или поглощения флюида.

Термокондуктивные дебитомеры (расходомеры) обладают более высокой чувствительностью, не вносят гидродинамических сопротивлений в поток, имеют высокую проходимость в скважинах из-за отсутствия пакера, не подвержены влиянию загрязняющих механических примесей и надежны в работе. Однако показания термокондуктивных дебитометров (расходомеров) существенно зависят от состава смесей, протекающих по стволу скважины, поэтому термодебитограммы могут быть использованы для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида.

2.2.2. Барометрия

Барометрия изучает поведение давления во времени или градиента давления по стволу скважины. 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 «приток-состава»).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальное. Различают также манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие по кабелю. Преобразователи давления могут быть пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), а также струнного и мембранного типов (устаревшие модели).

Прибор (модуль) с датчиками давления комплексируют с другими датчиками методов оценки «притока-состава», а также ГК и локатором муфт ЛМ (для привязки по разрезу).

Измерения абсолютных давлений и их изменений проводят тремя способами: 1) изменение давления в функции времени на фиксированных точках глубины; 2) стационарное поле давления по стволу скважины как функцию глубины; 3) 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 – КВУ, КВД).

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, находимые значения плотности усреднены как по сечению потока, так и по интервалу замера. Аналогичная оценка плотности допустима также при низких скоростях потока, когда влияние гидравлических потерь несущественно.

2.2.3. Термометрия

Метод термометрии заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине. Измеряемая величина – температура (либо разность температур) – в градусах Цельсия (°C).

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 др.

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 др. Подобные исследования могут быть выполнены и в неработающих скважинах.

Измерения искусственных полей ведут:

- для оценки технического состояния обсаженных скважин; определения высоты подъема цемента; выделения интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб;
- для сопровождения процесса эксплуатации скважин в комплексе с другими методами определения «приток-состава»: выделение интервалов и профилей притоков и приемистости; установление обводненных интервалов в добывающих скважинах; прослеживание температурного фронта закачиваемых вод; определение интервалов внутриколонных перетоков; контроль за внутрипластовым горением и т.п.

Для измерения температуры в скважине используются термометры, отличающиеся друг от друга как по принципу действия (т.е. чувствительным элементом и первичным преобразователем), так и по конструктивному и схемному исполнению.

Наибольший интерес по своим измерительным возможностям представляют термометры сопротивления на трехжильном

кабеле. В качестве чувствительного элемента в них используются обычные медные термосопротивления, которые включены в мост постоянного тока.

В отличие от термометров сопротивления на трехжильном кабеле в термометрах на одножильном бронированном кабеле в скважину опускают лишь один чувствительный элемент измерительной схемы, так как в качестве канала связи между скважинным датчиком и вторичной аппаратурой в них используется этот же кабель.

В тех случаях, когда необходимо снимать температурные кривые в скважинах с большой детальностью, используют дифференциальные термометры. Благодаря большой чувствительности эта измерительная аппаратура позволяет успешно решать многие промысловые задачи.

По своему назначению и конструктивному исполнению дифференциальные термометры имеют две различные модификации: градиент-термометры, предназначенные для измерения разности температур в двух близлежащих точках; аномалий-термометры, предназначенные для измерения отклонения температуры от некоторого среднего значения.

2.2.4. 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 благоприятны условия для выделения обводненных интервалов – начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти).

Влагометрия дает возможность определять состав флюида в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды измеряется от 50 до 80 отн. ед., нефти – от 2 до 4 отн. ед., а газа – 1 отн. ед. Повышение содержания воды в нефти и газе существенно повышает диэлектрическую проницаемость смесей. Величина диэлектрической проницаемости флюидов измеряется диэлектрическими влагомерами. Прибор представляет собой измерительный RC-

генератор, в колебательный контур которого включен измерительный проточный конденсатор. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная или водогазовая смесь. Для измерения диэлектрической проницаемости флюидов используются влагомеры типа ВГД. Строится эталонировочный график зависимости частоты измеряемого сигнала f кГц от процентного содержания воды в нефти. Форма зависимости носит экспоненциальный характер, что является одним из недостатков данного метода. 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 скважины.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

На влагограмме можно установить границу воды и нефти или их смесей по уменьшению показаний при входе от водоносной зоны к нефтеносной. Данные влагометрии позволяют определить процентное содержание воды в нефти в смеси с точностью до ± 10 %.

Влагометрию применяют для определения состава флюидов в стволе скважине, 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. Влагометрия комплексировается с другими методами оценки «приток-состава».

2.2.5. Гамма-гамма-плотностеметрия

Гамма-гамма-плотностеметрия (плотностеметрия) основана на изучении плотности флюидов в стволе скважины с помощью гамма-излучения, рассеянного от стационарных источников «мягкого» низкоэнергетического излучения. Определение плотности жидкости базируется на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от эффективного атомного номера излу-

чаемой среды, состоящей из различных химических элементов. При ограничении гамма-излучения сверху величиной 1 МэВ, а снизу – величиной, при которой комптон-эффект в среде на два порядка больше фотоэффекта, результаты измерений гамма-гамма-каротажа отражают плотностную характеристику среды.

Для измерения рассеянного гамма-излучения применяется прибор, который содержит источник гамма-излучения и расположенный от него на расстоянии 0,3–0,4 м индикатор гамма-лучей, прошедших через слой исследуемой жидкости. Прибор помещен в свинцовые экраны с коллимационными отверстиями, находящимися на одной оси и направленными навстречу друг другу. Пространство между коллимационными отверстиями свободно промывается исследуемой жидкостью. Интенсивность источника выбрана такой, чтобы свести к минимуму влияние стенок скважины. В качестве источника мягкого гамма-излучения применяется тулий-170.

Показания ГГК-П находятся в обратной зависимости от электронной плотности изучаемой среды (для основных породообразующих минералов электронная плотность примерно равняется величине объемной плотности). То есть плотные участки отмечаются на диаграммах ГГК низкими значениями рассеянного γ -излучения, и наоборот – участки пониженной плотности выделяются максимумами.

Плотнометрия применяется для определения состава (плотности) жидкости в стволе скважины (на кривых плотностеграммы переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения), выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти, газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходомерии и термометрии); оценки качества цементирования обсадных колонн.

Методом ГГК-П определяют среднюю плотность смеси по всему сечению колонны. По эталонировочным графикам плотностемеров измеренные интенсивности рассеянного гамма-излучения переводят в величину плотности. При известных значениях плотности нефти и воды в изучаемом интервале ствола сква-

жины определяют содержание составляющих в водонефтяной смеси. Плотностные данные можно получить по результатам анализа проб воды и нефти, отобранных в процессе эксплуатации пласта.

2.2.6. Резистивиметрия

Резистивиметрия – основной количественный метод для определения минерализации воды. 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.

Для получения кривой удельного электрического сопротивления флюида по стволу скважины используются резистивиметры двух типов – индукционный и одноэлектродный на постоянном токе.

Индукционная резистивиметрия (РИ). Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электропроводности жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов, что позволяет производить оценку параметров не контактным, а дистанционным (объемным) способом измерения.

Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух (возбуждающей и приемной) тороидальных катушек. Объемный виток индукционный связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Прибор калибруют с помощью устройства, выполненного в виде цилиндрического сосуда диаметром свыше 150 мм. Измерения выполняют в водных растворах хлористого натрия, отличающихся проводимостью. Результатом калибровки являются градировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости или минерализации воды. 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.

Токовая резистивиметрия (ТР). Одноэлектродный резистивиметр работает по принципу токового метода и используется лишь для качественного изменения сопротивления смеси в скважине. Граница перехода от воды к нефти или от гидрофильной смеси к гидрофобной отмечается на кривой резистивиметрии резким скачком величины сопротивления.

Резистивиметрия позволяет по величине электрического удельного сопротивления различать в стволе скважины нефть, газ и их смеси. Смеси бывают гидрофильные (нефть присутствует в воде в виде капель) и гидрофобные (в нефти в виде капель содержится вода). Гидрофильная смесь характеризуется весьма низким электрическим сопротивлением, близким к сопротивлению чистой воды, гидрофобная – весьма высоким электрическим сопротивлением, близким к сопротивлению нефти.

Для получения кривой сопротивления по стволу скважины используется одноэлектродный резистивиметр. Граница перехода от воды к нефти или от гидрофильной смеси к гидрофобной отмечается на кривой резистивиметрии резким скачком сопротивления.

2.2.7. 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 – 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 САТ на примере датчика GHOST включает два оптоволоконных канала: один – для подачи света в среду измерения, второй – для считывания отраженного сигнала (для газа степень отражения светового луча максимальна). При пробковой структуре потока фактически считывается сигнал от отдельных включений газа, нефти и воды. Размер чувствительного элемента GHOST еще 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.

На рис. 2.34–2.36 представлены результаты ГИРС в добывающих и нагнетательной скважинах.

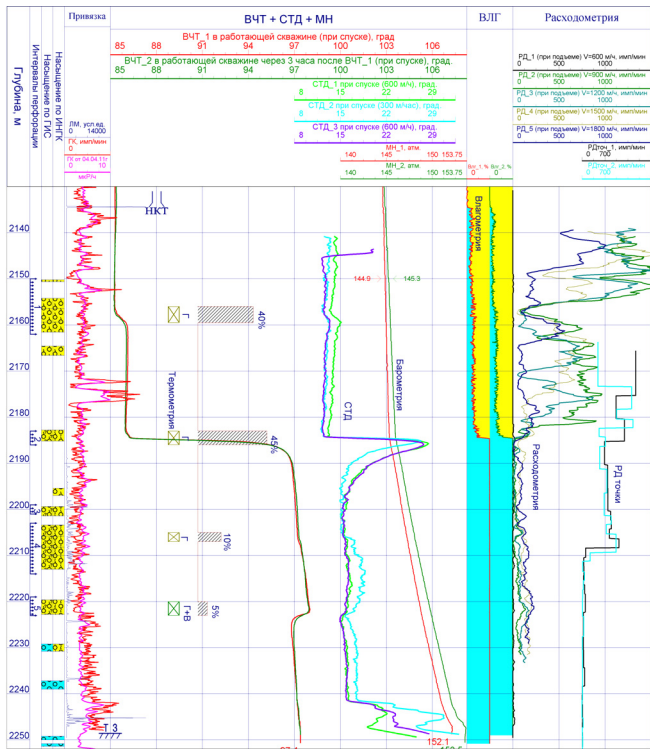


Рис. 2.34. Комплекс ГИРС в добывающей скважине (пример 1)

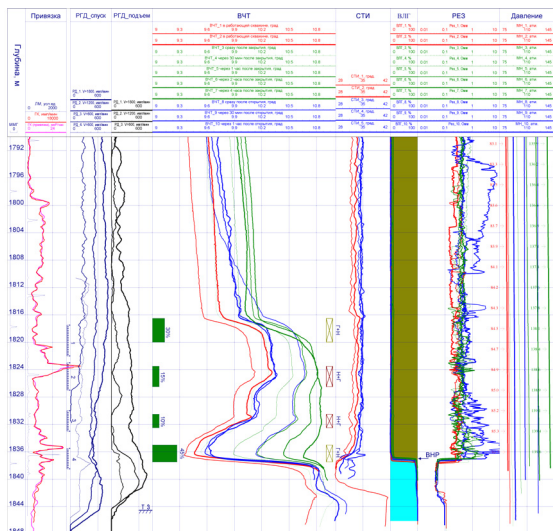


Рис. 2.35. Комплекс ГИРС в добывающей скважине (пример 2)

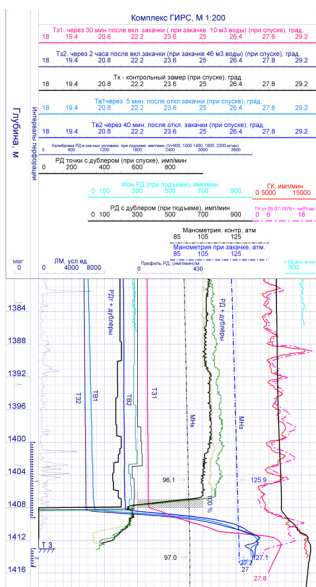


Рис. 2.36. Комплекс ГИРС в нагнетательной скважине

2.2.8. 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 «бета-распада» ядер этого изотопа вновь образуются ядра кислорода O^{16} с выделением γ -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).

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 перфорированных отверстий и интервалов негерметичности, а также выявления заколонных перетоков.

В терригенном разрезе одного из нефтяных месторождений проведены исследования аппаратурно-методическим комплексом ядерно-физических методов каротажа в комплексе с С/О-каротажем в условиях обсаженной скважины (рис. 2.37). Результаты совместного рассмотрения этих методов позволили оценить количественно коэффициент нефтенасыщенности по данным С/О-каротажа

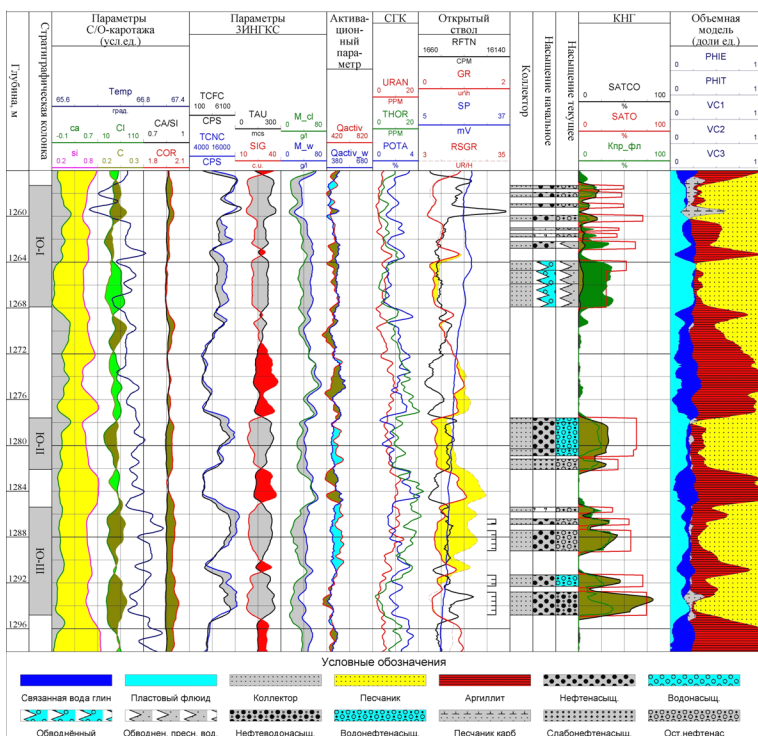


Рис. 2.37. Результаты использования аппаратно-методического комплекса ядерно-физических методов каротажа для определения текущей нефтегазонасыщенности пород-коллекторов

(SATCO) и содержание пресного флюида (флюид, представленный нефтью с пресной водой, или пресная вода) в виде коэффициента $K_{пр.фл.}$. На основании совместного рассмотрения результатов исследований был выделен пласт с пресным обводнением в интервале 1264,0–1268,0 м, остаточная (неизвлекаемая) нефтенасыщенность в кровле пласта Ю-I, а также охарактеризована текущая нефтенасыщенность пластов Ю-II и Ю-III. Параметр нейтронной активации по кислороду в данном случае подтвердил водонасыщенность пласта с пресной закачкой (по отсутствию дефицита кислорода). Также выявлена положительная аномалия избыточного содержания кислорода в интервале радиогеохими-

ческой аномалии (РГХА) в пластах Ю-II и Ю-III, что, возможно, связано с интенсивными закачками нагнетательной воды и наличием заколонных перетоков.

2.2.9. 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 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, типа флюидов, поступающих из пласта, фиксации уровней раздела фаз в межтрубном пространстве.

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.

Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (или сборный гидрофон), расположенный в отдельном модуле сборки «приток-состава» (желательно снаружи на «гибкой» подвеске или защищенный от шумов трения о стенки скважины обрезиненным кожухом) или конструктивно совмещенный с одним из приемников акустической цементометрии; в последнем случае измерения проводят отдельно 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 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).

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/ч 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).

2.2.10. 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 порядок слабее. Поэтому электромагнитные шумы в комбинации с изучением акустического шумового поля позволяют для высокочастотного диапазона выполнить разделение интенсивности и характера движения пластовой (или прокачанной через пласт) воды.

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, расположенный снаружи корпуса (для большей чувствительности) прибора, предназначенного для оценки «приток-состава». Хотя ранее были удачные попытки оценки по аномалиям электромагнитной эмиссии интервальных дебитов воды, на практике применение данного метода ограничено функциями индикатора.

Как и акустическим шумомером, измерения электромагнитным датчиком желательно выполнять дважды (в непрерывном режиме, 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.

2.2.11. 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 нефтегазоводяной смеси в случаях ее движения: 1) по стволу скважины; 2) по негерметичному заколонному пространству скважины (микротрещины ЦК); 3) по поровому или трещиноватому пространству пласта. Дополнительно оцениваются дренируемые толщины пласта, параметры и структура каналов фильтрации в породе, состав фильтрации.

Теоретическое обоснование метода ШС-А,Э на основе физического и математического моделирования выполнено авторами в РГУНГ совместно с компанией Schlumberger. Технология скважинных измерений основана:

- на обработке полного волнового сигнала и анализа спектров амплитудно-частотных характеристик (АЧХ), регистрируемых аппаратурой типа «АВИС»;

- на выделении сигналов фоновых статичных спектров и вычитании фона из спектральных характеристик информативных записей;
- на построении (с помощью цветовой гаммы) распределений аномалий амплитуд сигналов в зависимости от частоты и глубины (времени) волновых записей;
- на 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 исходном виде и анализируется стандартными методами обработки волновых картин (Фурье).

На планшете (рис. 2.38) показано распределение амплитуды шума в диапазоне от 0,117 кГц, красный цвет соответствует максимальной амплитуде шума.

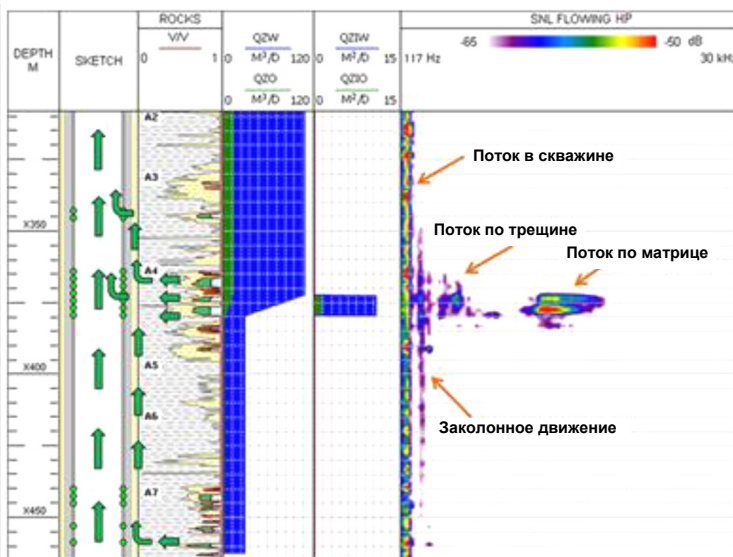


Рис. 2.38. Пример спектральной шумометрии

Результаты геофизических исследований в скважине показаны на рис. 2.39. Зоны широкополосных шумов хорошо коррелируют с зонами проницаемых интервалов, определенных по данным открытого ствола.

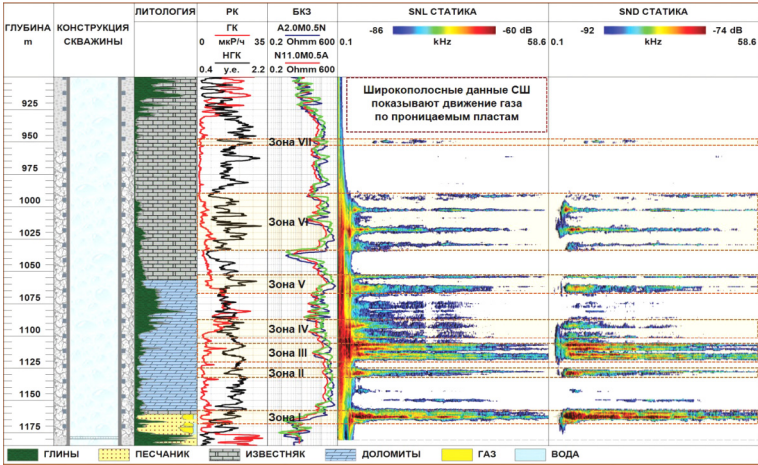


Рис. 2.39. Результаты геофизических исследований в скважине

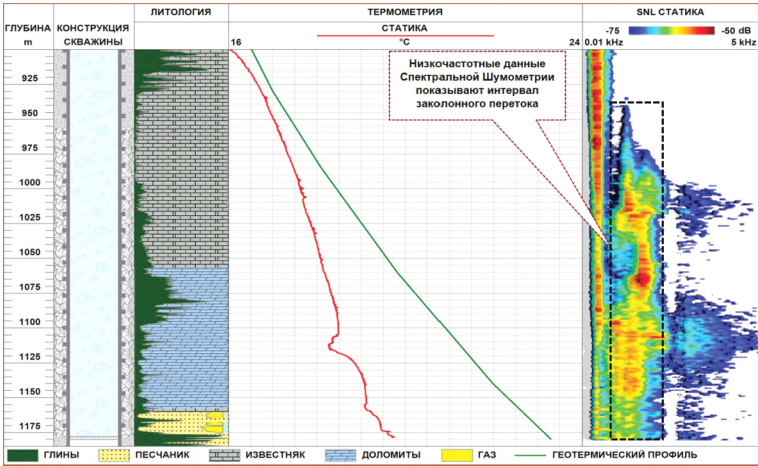


Рис. 2.40. Результаты высокоточной термометрии и спектральной шумометрии в области низких частот

Результаты высокоточной термометрии и спектральной шумометрии в области низких частот представлены на рис. 2.40. В диапазоне низких частот выявлены шумы, характерные для движения газа по заколонному пространству.

2.3. Методы исследований для оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах

2.3.1. Нейтронные методы

Поскольку подавляющая часть исследований по ГИС-контролю выполняется в обсаженных скважинах, основой комплекса для оценки текущего насыщения пластов традиционно являются нейтронные методы.

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 модификации методов используют стабильно работающие источники нейтронов ампульного типа. В импульсной 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 (ННК), при котором породы облучают быстрыми нейтронами, а регистрируют замедленные вследствие упругого взаимодействия с ядрами атомов среды нейтроны: надтепловые с энергией менее 0,1 МэВ (метод ННК-нт) и тепловые с энергией около 0,025 МэВ;
- стационарный нейтронный гамма-метод (НГК), предполагающий облучение породы быстрыми нейтронами и регистрацию возникающего при захвате замедленных нейтронов вторичного гамма-излучения;

			Насыщение	
	Вода текущ.		Повышение Кв	
	Газ текущ.		Нефть текущ.	
	Нефть текущ.		Газ текущ.	
	Снижение W(ИНГК)		Кв начальн.	
	W(ИНГК) текущ.	Кпн C/O	Кв тз текущ.	
	Кпг ИНГК	Кп откр. ствол.	Кн текущ.	
MD 1 : 200				
XX90				
XX00				
XX10				
XX20				

97

В случае повторных исследований может выдаваться более расширенная интерпретация динамики изменения насыщения. В случаях использования С/О-метода для мониторинга сложных систем повышения нефтеотдачи (вытеснение газом и водой) практикуется совместное использование собственно С/О для оценки K_n и временных замеров ИНГК для оценки газонасыщения.

Определение коэффициента нефтенасыщения коллекторов через обсадную колонну по данным ИНМ. Результатом интерпретации является заключение по характеру насыщения интервалов коллекторов, количественное определение текущего коэффициента нефте- и газонасыщения пластов для условий высокой минерализации пластовой воды (>30–50 г/л в зависимости от литологии и пористости). Интерпретация также включает определение типа УВ (нефть/газ) по комплексу замеров.

Интерпретация включает в себя обработку полевых данных для исправления условий с получением оценки макросечения захвата тепловых нейтронов (сигма) и водородосодержания методом ИНГК или ИННК.

Определение насыщенности может проводиться на основе определенного параметра Sigma как в специализированном модуле ELAN, где данные Sigma используются в системе линейных петрофизических уравнений, так и отдельно, основываясь на построенной ранее петрофизической модели разреза и пористости по данным открытого ствола. На рис. 2.43 представлены результаты обработки и интерпретации ИНГК RSTPro. Пористость, литология и насыщение оценены по ГИС в открытом стволе. Четко прослеживается подъем ВНК до глубины X671 и признаки легких УВ в зоне X656-X663.

2.3.2. 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 пород. Основой метода является зависимость его показаний от упругих свойств системы «скважина-массив горных пород».

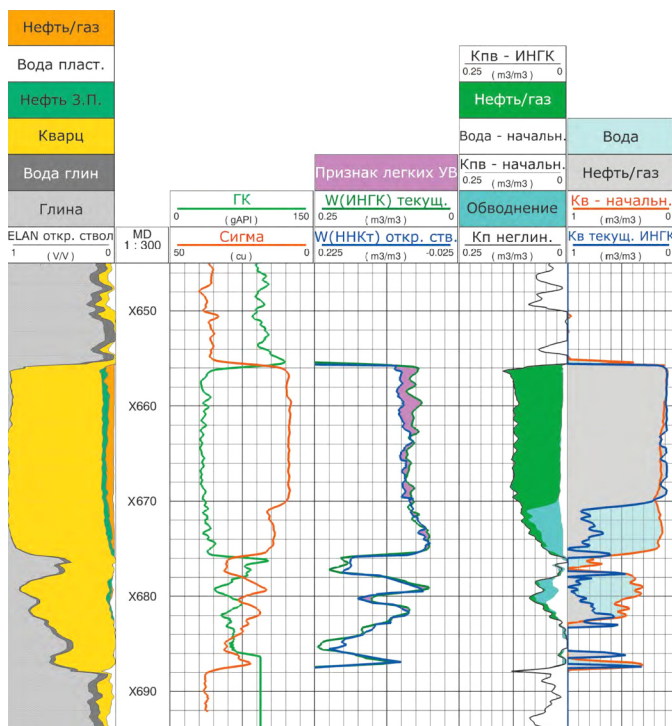


Рис. 2.43. Результаты обработки и интерпретации ИНГК

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 и поперечная. В продольной волне частицы колеблются в направлении распространения волны, в поперечной – перпендикулярно ему. Вдоль стенки скважины распространяется так называемая волна Лэмба-Стоунли.

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 её 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 звукового или ультразвукового диапазона (соответственно 2–20 и 20–60 кГц) и широкополосного приемника. 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 четырехэлементные компенсированные зонды 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 10^2 до 10^6 Гц 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 фазо-корреляционных диаграмм (ФКД) и волновых картин.

При этом решаются следующие задачи:

- 1) литологическое расчленение разрезов и расчет упругих свойств пород;
- 2) выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства со вторичной (межзерново-трещинной, кавернозно-трещинной и межзерново-трещинно-кавернозной) пористостью;
- 3) определение коэффициентов межзерновой и вторичной (трещинной и кавернозной) пористости коллекторов;
- 4) выделение проницаемых интервалов в чистых и глинистых породах;
- 5) оценка преимущественной ориентировки трещин (в том числе искусственно созданных при гидроразрыве пласта);
- 6) оценка характера насыщенности коллекторов.

Физической предпосылкой использования метода ВАК для оценки нефтенасыщенности является существенное различие в сжимаемостях основных компонентов коллекторов: минеральной твердой фазы и насыщающих поровое пространство флюидов (вода, нефть, газ). При комплексной обработке данных ВАК и ГИС в число решаемых задач входит: 1) оценка коэффициентов текущей нефтегазонасыщенности, положения ВНК и ГЖК; 2) оценка общей, динамической, трещинной и кавернозной пористости, а также проницаемости; 3) определение упругих свойств породы (сжимаемости, модуля Юнга, коэффициента Пуассона; 4) выявление зазоров между колонной и цементным камнем; 5) 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 порках. При расчетах используется априорная информация о пористости, плотности и глинистости изучаемых отложений. Полнота

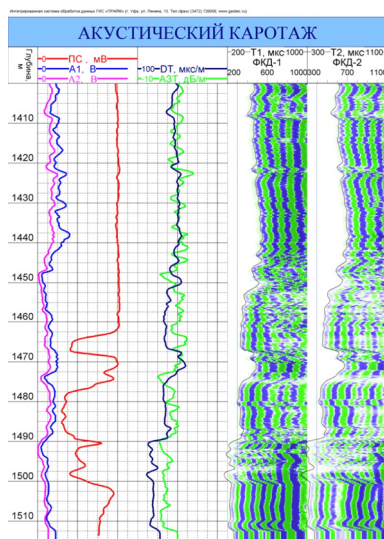


Рис. 2.44. Пример волнового акустического каротажа

и достоверность перечисленных данных является одним из основных факторов, определяющих информативность метода (рис. 2.44). 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 порках 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, характеризующихся высоким содержанием свободного газа.

Оценка анизотропии скоростей поперечных волн по данным кросс-диполей. Анализ анизотропии производится в плоскости, перпендикулярной оси скважины. В вертикальных скважинах определяется азимут быстрой поперечной волны относительно севера, в наклонных и горизонтальных – относительно направления вверх.

При анализе осуществляется математическое вращение набора из четырех дипольных волновых картин методом Алфорда либо альтернативным способом на основе алгоритма анализа дисперсии. Результатом является кривая азимута быстрой поперечной волны и дипольные волновые картины вдоль «быстрого» и «медленного» направлений, по которым оцениваются две скорости поперечных волн и рассчитывается коэффициент анизотропии.

Совместный анализ результатов оценки анизотропии, графиков дисперсии, микроимиджей и профиля ствола скважины позволяет определять вероятные причины наблюдаемой анизотропии (текстурная анизотропия пород, влияние трещин, влияние тектонических напряжений). Анализ данных кросс-дипольного АКШ позволяет выделить интервалы анизотропии, связанной с естественными трещинами и влиянием тектонических напряжений, а также определять их направления (рис. 2.45).

Мониторинг ГРП на скважине Маговского месторождения осуществлялся методом кросс-дипольного акустического каротажа (MSD). В результате интерпретации определено интервальное время продольной волны, поперечной волны по двум ортогональным направлениям, рассчитан коэффициент Пуассона и механические модули (Юнга, сдвиговый, объемный) (рис. 2.46 и 2.47).

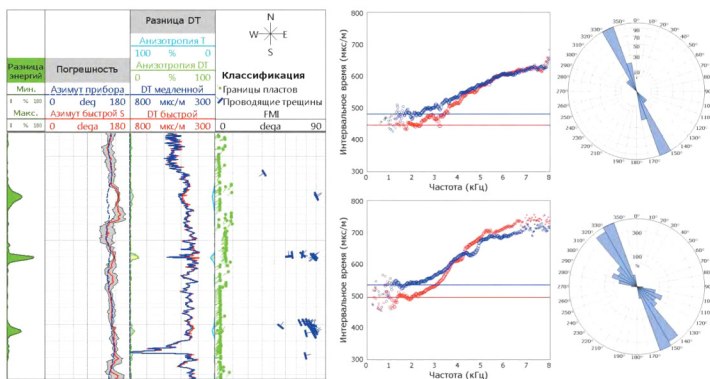


Рис. 2.45. Результаты данных кросс-дипольного АКШ

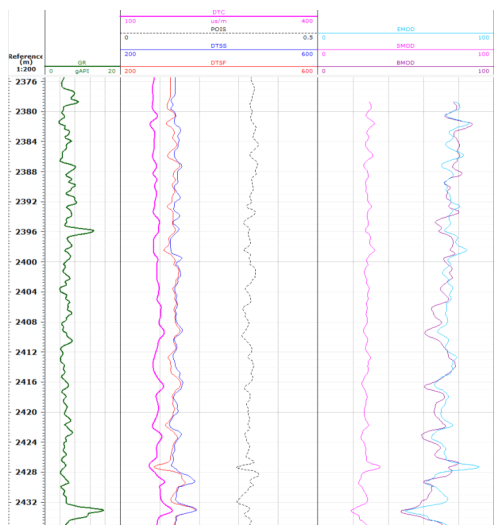


Рис. 2.46. Динамические механические свойства

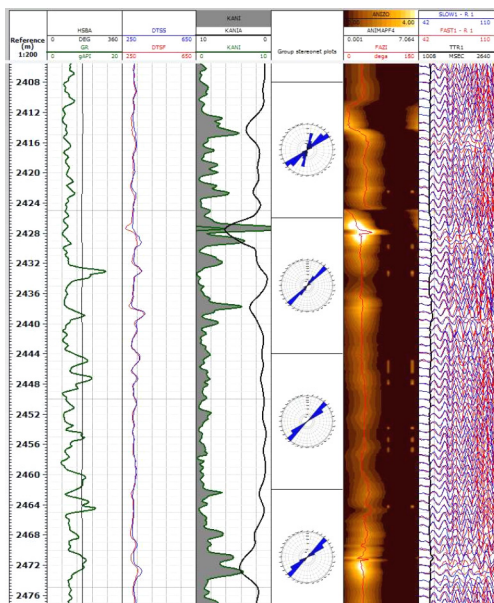


Рис. 2.47. Результаты определения анизотропии скоростей поперечных волн

В результате обработки данных кросс-дипольной секции прибора MSD определено следующее:

- азимут распространения быстрой поперечной волны в интервале исследований в основном находится в диапазоне $40\text{--}60^\circ$ ($220\text{--}240^\circ$) (рис. 2.48);
- в интервале 2377,0–2383,0 м наблюдается отклонение азимута до $60\text{--}70^\circ$ ($240\text{--}250^\circ$), а на участке 2411,0–2415,0 м отмечаются значения около 15° (195°).

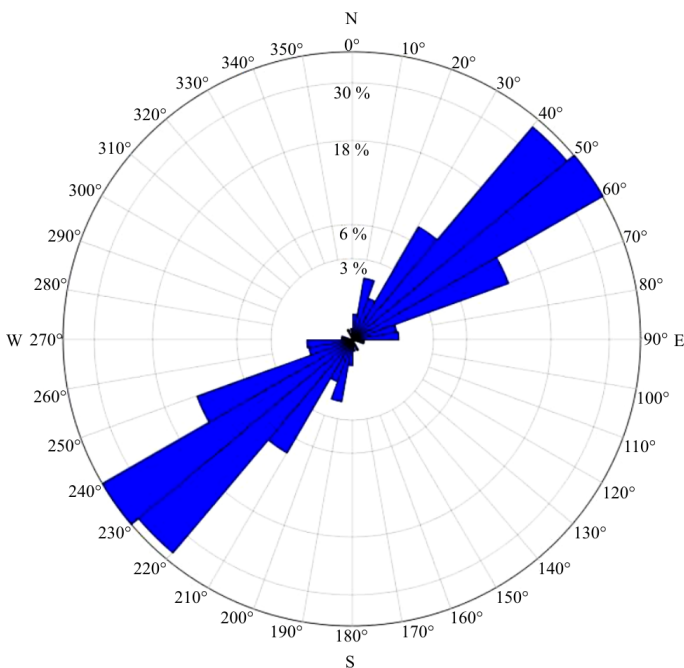


Рис. 2.48. Азимут распространения быстрой поперечной волны в интервале 2372,0–2520,0 м

Интерпретация данных широкополосной акустики произведена в обсаженной скважине Маговского месторождения. Азимутальные данные прибора от кросс-дипольных излучателей позволили провести оценку анизотропии поперечных волн (рис. 2.49). Нужно отметить, что результаты оценки анизотропии по попе-

перечным волнам характеризуют анизотропию в плоскости, перпендикулярной оси скважины. В исследованном интервале выделяются интервалы с четко выраженными признаками акустической анизотропии до 10 % (разница скоростей, энергии и времени прихода быстрой и медленной поперечных волн): 2367,0–2643,0 и 2652,0–2661,0 м. Наиболее вероятной причиной выделенной анизотропии является естественная трещиноватость. Вторичные признаки анизотропии до 2–3 % наблюдаются в интервалах 2562,0–2569,0 и 2584,0–2597,0 м.

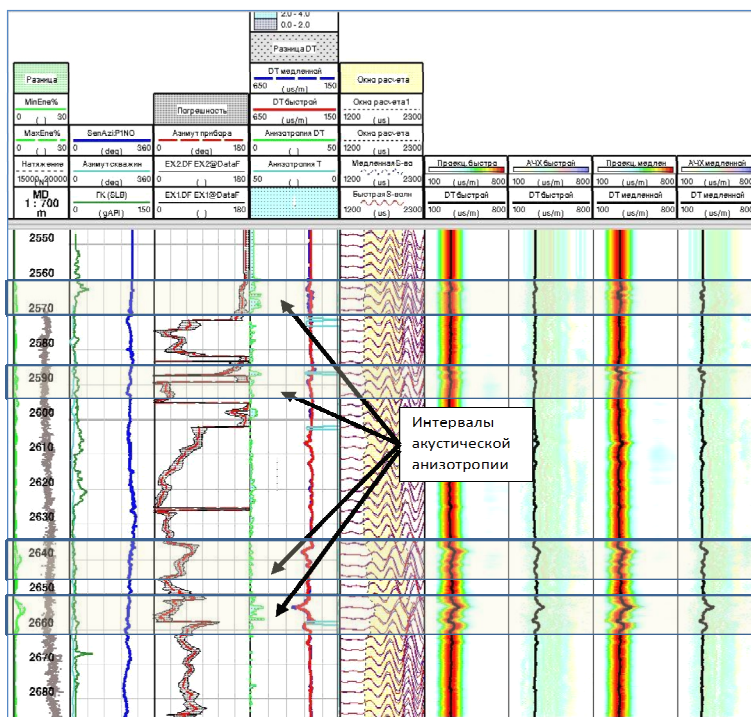


Рис. 2.49. Результаты оценки анизотропии скоростей поперечных волн

Текстурная VTI-анизотропия характерна для глин и других слоистых отложений и проявляется в разнице механических и акустических свойств в вертикальном и горизонтальном на-

правлении (вдоль и поперек напластования). Традиционный акустический каротаж позволяет измерять скорости P - и S -волн и оценивать механические свойства пород в направлении вдоль оси скважины. Однако современные приборы АКШ позволяют также оценить скорость поперечной волны в плоскости, перпендикулярной оси скважины.

При наличии текстурной VTI-анизотропии в горных породах скорости продольной и поперечных волн, измеряемые с помощью АК в наклонных скважинах, зависят от угла наклона скважины относительно напластования. При этом большинство геомеханических приложений, а также скоростные модели в сейсморазведке требуют вертикальные скорости в качестве входных данных.

Наличие количественной оценки VTI-анизотропии в разрезе (любым из способов) позволяет вертикализировать скорости, измеренные в наклонных скважинах, и тем самым привести их к условиям измерения в вертикальной скважине (перпендикулярно напластованию) (рис. 2.50).

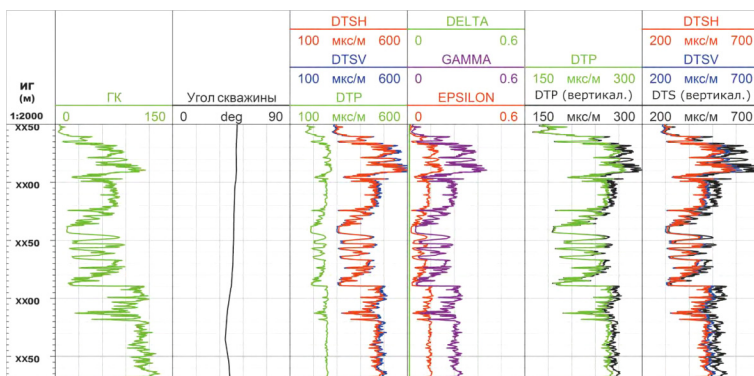


Рис. 2.50. Пример вертикализации скоростей P и S волн, измеренных в наклонно-направленной скважине

Мониторинг КГРП методами ВАК-Д и АКЦ на скважине Шериневского месторождения. По результатам проведенных исследований установлено, что в интервалах 2071,5–2074,5; 2084,0–2085,6; 2093,5–2094,1; 2095,2–2096,2; 2102,3–2103,0 м

отмечается уменьшение модуля Юнга, сопровождающееся уменьшением коэффициента Пуассона, это говорит о том, что породы разуплотнились скорее всего, это связано с развитием трещины КГРП. Произведена оценка трещиноватости и напряженного состояния пород по данным дипольных зондов:

- оценка скорости распространения быстрой и медленной поперечных волн после ГРП показывает, что увеличение анизотропии после ГРП произошло в интервалах 2085,0–2085,4; 2088,0–2088,7; 2093,7–2096,4; 2100,4–2101,3; 2102,6–2103,4; 2104,4–2104,8; 2106,5–2107,0; 2130,5–2131,5 м, что характерно для интервалов трещин, образовавшихся в результате ГРП;

- уменьшение коэффициента анизотропии пород наблюдается в интервалах выше 2084,0 м, 2107,0–2130,5, и ниже 2132,0 м; эти интервалы уплотнились под действием давления во время КГРП;

- изучение направления созданных трещин ГРП по данным анализа анизотропии поперечных волн до и после КГРП показало, что направление развития трещин КГРП изменяется в широком диапазоне 100–1800 (280–3600) (рис. 2.51 и 2.52). Это говорит о том, что прискважинная зона испытала сильное разуплотнение в этих направлениях. Направление минимальных напряжений видно также на азимутальной карте анизотропии после КГРП в интервале глубин 2084,0–2111,0; 2130,5–2131,5 м;

- в интервалах 2089,0–2090,0; 2096,5–2100,0 м анизотропия незначительная, это связано с влиянием КГРП на незначительную глубину во всех направлениях;

- в интервале 2102,6–2107,0 м анизотропия то увеличивается, то уменьшается, ФМС также меняются скачкообразно, скорее всего, это связано с сильной изрезанностью разреза в данном интервале. В этом интервале имеются трещины, образовавшиеся в результате КГРП;

- в интервалах 2082,0–2084,0; 2086,5–2087,4; 2091,2–2092,2; 2107,1–2109,0 м анизотропия уменьшается практически до нуля, что связано с всесторонним уплотнением породы под влиянием ГРП; эти интервалы ограничивают зону активного влияния КГРП на породу (развития трещин КГРП);

- в зоне активного влияния ГРП в среднем анизотропия увеличилась с 7–15 до 20–40 %, за исключением интервала 2088,2–2090,0; 2096,6–2099,7 м, где при значительных изменениях ФМС не наблюдается сильного увеличения коэффициента анизотропии пород. Возможно это связано с равномерным разуплотнением породы по всем направлениям и заполнением образовавшихся пустот проппантом.

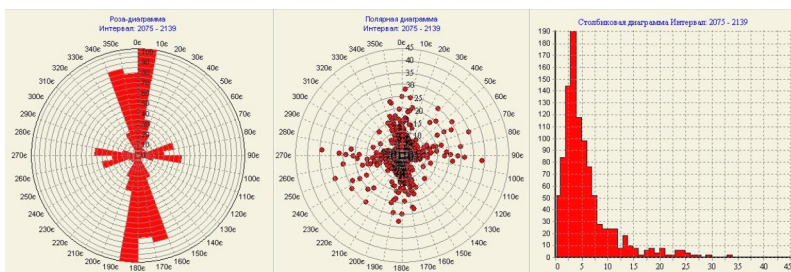


Рис. 2.51. Графические представления данных по оценке трещиноватости и напряженного состояния пород по данным дипольных зондов в карбонатной части разреза до КГРП

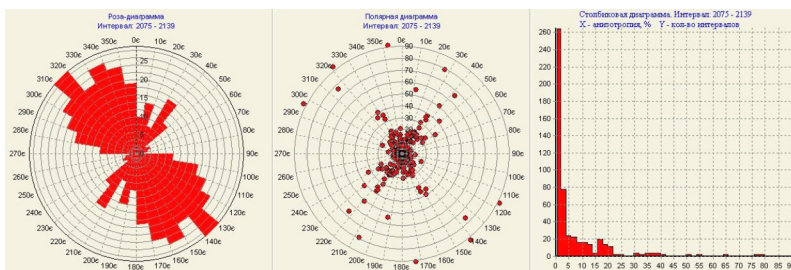


Рис. 2.52. Графические представления данных по оценке трещиноватости и напряженного состояния пород по данным дипольных зондов в карбонатной части разреза после КГРП

По результатам проведенных исследований ВАК-Д получены основные выводы:

- интервалы развития трещин ГРП: 2084,8–2085,2; 2088,0–2088,7; 2093,3–2099,7; 2100,6–2101,3; 2102,6–2107,0; 2130,5–2131,4 м, суммарная мощность созданных трещин 13,5 м, наиболее выраженный участок 2102,6–2103,6 м;

- значения коэффициента анизотропии в созданных трещинах ГРП изменяются от 2 до 80 %;
- направление развития трещин КГРП изменяется в широком диапазоне, $100\text{--}180^\circ$ ($280\text{--}360^\circ$).

2.3.3. 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 мониторинге 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 имиджер «DSI» Schlumberger.

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, т.е. «разбег» этих волн.

На рис. 2.53 приведен пример моделирования по данным многоволнового каротажа совместно с данными ВСП и ОГТ. При использовании качественных (за счет статистики) измерений интегральных времен однозначно можно определить форму сигнала на ОГТ, а каждое акустически контрастное отражение на ВСП идентифицировать с данными ГИС. Сравниваются волновые поля отраженных волн (модельные – ВСП-ОГТ) в шкале глубин (левая часть) и в шкале времен (правая часть). Стрелками показано соответствие двух шкал (глубинной, временной) на основных реперах.

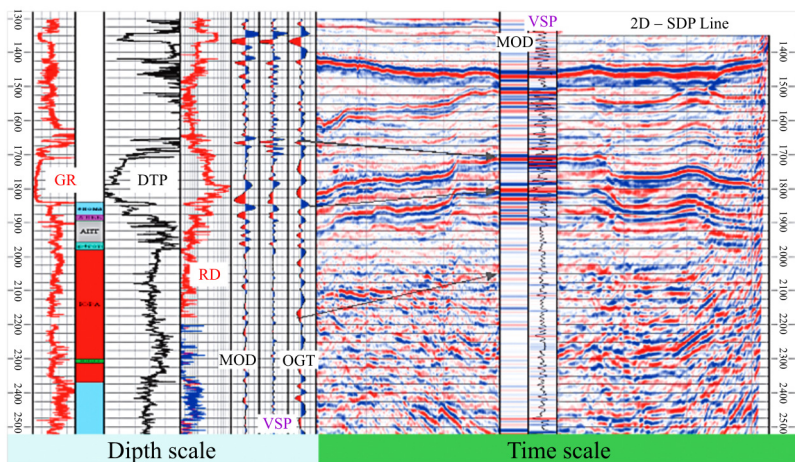


Рис. 2.53. Пример корректности моделирования по данным акустического каротажа в сравнении с данными ВСП и ОГТ

На рис. 2.54 демонстрируется пример мониторинга работ ГРП акустическим кросс-дипольным каротажем до и после работ ГРП. По результатам измерений определены высота полученной трещины ГРП и географический азимут ее развития. Это позволяет модельным путем определить и саму геометрию трещины (высота – длина – ширина) при моделировании в программе по-

строения дизайна с учетом всех зарегистрированных данных при самих работах до совпадения расчетной высоты трещины с измеренной.

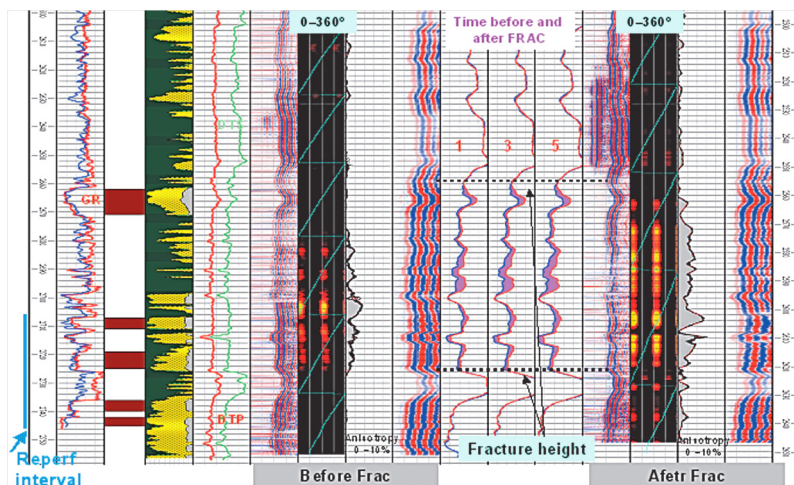


Рис. 2.54. Мониторинг работ ГПП: слева коэффициент анизотропии и направленность трещин до ГПП; справа – после

2.3.4. 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, так как 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 разработаны в 1939 г. Альпиным и в 1949 г. Стюартом. Развитие современных технологий позволило в последние годы ряду компаний реализо-

вать данный метод для применения в обсаженных скважинах (устройство «CHFR» Schlumberger, «TCR» Baker Atlas).

Измерительный модуль представляет собой зонд БКЗ диаметром 86 мм с некоторым количеством электродов (12 на 4 уровнях, разнесенных под углом 120°), измеряющих разности напряжения, возникающие при протекании тока по горным породам вокруг ствола. Прибор генерирует низкочастотный (пример 1 Гц) ток 0,5–6 А, большая часть которого протекает по колонне вверх и вниз, меньшая (от части, движущейся вниз) – попадает в пласт (фиксируемые разности потенциалов составляют всего лишь 5–500 мВ) (рис. 2.55).

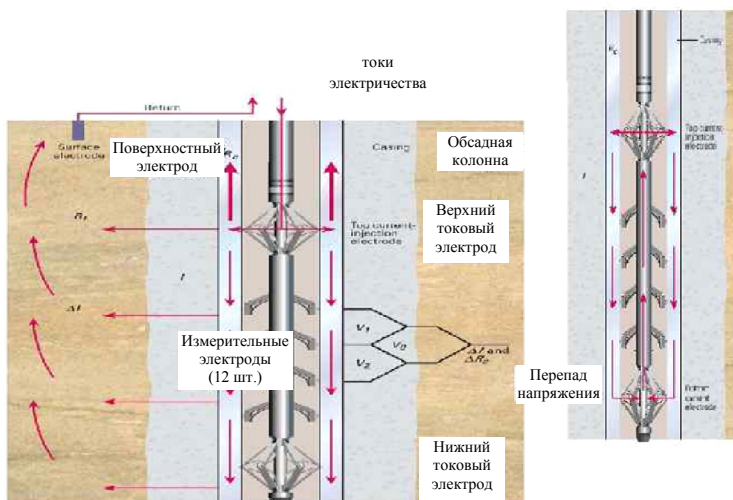


Рис. 2.55. Принцип работы устройства «CHFR» Schlumberger

Зонд измеряет разность тока (сопротивления) в нисходящем токе между парами измерительных электродов (например, при наличии четырех электродов можно произвести два измерения). 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 прохож-

дении от верхнего (питающего) электрода к нижнему (также питающему) электроду (разнесенных на 10 м) – здесь утечка в породе уже ничтожна мала. Пластовый ток оценивают из тока обсадной колонны путем вычитания. Питающий ток величиной 1А 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 проведение измерений, регистрацию выполняют только на фиксированных точках (обычно это двухминутная стоянка, что эквивалентно скорости записи 36 м/ч), обеспечив предварительно идеальный контакт прижимного электрода с предварительно очищенной от примесей стенкой 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 влияет на качество измерений (поэтому технологией работ обычно предусматривается предварительное скребкование внутренней поверхности колонны). Преимуществами метода измерения УЭС в обсаженных скважинах являются: 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.

На рис. 2.56 представлено сопоставление замеров УЭС в открытом стволе в 1984 г. и в обсаженной скважине в 2007 г. Отмечается обводнение пласта в интервале хх85,5–хх98,5. В результате перфорации в верхней части пласта (хх70–хх76 м) дебит жидкости

составил 185 т/сут при обводненности 18 %, дебит нефти – 133,1 т/сут. До перехода на этот пласт скважина работала на нижележащий пласт, дебит нефти равнялся 0,8 т/сут, обводненность – 99 %.

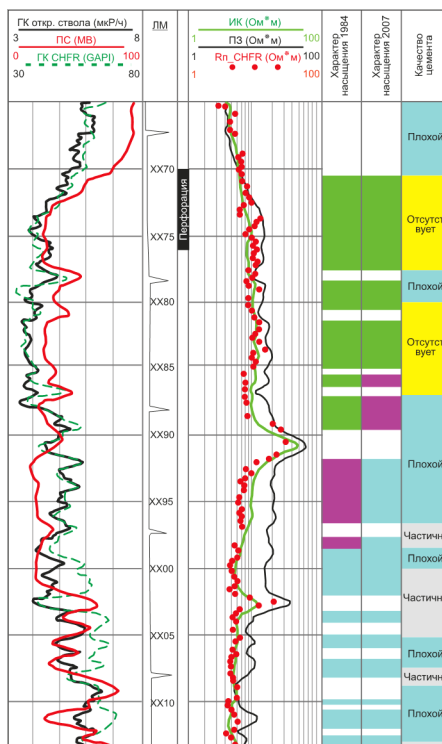


Рис. 2.56. Составление замеров УЭС
в открытом стволе и обсаженной скважине

Поскольку иногда возникает необходимость проведения измерений УЭС в скважинах, оборудованных НКТ, компания Baker Atlas разработала свой аналог «TSR» с внешним диаметром прибора 54 мм. Корпус модуля прижимается к стенке обсадной колонны, после чего разворачивается семь электродов, обеспечивающих электрический контакт с металлом колонны. Влияние цемента обычно незначительно и может быть учтено. Прибор также компенсирует влияние муфт и других неоднородностей колонны.

2.4. Методы изучения технического состояния скважин

Для эксплуатации нефтяных пластов необходимо их изолировать от других пластов. Если эти условия не выполняются, т.е. герметичность колонны нарушена, и в пласт поступает вода, то отбор нефти затрудняется или становится невозможным. Поэтому после окончания бурения и цементирования колонны, а также на протяжении всего времени разработки месторождения методами ГИС периодически производится проверка технического состояния скважины.

Промыслово-геофизический контроль технического состояния скважин является актуальной задачей на протяжении всего срока их эксплуатации от строительства до ликвидации. В некоторых случаях ведется технический мониторинг 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.

При контроле за техническим состоянием скважины проводятся и решаются следующие задачи:

- 1) определение качества цементирования и состояния цементного камня во времени;
- 2) установление местоположения муфтовых соединений колонны, участков перфорации, толщины и внутреннего диаметра;
- 3) выявление дефектов в обсадных и насосно-компрессорных трубах (отверстия, трещины, вмятины);
- 4) определение мест притока или поглощения и интервалов затрубной циркуляции жидкости;
- 5) контроль за установкой глубинного оборудования;
- 6) оценка толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве.

Изучение технического состояния осуществляется методами радиометрии, термометрии, акустической цементометрии.

Методами контроля технического состояния скважин охвачен практически весь спектр физических полей. Эти методы подразделяются на следующие группы:

- методы определения геометрии ствола (инклинометрия, профилометрия);
- акустические методы изучения преломленных (АКЦ, ВАК) либо отраженных (САТ) ультразвуковых волн;
- пассивная акустика (шумометрия);
- электромагнитные методы (ЛМ, комплексы «ЭМДС», «МИД»);
- радиоактивные методы (гамма-гамма-толщинометрия, гамма-гамма-цементометрия);
- другие методы.

2.4.1. Инклинометрия и профилометрия

Измерение угла наклона ствола скважины и азимута наклона (**инклинометрия**) относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, одновременно со стандартным каротажем и в интервалах стандартного каротажа (рис. 2.57, а).

По ряду геологических, технологических причин проектируемые вертикальные и наклонно направленные скважины отклоняются от намеченного проектом направления. В искривленных скважинах обычно отмечают следующие закономерности:

1. При очень пологом залегании пластов (угол падения до 8°) не наблюдается каких-либо преимущественных направлений искривления.

2. При углах падения пластов в пределах $8-45^\circ$ преобладает направление вверх по восстанию пластов; ствол скважины стремится занять положение, перпендикулярное к плоскости напластования; векторы смещения забоев направлены в области сводов положительных структур.

3. При углах падения пластов более 60° преобладают направления отклонения вниз по падению пластов; ось скважины стремится занять положение, параллельное плоскостям напластования.

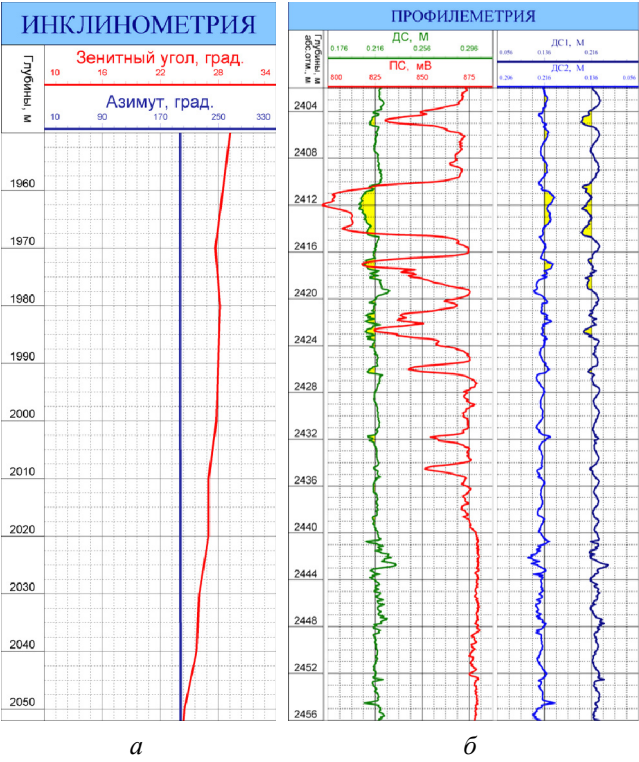


Рис. 2.57. Примеры результатов инклинометрии (а) и профилеметрии (б)

Инклинометрия реализуется на следующей аппаратуре: инклинометр ИМММ73-120/60 (инклинометр магнитометрический многоточечный) предназначен для технологических измерений азимута и зенитного угла скважин, с выводом результатов измерений на цифровое табло и на внешнюю систему записи и обработки данных инклинометрии, которая автоматически вносит по-

правки и рассчитывает траекторию скважины. Кроме того, инклинометр позволяет производить технологические измерения азимута и зенитного угла в колонне бурового инструмента с наружным диаметром 127 мм и более.

Скважинная профилометрия – это метод определения размеров и формы поперечного сечения скважины и их изменений с глубиной. Метод имеет две модификации – вертикальную и горизонтальную. При вертикальной профилометрии регистрируют изменения формы и размеров поперечного сечения по стволу. При горизонтальной профилометрии более детально изучается профиль поперечного сечения на фиксированной глубине (рис. 2.57, б).

Скважинный профиломер (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 гребенка), обеспечивающего отклонения рычага (рычагов) на фиксированные углы, соответствующие диапазону измерений радиусов для данного типа аппаратуры.

Для исследований обсаженных скважин применяются восьмирычажные (16, 32, 64, 128-рычажные) профиломеры. Для исследования существенно наклонных и горизонтальных скважин приборы необходимо центрировать. Для детальных исследований поверхности ствола скважины или колонны труб применяются многорычажные профиломеры с числом рычагов-пальцев до сорока и более. Детальность исследований этими системами позволяет получить развертку стенки скважины, выделить трещины, а в интервале перфорации – отдельные перфорационные отверстия.

Обработка данных обычного восьмирычажного профиломера 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).

Данные профилометрии 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).

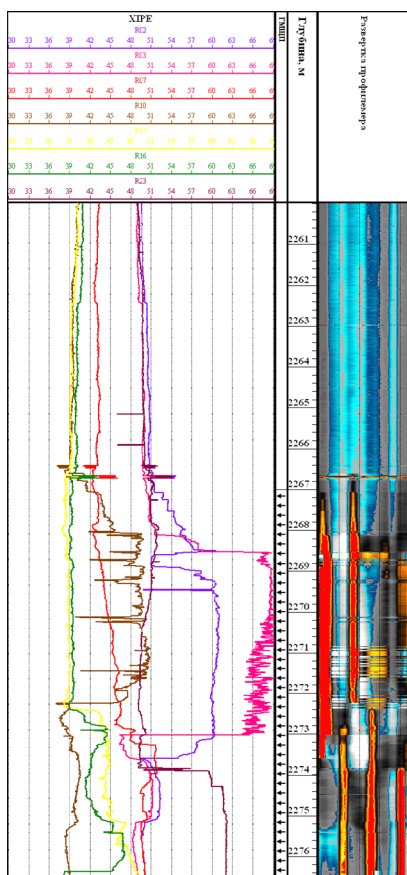


Рис. 2.58. Результаты данных микрокаверномера-профиломера ХИРЕ

Данные трубной профилометрии позволяют существенно повысить достоверность количественной интерпретации результатов гидродинамико-геофизических методов (в частности, механической и термокондуктивной расходомерии) при их комплексировании в единой сборке скважинных приборов.

Результаты микрокавернометрии-профилометрии на скважине Пихтового месторождения с целью оценки технического состояния «хвостовика» представлены на рис. 2.58.

По данным микрокаверномера-профиломера ХИРЕ установлено следующее:

- в интервале исследований овальность изменяется от 0,9 до 22,04 мм;
- средний внутренний диаметр «хвостовика» 88,72 мм;
- в интервале 2290,7–2298,7 м отмечается, по видимому, «сальник» (грязь

на стенке скважины) (наблюдается аномальное увеличение овальности, сопровождающееся уменьшением среднего внутреннего диаметра);

- в интервале 2214,0–2265,0 м овальность удовлетворяет условию установки пакера (меньше 2,5 мм). Рекомендуемый интервал для посадки пакера 2244,0–2250,0 м характеризуется изменением овальности 0,8–1,1 мм.

2.4.2. Акустические методы

Исследование технического состояния скважин акустическими методами основано на изучении волн, распространяющихся по колонне и цементному камню.

Акустическая цементометрия основана на измерении характеристик волнового поля, созданного источником упругих колебаний с частотой излучения 10–30 Гц. При этом регистрируются следующие параметры:

- амплитуда или коэффициент эффективного затухания волн по колонне в фиксированном временном окне (положение окна выбирается значением интервального времени распространения волны по колонне);
- интервальное время, амплитуда и затухание первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;
- фазокорреляционные диаграммы (ФКД).

Метод применяют для установления высоты подъёма 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 ам-

плитуды и эффективное затухание) в определенном или плавающем временном окне, которое открывается первым вступлением волны Лэмба по колонне или амплитудным дискриминатором при определенном уровне сигнала (рис. 2.59).

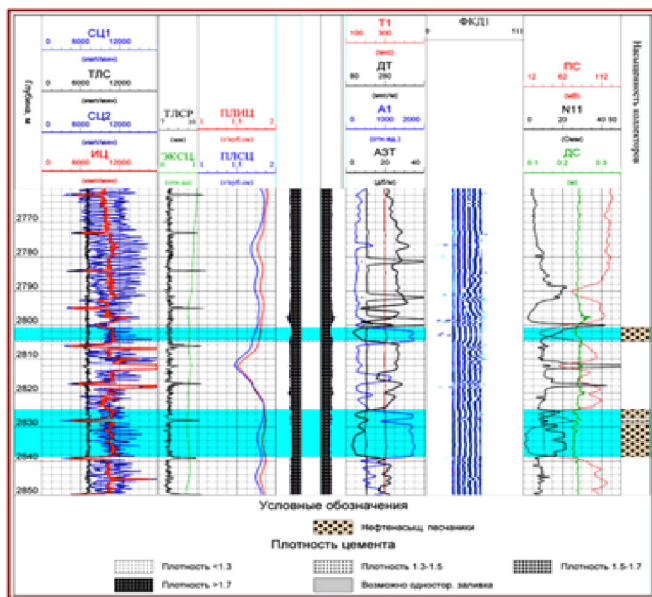


Рис. 2.59. Результаты использования метода АКЦ

Зарегистрированная информация обрабатывается различными способами. В зарубежной практике качество заполнения колонного пространства цементом принято оценивать по индексу цементирования (отношению зарегистрированной амплитуды к амплитуде в свободной колонне). Отличному качеству цементирования соответствует значение индекса, равное 0,8. 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.

Измерение акустическими цементомерами сканирующего типа основано на излучении 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 с раскрытостью 30° . Преимущество приборов такого типа состоит в возможности регистрации внутреннего диаметра колонны, а также толщины обсадной колонны с точностью $\pm 0,1$ мм с использованием явления акустического резонанса.

Метод волновой широкополосной акустики (ВАК) рассматривался ранее 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) предназначено для измерения скважины или обсадной колонны по интенсивности отраженных высокочастотных упругих импульсов (рис. 2.60). Принцип акустического телевидения состоит в сканировании поверхности скважины по винтовой линии при движении зонда узким сфокусированным акустическим лучом, вращающимся в гори-

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 амплитуда отраженной волны. В результате может быть получено растровое изображение поверхности стенки скважины или обсадной колонны.

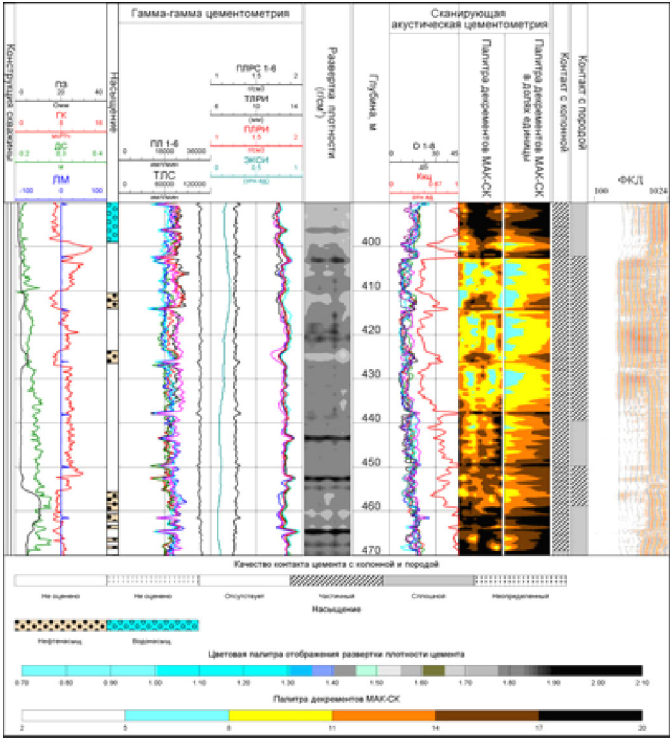


Рис. 2.60. Результаты САТ

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 местополо-

жение других элементов конструкции, определяют положение перфорационных отверстий, а также дефектов обсадной колонны и НКТ.

Недостатком метода перед другими сканирующими методами является критичность к однородности по акустическим свойствам флюида, заполняющего скважину, особенно наличие газопоявлений.

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 его 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 спуско-подъемной 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.

2.4.3. 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.

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.

Имеются два типа локаторов муфт – для радиометра (ЛР) и перфоратора (ЛП). Локатор муфт типа ЛР предназначен для одновременной записи кривых гамма-метода и локатора муфт, совмещенных по глубине. При этом достигается нужная точность привязки интервалов перфорации к муфтам. Локатор муфт типа ЛП соединен с перфоратором, и при необходимости перфоратор или торпеда срабатывают через газовый разрядник в интервале, выбранном для прострела.

Близким по физической сути к ЛМ методом является прихватопределитель (ПХ), используемый для определения мест 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.

2.4.4. 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-толщимеры позволяют выделить элементы конструкции скважины (трубы, муфтовые соединения, пакеры, центраторы, перфорационные интерва-

лы и др.), выделить продольные и поперечные дефекты типа «трещина» практически с нулевой раскрытостью и протяженностью несколько сантиметров, обрывы колонны и интервалы активной коррозии, определять толщину трубы с точностью до 0,5 мм (рис. 2.61–2.63). При проведении исследований прибор должен быть центрирован.

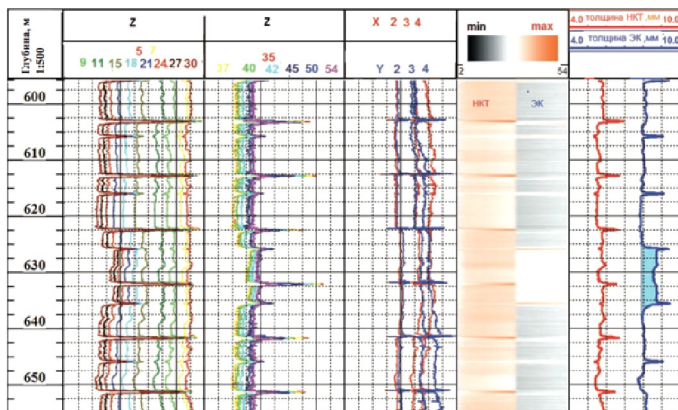


Рис. 2.61. Выделение толщины стенок колонн

Примечание к рис. 2.62: падение амплитуды сигнала на седьмой временной задержке (ВЗ) и поперечных зондах подтверждает наличие дефекта в НКТ, в аномалия на поздней 40-й ВЗ соответствует дефекту в ЭК.

Простейшим устройством этого типа является индукционный индикатор дефектов, 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 нарушения сплошности (трещина) в кольцевом секторе колонны, обусловленные геометрическим фактором измерительного зонда.

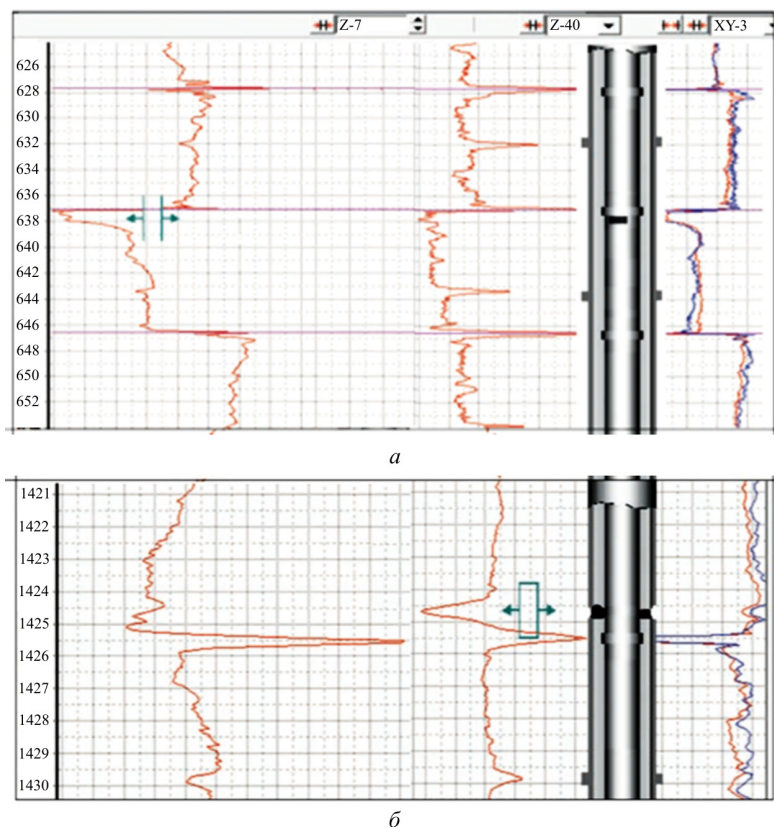


Рис. 2.62. Обнаружение дефекта в колонне НКТ (а) и ЭК (б)

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). В отечественной геофизической практике наибольшее развитие получили направления электромагнитной дефектоскопии (серия «ЭМДС») и магнитно-импульсной дефектоскопии (серия «МИД») (рис. 2.64). Аппаратура этих серий несколько различна по принципам формирования и регистрации сигнала, телеметрии и разрешающей способности, но в обоих типах используется методика регистрации и анализа декремента затухания ЭДС индукции для зондов с различной базой.

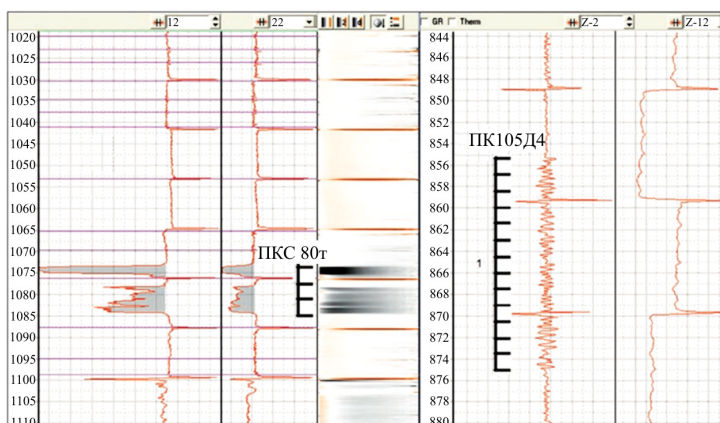


Рис. 2.63. Выделение интервалов перфорации

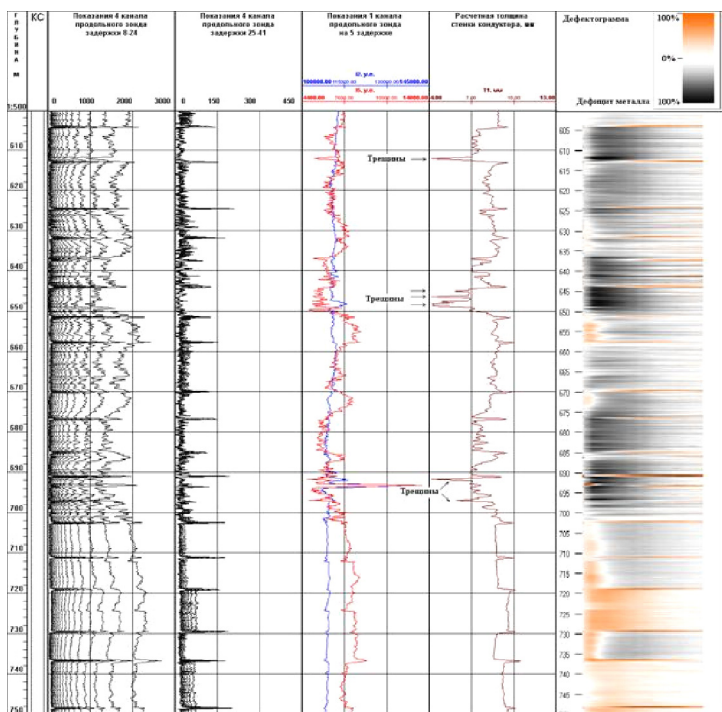


Рис. 2.64. Пример выделения нарушений в колонне по данным прибора МИД

Дальнейшим развитием этого направления являются сканирующие дефектоскопы, которые позволяют локализовать дефекты в определенном сегменте и существенно повысить разрешающую способность метода.

Исходной информацией для обработки и интерпретации является серия кривых амплитуд 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 (рис. 2.65).

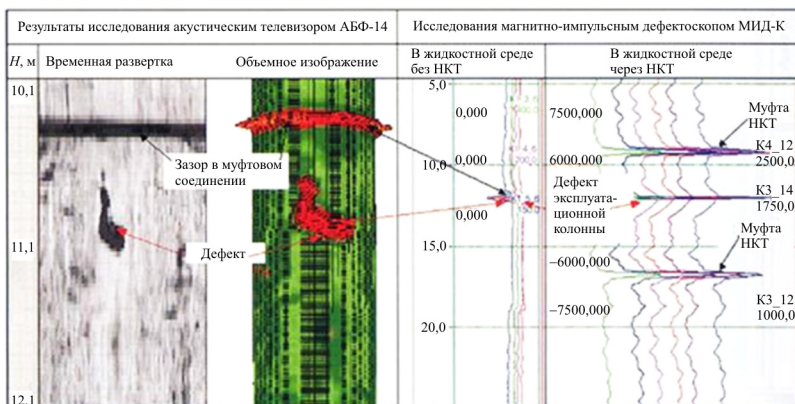


Рис. 2.65. Выделение дефекта эксплуатационной колонны по комплексу методов диагностики технического состояния

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).

Гамма-гамма-толщинометрия. Гамма-гамма-толщинометрия – это метод регистрации интенсивности рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего источник среднеэнергетического γ -излучения и детектор рассеянного гамма-

излучения. Длина зонда выбирается такой (9–12 см), чтобы исключить влияние на результат 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 др. Прибор центрируется в скважине.

Для количественной интерпретации результатов используются калибровочные зависимости, связывающие скорость счета датчика (импульсов/мин) с толщиной стальной колонны. При интерпретации вносятся поправки фонового естественного гамма-излучения, а также учитывается влияние плотности заполнителя ствола скважины и заколонного пространства.

Гамма-гамма-цементометрия. Гамма-гамма-цементометрия – это метод регистрации интенсивности рассеянного γ -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 используются 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), которой обеспечивает прием полезного сигнала из радиального сектора 30–50°. В обоих случаях 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 про-

мывочной жидкости). Еще одной областью практического применения метода является выделение в цементном камне каналов и каверн, а также оценка 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 фонового естественного гамма-излучения, а также влияние плотности заполнителя 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 $0,5\text{--}0,7\text{ г/см}^3$.

2.4.5. 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 показаний методов на фоновом (до закачки) и рабочем (после за-

качки) замерах. Разновидностью этого метода можно считать и наблюдение за формированием «естественных» (радиоактивных, солевых, флюидальных) аномалий, связанных с эксплуатацией залежи. При возникновении подобных аномалий вне эксплуатируемого объекта косвенно можно констатировать наличие дефектов заколонного пространства или колонны.

Ряд компаний 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 оптоволоконных кабеля (один из них – для подводки освещения, другой – непосредственно для передачи видеок кадров наверх). Специальное покрытие рабочего наконечника такого кабеля обеспечивает отсутствие налипания вязких фракций (нефти, грязи), а управляемый с устья манипулятор позволяет направить камеру на интересующий объект.

Результатом проводимых с помощью скважинного видео измерений являются видеокартинки, в реальном времени иллюстрирующие движение компонентов потока по стволу скважины, поступление капель нефти через перфорационные отверстия. Кроме этого, можно контролировать состояние труб на забое. Недостаток метода – обеспечение 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 образцы керна тщательно изучают в лаборатории.

Магнитный интроскоп (МИ-50). Принцип действия, сканирующего магнитного интроскопа (СМИ) основан на методе регистрации утечки магнитного потока (MFL-метод). СМИ содержит намагничивающее устройство и многоэлементную систему из датчиков утечки магнитного потока. Намагничивающее устройство создает в стенках ЭК магнитный поток. При его прохождении через

область стенки ЭК с дефектами или иными особенностями у внутренней поверхности стенки ЭК формируется магнитный рельеф в виде суперпозиции магнитного поля намагничивания и магнитного поля рассеяния от дефектов и особенностей ЭК. При перемещении СМИ внутри ЭК осуществляется считывание магнитного рельефа, по величине и характеру распределения которого можно судить о параметрах дефектов и особенностей стенки ЭК.

Конструктивно скважинный модуль сканирующего интроскопа МИ-50 состоит из трех блоков (рис. 2.66), размещенных в едином корпусе: блок магнитной интроскопии (сканер интроскопа), блока магнитно-импульсной толщинометрии (толщиномер) и блока гамма-каротажа (ГК).

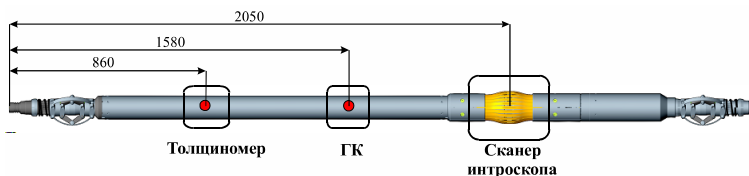


Рис. 2.66. Конструкция скважинного магнитного интроскопа

Блок ГК служит для «привязки» к геологическому разрезу всей получаемой информации, а также выявления радиогеохимических аномалий, которые могут оказаться косвенным признаком ухода жидкости за колонну в интервале ее нарушения, а блок толщинометрии – для определения усредненной по окружности толщины стенки ЭК.

Установление соответствия показаний всех блоков СМ и глубины ЭК осуществляется при использовании одометрического блока (сельсина), устанавливаемого на устье скважины. Информация о выявленных дефектах записывается в стационарный или портативный компьютер каротажной станции. Обнаружение, распознавание и оценка дефектов осуществляется путем анализа магнитограмм, полученных в процессе каротажа. Поставляемое с интроскопом программное обеспечение позволяет проводить расшифровку магнитограмм и интерпретацию данных обследования, подготовку отчетов

и архивирование результатов контроля. Программное обеспечение (ПО) позволяет проводить обработку данных, получаемых от всех функциональных блоков СМИ: магнитной интроскопии, толщинометрии и гамма-каротажа. Калибровка системы отсчета глубины СМИ осуществляется в лабораторных условиях с использованием специальных эталонных образцов длины. Ее необходимость обусловлена тем, что для определения глубины используется штатное одометрическое оборудование геофизической партии, точность которого не может быть заранее оценена при изготовлении СМИ. Для градуировки показаний СМИ используется образец ЭК с эталонными дефектами. В процессе градуировки записываются показания от эталонных дефектов. В дальнейшем они используются при интерпретации диагностических данных для определения параметров и особенностей ЭК. В процессе геофизических работ при обследовании ЭК запись диагностических данных в память компьютера сопровождается одновременным выводом на его монитор текущей диагностической информации, позволяющей повернуть изображение, убрать помехи, выбрать соответствие цвета и показаний и т.д.

На рис. 2.67 показаны промысловые испытания с отворотом и поднятием ЭК; испытания на сходимость результатов обследования сканирующим магнитным интроскопом с данными, полученными иными (акустическими и электромагнитным) методами геофизического исследования скважин.

Наиболее характерные дефекты, обнаруженные в результате проведения магнитной интроскопии ЭК:

- 1) коррозионные поражения стенки ЭК по дистанции ЭК (рис. 2.68, а);
- 2) повторная перфорация (рис. 2.68, б);
- 3) коррозионные поражения стенки ЭК в интервале перфорации (рис. 2.68, в);
- 4) желобообразный износ из-за движения бурового инструмента (рис. 2.68, г);
- 5) несоответствие фактического интервала перфорации проектному (рис. 2.68, д);
- 6) недоворот труб в муфтовых соединениях (рис. 2.68, е).

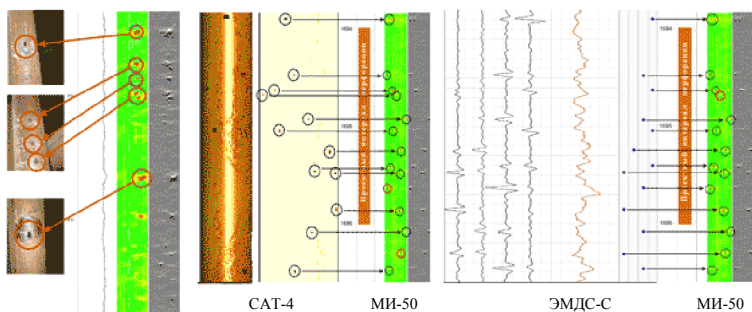


Рис. 2.67. Промысловые испытания магнитного интроскопа МИ-50

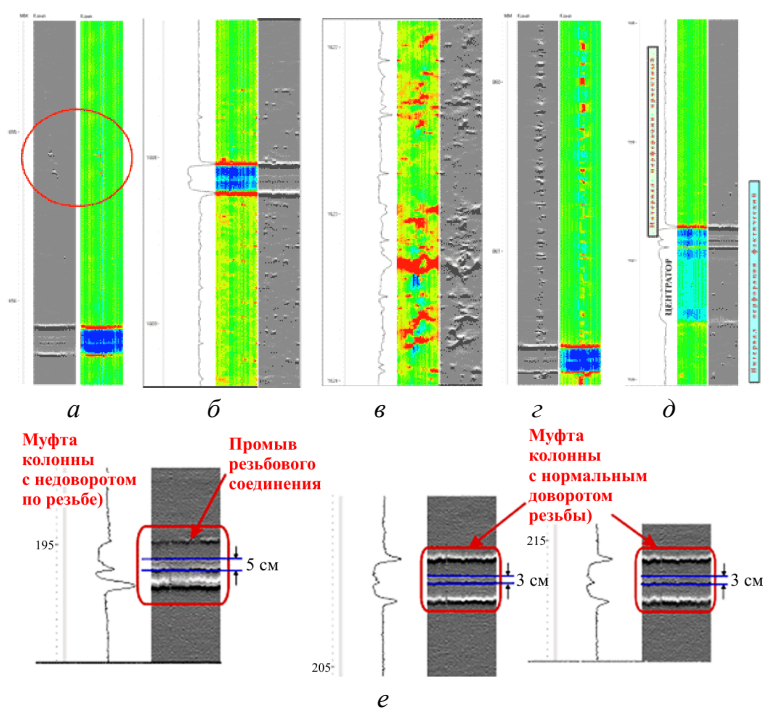


Рис. 2.68. Характерные дефекты, обнаруженные в результате проведения магнитной интроскопии

Технология магнитной интроскопии ЭК – эффективный инструмент для оценки технического состояния скважин. Однако не существует универсального диагностического средства. Не явля-

ется таким и технология магнитной интроскопии. Поэтому при планировании диагностического обследования целесообразно комплексирование операций технологии магнитной интроскопии с другими геофизическими методами дефектоскопического обследования ЭК: термо-, расхо-, цементометрией, трубной профилометрии и пр. Это позволяет получить информацию, необходимую для оценки технического состояния скважин в целом.

Комплексирование методов. Оценка технического состояния колонны до гидромеханической целевой перфорации с помощью многорычажного профилемера и акустического видеокаротажа (САС) на скважине Пихтового месторождения. Результаты оценки технического состояния колонны до гидромеханической целевой перфорации представлены на рис. 2.69 и 2.70.

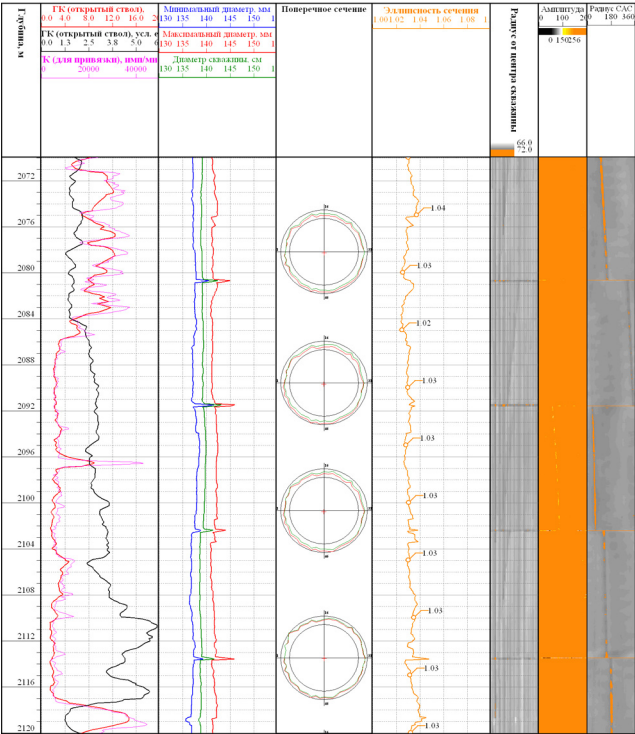


Рис. 2.69. Оценка технического состояния колонны до гидромеханической целевой перфорации

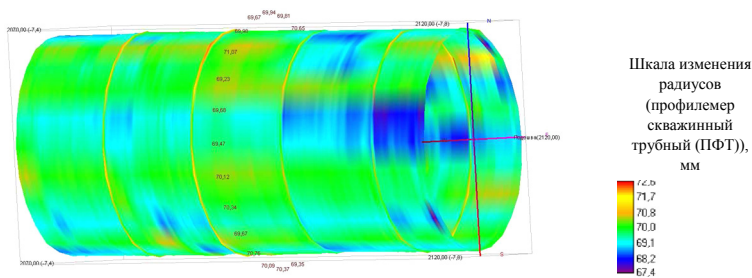


Рис. 2.70. Результаты оценки технического состояния колонны многорычажным профилемером до гидромеханической целевой перфорации

По результатам исследований установлено: по данным измерений аппаратурой ПФТ-60-90 в исследуемом интервале средний внутренний диаметр колонны 138,5–139,4 мм. На глубине 2118,8 м отмечается изменение диаметра, возможно дефект колонны. По данным САС, нарушений эксплуатационной колонны не отмечается. На рис. 2.71 и 2.72 представлены результаты контроля гидромеханической целевой перфорации.

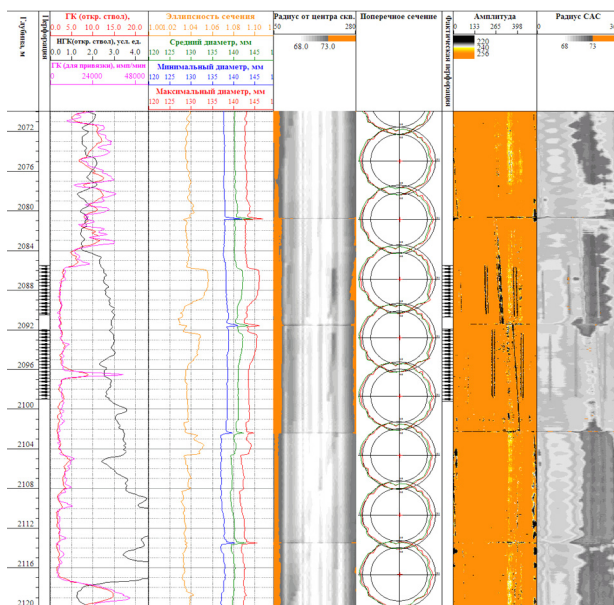


Рис. 2.71. Контроль гидромеханической целевой перфорации

По результатам исследований установлено: по данным измерений аппаратурой ПФТ-60-90 в исследуемом интервале средний внутренний диаметр колонны 138,0–140,0 мм. Отмечается увеличение внутреннего диаметра скважины до 146,0 мм в интервале верхнего реза и до 145,4 мм в интервале нижнего реза. По данным САС отмечается гидромеханическая щелевая перфорация в трех проекциях в интервалах 2085,5–2091,0; 2091,9–2099,3 м. Наиболее четко перфорация прослеживается в двух направлениях.

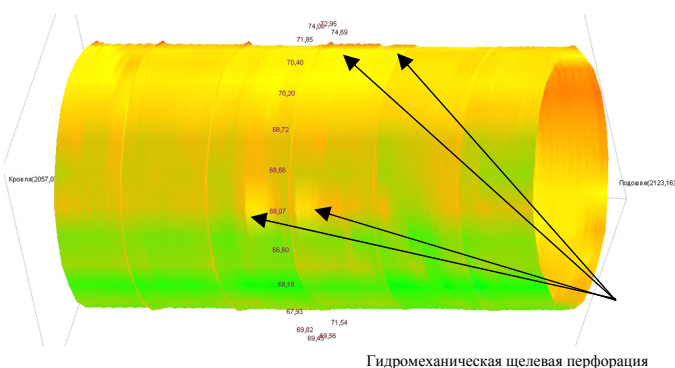


Рис. 2.72. Результаты оценки технического состояния колонны многорычажным профилемером до гидромеханической целевой перфорации

2.4.6. Контроль качества цементирования

Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу (нефть, газ, вода, нефть с водой и т.д.), правильно подсчитывать запасы нефти и газа и эффективно осуществлять контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели:

- 1) соответствие высоты подъема цемента в затрубном пространстве проектной высоте;
- 2) наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии;

3) равномерное распределение цемента в затрубном пространстве;

4) отсутствие каналов, трещин и каверн в цементном камне;

5) надежное сцепление цемента с колонной и породами.

Качество цементирования обсадных колонн контролируется методами термометрии, радиоактивных изотопов, гамма-гамма-методом и акустическим методом.

Метод термометрии позволяет установить верхнюю границу цементного кольца и выявить наличие или отсутствие цемента в затрубном пространстве.

Зацементированный интервал отмечается на термограмме повышенными значениями температуры на фоне общего постепенного возрастания ее с глубиной и расчлененностью кривой по сравнению с кривой незацементированных участков скважины.

Уровень цемента по термограмме устанавливается на 5–10 м ниже начала подъема кривой, учитывая распространение тепла вдоль скважины. В интервале нахождения цемента дифференциация температурной кривой обусловлена литологией и кавернностью разреза. Как правило, песчаным и карбонатным породам соответствуют пониженные температурные аномалии, глинистым – повышенные из-за различия их тепловых сопротивлений. Кроме того, в глинистых породах этот эффект чаще всего усилен за счет образования каверн, заполненных цементом.

Нечеткая отбивка уровня цемента может быть связана с его загрязнением, односторонней заливкой в виде «язычков», наличием пород с резко отличающимися тепловыми свойствами (зон многолетнемерзлых пород), нарушением методики измерений (замеры термометром должны быть произведены на спуске прибора не позднее 24 ч с момента схватывания цемента) и др.

Недостатки метода: зависимости от времени проведения измерений после закачки цемента (по истечении не менее 2 сут экзотермический эффект исчезает); малая эффективность повторных измерений из-за нивелирования температурных аномалий вследствие перемешивания жидкости в стволе скважины; сложность отбивки цементного кольца при высокой температуре окружающих пород на больших глубинах (свыше 2 км); невозмож-

ность контроля характера распределения цемента за колонной и степени сцепления его с колонной и породами.

Методом радиоактивных изотопов можно определить высоту подъема цемента, выявить наличие цемента и установить характер его распределения в затрубном пространстве, обнаруживать в цементном камне каналы. Наличие цемента в затрубном пространстве и его уровень подъема отмечаются повышенными значениями гамма-активности на повторной кривой ГК за счет добавления в цементный раствор радиоактивных изотопов. Для более уверенной интерпретации регистрируют первоначальную (контрольную) кривую ГК до закачки активированного цемента (рис. 2.73).

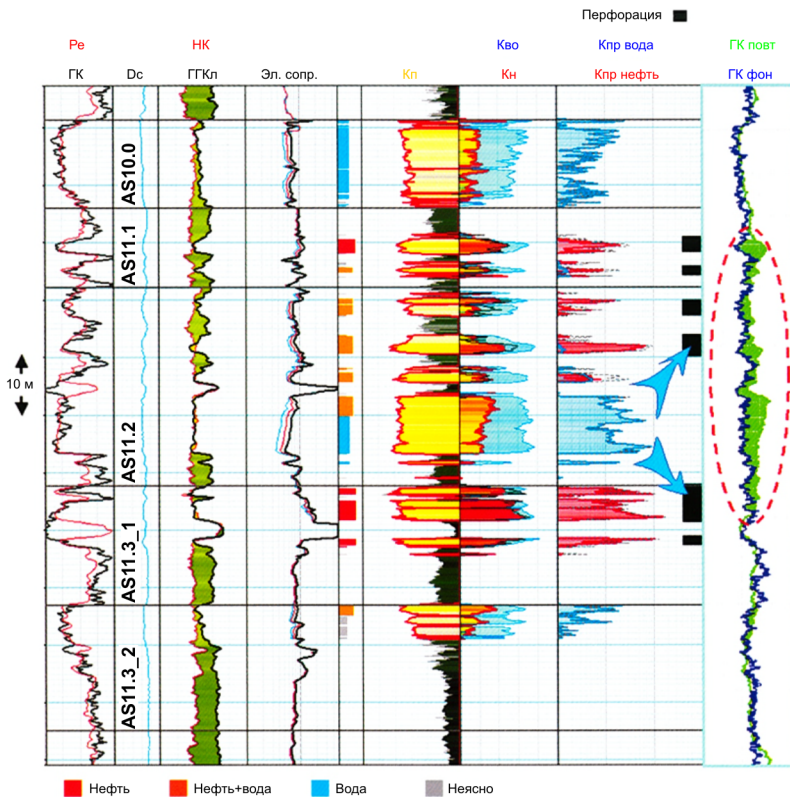


Рис. 2.73. Выявление заколонных перетоков методом закачки радиоактивных изотопов

Для активации цемента обычно применяют короткоживущие изотопы ^{131}I , ^{59}Fe , ^{95}Zr , ^{65}Zn , ^{222}Rn . Если требуется определить лишь высоту подъема цемента, то активируют только его первую порцию. С целью изучения характера распределения цемента в затрубном пространстве используется гамма-дефектомер, с помощью которого регистрируется кривая интенсивности гамма-излучения. Если цемент распределен вокруг колонны равномерно, а фактический диаметр скважины постоянен в разных направлениях, то кривая ГК будет близка к прямой, параллельной оси абсцисс. При неравномерной толщине цемента вокруг колонны на кривой ГК будут отмечаться отчетливые минимумы и максимумы. Чем более неравномерно распределен цемент за колонной, тем значительнее разница.

Сопоставление контрольной и повторной кривых ГК позволяет выявить интервалы проникновения активированной жидкости за колонной. При хорошем качестве цементирования колонны активированная жидкость проникает только в интервал перфорации, при плохом – в выше- и нижележащие водоносные пласты.

Недостатки метода радиоактивных изотопов: необходимость соблюдать особые правила техники безопасности; возможность применять метод лишь в перфорированных скважинах (контроль цементного камня во времени); исследуются сравнительно небольшие интервалы скважины; трудоемкость работ, что приводит к длительному простоя скважины.

Гамма-гамма-метод позволяет установить высоту подъема цемента, определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементирования, фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гельцемент), выявить в цементном камне небольшие каверны и каналы, определить эксцентриситет колонны.

Поскольку плотность цементного камня ($1,8\text{--}2\text{ г/см}^3$) и промывочной жидкости ($1,2\text{--}1,3\text{ г/см}^3$) значительно различаются, а интенсивность вторичного гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$ находится в обратной зависимости от плотности среды, на регистрируемой кривой ГГК четко выделяются участки цемента с пониженными по-

казаниями $I_{\gamma\gamma}$ по сравнению с интервалами, содержащими за обсадной колонной промывочную жидкость.

Для контроля качества цементирования обсадных колонн применяют два типа измерительных зондов: многоканальный с тремя или четырьмя детекторами, расположенными симметрично относительно оси зонда и взаимно экранированными, и одноканальный с вращающимся в процессе измерений с заданной угловой скоростью экраном, который обеспечивает коллимацию гамма-излучения в радиальном направлении в пределах $30\text{--}50^\circ$. Совокупность кривых, зарегистрированных многоканальным зондом, называется цементограммой, кривая, записанная одноканальным зондом, – круговая цементограмма, а круговая цементограмма, полученная в масштабе длины окружности скважины при остановке зонда на заданной глубине с равномерной протяжкой ленты регистратора, называется дефектограммой.

Степень дифференциации кривых ГГК определяется соотношением максимальных и минимальных показаний рассеянного гамма-излучения в изучаемом интервале глубин. Чем больше отличается это отношение от единицы в данном сечении скважины, тем меньше цементована колонна и менее равномерно распределен цемент в затрубном пространстве.

Достоинства метода: возможность проведения измерений независимо от времени, прошедшего после окончания цементирования.

Недостатки метода: невозможность выделения мелких каналов (если их площадь менее $8\text{--}10\%$ площади сечения затрубного пространства скважины); необходимо, чтобы плотность цементного камня существенно отличалась от плотности промывочной жидкости и была большая разницы между диаметрами скважины и колонной.

Акустический метод позволяет: установить высоту подъема цемента; выявить наличие или отсутствие цемента за колонной; определить наличие даже небольших каналов, трещин и каверн в цементном камне; изучить степень сцепления цемента с колонной и породами; исследовать процесс формирования цементного камня во времени (рис. 2.74).

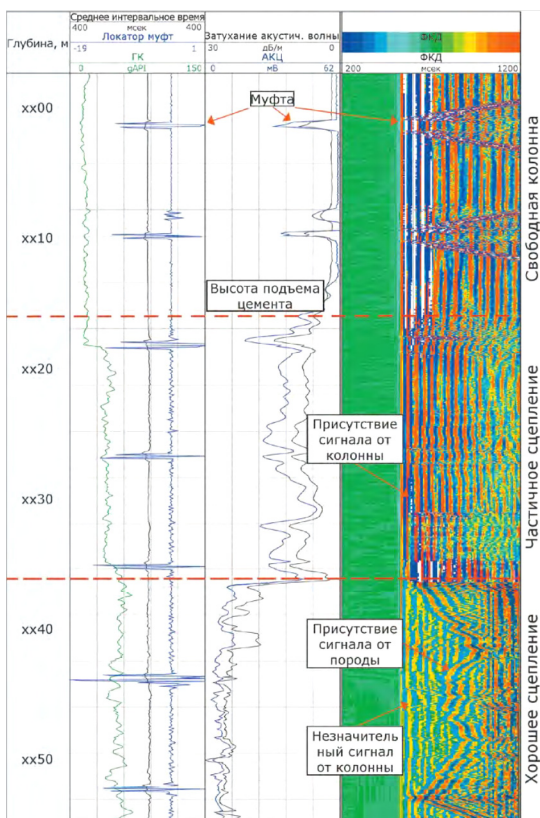


Рис. 2.74. Оценка качества сцепления по данным АКЦ и ФКД

Метод основан на измерении амплитуды преломленных продольных волн, распространяющихся по обсадной колонне (трубная волна) и породе, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

При интерпретации кривых акустического контроля цементирования за основу амплитуды преломленных волн в колонне A_k и в породе A_n кривая интервального времени является вспомогательной. Максимальные значения амплитуд A_k и A_n и среднее значение интервального времени τ_n характеризуют незацементированную колонну, а иногда и отсутствие связи цементного кам-

ня с колонной. Минимальные значения амплитуд трубной волны свидетельствуют о хорошем сцеплении цементного камня с колонной. Кривая τ_n достигает максимального значения на участках с хорошим сцеплением цементного камня с колонной и плохим сцеплением с породой. В этом случае величина близка ко времени пробега упругой волны по промывочной жидкости. Минимальная величина регистрируемого времени τ_n (меньше времени прохождения продольной волны по колонне τ_k) наблюдается в интервалах, характеризующихся высокой скоростью распространения колебаний в породе при жесткой связи цементного камня с колонной и стенками скважины.

Определение качества цементирования с помощью АК возможно в любое время, эффективность метода не зависит от соотношения плотностей цементного раствора и промывочной жидкости.

Недостатки метода: при скользящем контакте цементного камня с обсадной колонной упругие колебания распространяются в основном по колонне, волны в последующих вступлениях не фиксируются, качество цементирования в этом случае определить невозможно; в разрез со скоростью продольных волн более 5300 м/с первые вступления при плохом и хорошем качестве цементирования относятся к волне, идущей по породе, поэтому однозначная интерпретация кривых A_k и A_n невозможна, необходима дополнительная регистрация волновых картин.

Прибор ультразвукового сканирования USI имеет один излучатель, генерирующий ультразвуковые волны частотой 200–700 кГц. Волны проходят через жидкость в стенку обсадной колонны, создавая резонанс колонны, зависящий от толщины ее стенок. Далее излучатель становится приемником и замеряет волны, отраженные от колонны. Степень затухания отраженных волн зависит от акустического импеданса вещества с обеих сторон обсадной колонны. По величине акустического импеданса заколонный материал классифицируется как цемент, жидкость или газ, согласно принятым граничным значениями импеданса для этих материалов. Установка излучателя на вращающуюся муфту обеспечивает полное радиальное покрытие окружности обсадной колонны.

Результаты измерений обычно отображаются в единицах акустического импеданса – мегарейлах в виде карты-развертки. Развертка наглядно представляет данные о степени и характере заполнения цементом заколонного пространства и позволяет выделять участки с наличием каналов в цементном камне, а также участки с плохим, хорошим и частичным цементом. На основе получаемой развертки создается 3D-модель с визуализацией заполнения заколонного пространства цементом (рис. 2.75).

Одновременно с оценкой качества цементирования проводится оценка состояния обсадной колонны, в ходе которой определяется внутренний радиус стенки. По результатам измерений создается карта-развертка внутреннего радиуса и толщины, которые позволяют выявить места с нарушением целостности стенок обсадной колонны.

Оценка качества цементирования с помощью традиционных акустических цементомеров и ультразвуковых приборов иногда может быть затруднена в случае использования облегченного цемента либо при «загрязнении» цемента буровым раствором, поскольку акустический импеданс бурового раствора близок к акустическому импедансу облегченного/загрязненного цементного раствора. Данное обстоятельство не позволяет их однозначно разделить, основываясь лишь на одном измерении акустического импеданса.

Особенностью прибора **Isolation Scanner** является наличие четырех излучателей/приемников, установленных на вращающуюся муфту. Один излучатель используется для возбуждения ультразвуковой волны и приема отраженных волн по аналогии со стандартными ультразвуковыми имиджерами. Другие три излучателя/приемника располагаются на обратной стороне муфты – один из них служит излучателем, а два – приемниками. Излучаемые ультразвуковые волны частотой ~200 кГц, проходя по обсадной колонне, создают ее изгибные колебания. Далее сигнал регистрируется двумя приемниками, и производится расчет затухания изгибной волны с использованием соотношения амплитуд на

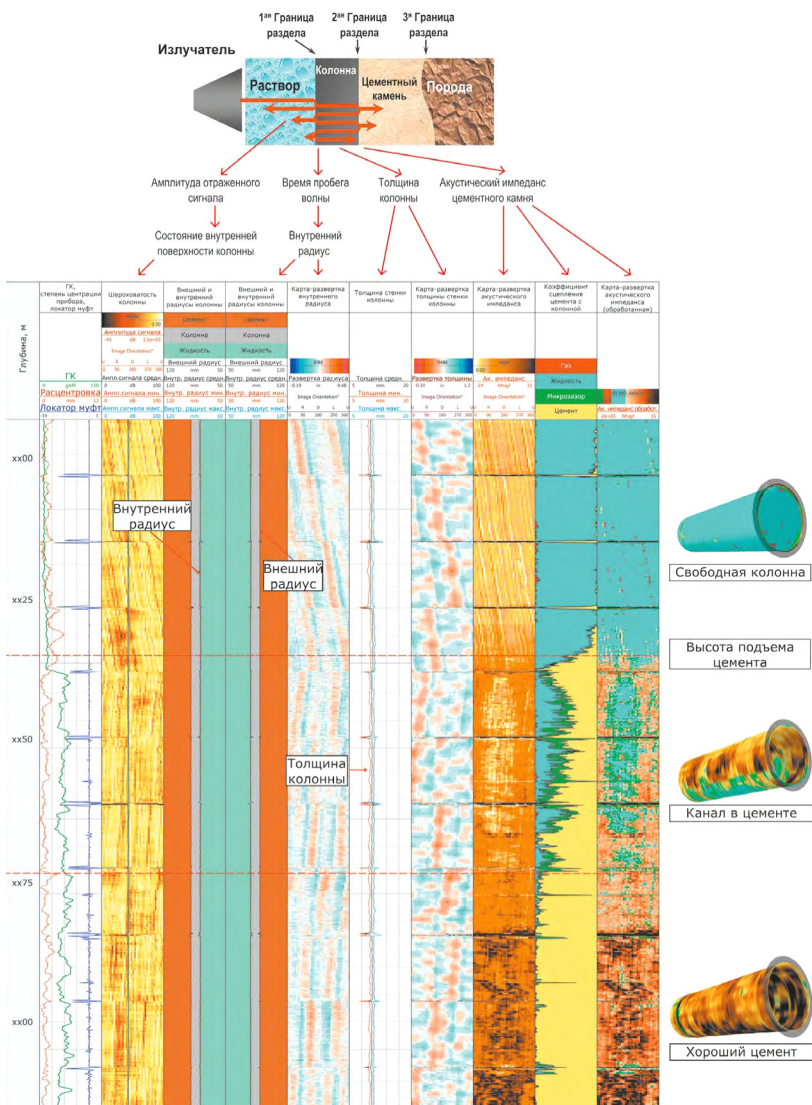


Рис. 2.75. Оценка качества цементирования в заколонном пространстве и состояния обсадной колонны по данным ультразвукового сканера, а также принцип его измерений

ближнем и дальнем приемниках. Полученные замеры (акустический импеданс и затухание изгибной волны) используются совместно для получения распределения цемента, жидкости и газа за обсадной колонной (карта ТЖГ: твердое вещество – жидкость – газ). Классификация материала производится по всей окружности колонны (360°). Помимо определения агрегатного состояния вещества за обсадной колонной регистрируемый сигнал изгибной волны может быть обработан для извлечения волн, отраженных от границы «цемент-порода» либо «цемент-внешняя колонна», в случае наличия достаточного контраста акустического импеданса на этой границе. Данный анализ предоставляет возможность определить эксцентриситет обсадной колонны, а также рассчитать амплитуду и скорость прохождения волн в заколонном пространстве.

Результаты измерений обычно отображаются в единицах измерения акустического импеданса – мегарейлах в виде карты-развертки. Также отображается карта-развертка затухания изгибной волны, единица измерения – децибел на метр (дБ/м).

Основную информацию несет диаграмма ТЖГ. На ней наглядно видны степень и характер заполнения цементом заколонного пространства, соответственно, появляется возможность выделить участки с каналами в цементе, а также участки с плохим, хорошим или частичным цементом. По полученной диаграмме ТЖГ создается 3D-модель с визуализацией заполнения заколонного пространства цементом (рис. 2.76).

Одновременно с оценкой качества цементирования проводится оценка состояния обсадной колонны, в ходе которой определяются внутренний радиус колонны, ее толщина, а также степень шероховатости внутренней стенки. По результатам измерений создаются карты-развертки внутреннего радиуса и толщины, которые позволяют выявить места дефектов на внутренних и внешних стенках обсадной колонны.

Сопоставление результатов цементирования скважины при неудовлетворительной и удовлетворительной центрации колонны: полноценное замещение бурового раствора цементом ослож-

нено низкой концентрацией колонны и, как следствие, отсутствием вытеснения большей части бурового раствора (слева); соприкосновение обсадной колонны со стенкой скважины отсутствует и, как следствие, отмечается более полное вытеснение бурового раствора (справа) (рис. 2.77).

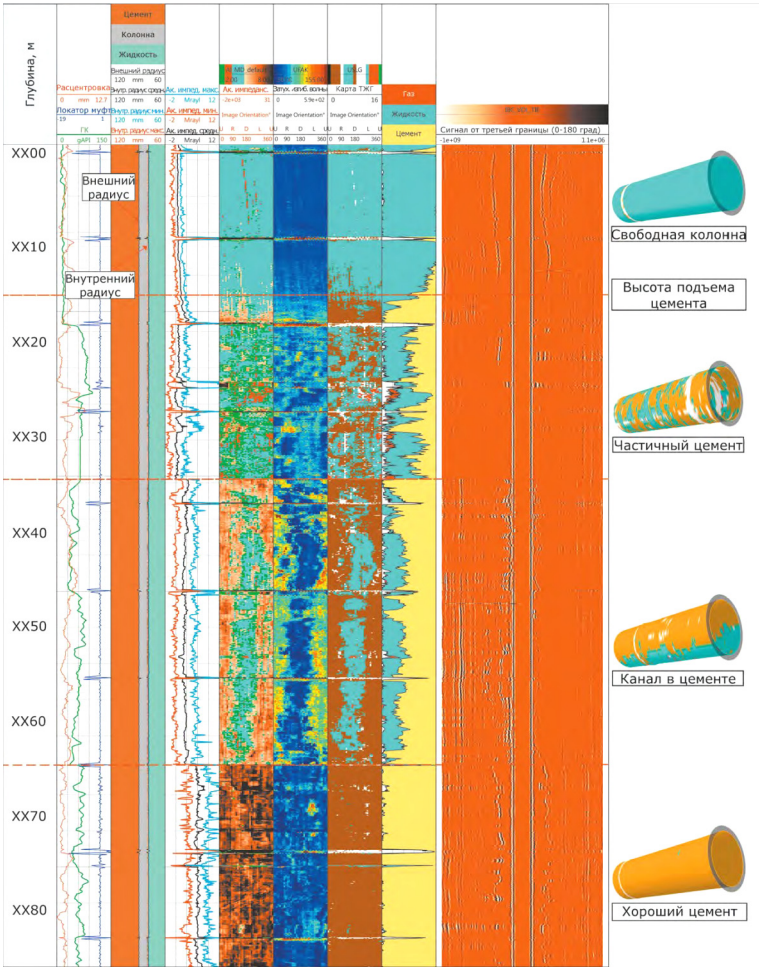


Рис. 2.76. Оценка качества цементирования в заколонном пространстве по данным Isolation Scanner

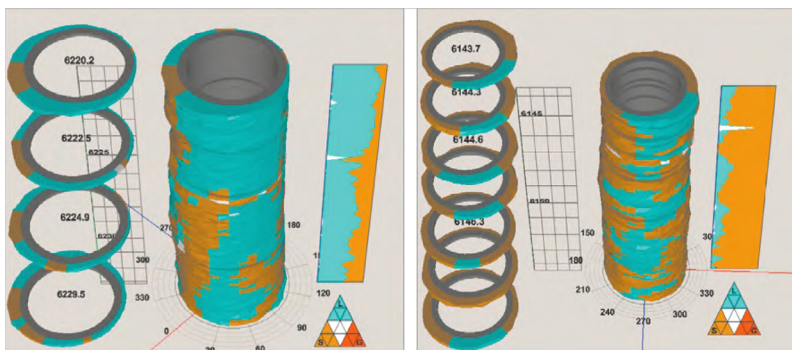


Рис. 2.77. Результаты цементирования скважины при неудовлетворительной и удовлетворительной центрации колонны

2.4.7. Контроль состояния колонны и качества перфорации

К числу дефектов колонны и НКТ относятся непостоянство диаметров и толщины, нарушение целостности в результате прострелочно-взрывных работ (участки перфорации), наличие отверстий, трещин, вмятин, раздутий.

Толщина стенок обсадных колонн и НКТ может изменяться под влиянием механических напряжений, коррозии и неравномерных механических напряжений, прострелочно-взрывных работ. Фактическую толщину стенок колонн и НКТ и их внутренний диаметр необходимо знать при интерпретации данных цементометрии, дебитометрии, радиометрии и других методов исследования обсаженных скважин. Определение толщины стенок обсадных колонн и НКТ осуществляется с помощью метода ГГТ. Измерение рассеянного γ -излучения осуществляется гамма-толщиномером, размер его зонда 7–9 см.

Зонд толщиномера входит в состав комплексного прибора дефектометра-толщиномера СГДТ-2. Прибор позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных колонн с точностью до $\pm 0,5$ мм. Толщиномер иногда применяют совместно с калиброметром, который служит для измерения внутреннего диаметра

стальных труб с точностью до ± 1 мм. Внутренний диаметр обсадных колонн может также измеряться с помощью профилеметров и микрокаверномера.

Положение соединительных муфт обсадных колонн, бурильных или насосно-компрессорных труб в скважине устанавливают с помощью локатора муфт. Локатор муфт позволяет также фиксировать дефекты колонны (перфорационные отверстия, трещины) и уточнять интервалы перфорации колонны.

Существуют определенные трудности при установлении интервала перфорации по данным локатора муфт, связанные с изменением толщины стенок колонны из-за коррозии, наличием механических покрытий на стенках колонн, изменяющейся их намагниченностью. В связи с этим предложен другой способ контроля интервала перфорации с применением аппаратуры АКП-1.

Аппаратура контроля перфорации АКП-1 основана на следующем принципе действия. До прострела колонна против продуктивных пластов намагничивается, затем осуществляется локация намагниченных участков, при этом диаграмма против этих интервалов представляет собой гармонические колебания равной амплитуды. После перфорации записывается повторная диаграмма, и в интервале перфорации отмечаются существенные уменьшения намагниченности обсадной колонны.

Состояние обсадных труб и насосно-компрессорных труб (разрывы, смятия), число и местонахождение перфорационных отверстий, а также муфтовых соединений может быть установлено и по результатам исследований скважинным акустическим телевизором.

Для определения интервалов перфорации используется также метод термометрии. Измерения проводят на спуске и подъеме прибора непосредственно после перфорации, захватывая выше интервала перфорации участок глубин протяженностью не менее 50 м. Температурная аномалия, образованная горением зарядов перфоратора, «расплывается» в течение 1–2 суток. Эффективность выделения максимальна для бескорпусных перфораторов.

Кроме того, интервал перфорации можно определить путем закачки воды, отличающейся по температуре от пластовой. Интервал перфорации определится аномалией на термограмме. Подобный подход можно использовать в случае, если есть уверенность в том, что других нарушений колонны, кроме интервала перфорации, нет.

Помимо перечисленных методов, выше рассматривалась возможность использования электромагнитной дефектоскопии и магнитно-импульсной дефектоскопии для определения состояния эксплуатационных и НК труб.

Оценка технического состояния обсадных колонн по данным ультразвуковых имиджеров. Ультразвуковые имиджеры обеспечивают получение всех необходимых данных для обнаружения, идентификации и количественной оценки повреждения или коррозионного износа обсадной колонны. Измеряемая и рассчитываемая информация о техническом состоянии колонны включает в себя определение внутреннего и внешнего радиусов колонны, толщины стенки с последующей оценкой потери металла и давления разрыва колонны. Также результатом измерений является выделение максимальных и минимальных значений толщины и внутреннего радиуса для каждой свечи колонны, что дает возможность определить глубину ее максимального повреждения. Результаты измерений обычно отображаются в виде карт-разверток внутреннего радиуса и толщины колонны, а также 3D-визуализации, демонстрирующих пространственное размещение и размеры повреждений (рис. 2.78).

Оценка технического состояния обсадных колонн и НКТ по данным электромагнитного дефектоскопа (ЕМ Pipe Scanner). Коррозия обсадных колонн/НКТ является серьезной проблемой для нефтегазовой отрасли даже без учета стоимости углеводородов, потерянных в результате нарушения герметичности и заколонных перетоков, вызванных коррозией. Своевременное выявление вышеупомянутых проблем предоставляет возможность проведения профилактических мероприятий, направленных на снижение риска возникновения ущерба для окружающей среды и различных инцидентов на поверхности.

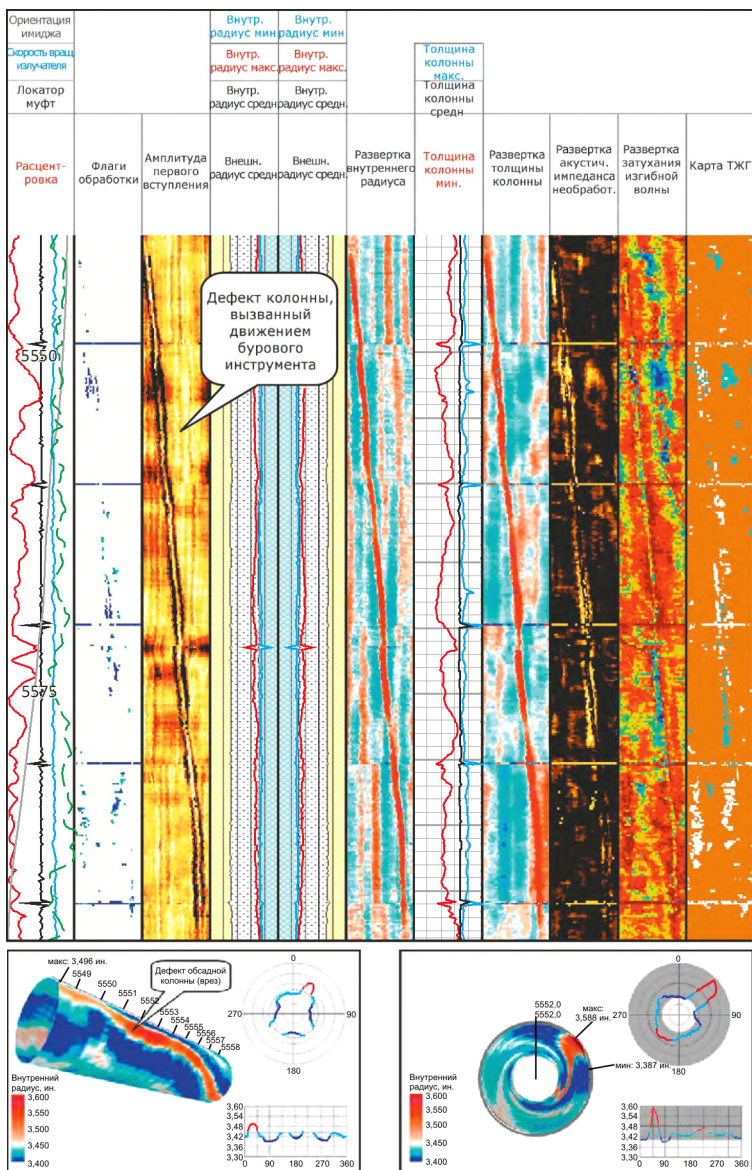


Рис. 2.78. Оценка технического состояния обсадной колонны по данным ультразвукового имиджера UCI и 3D-визуализация положения и размеров дефекта обсадной колонны

Базовым принципом электромагнитной дефектоскопии является регистрация изменений магнитного поля по мере его прохождения через металлические объекты. Как правило, данные изменения связаны с такими параметрами объектов, как их толщина и электромагнитные свойства.

Ключевой особенностью электромагнитной дефектоскопии, выполненной с помощью прибора EM Pipe Scanner и отличающей ее от других методов оценки технического состояния обсадных колонн/НКТ (ультразвуковые имиджеры, многорычажные каверномеры и т.д.), является возможность оценки состояния внешних обсадных колонн в случае многоколонной конструкции скважины.

При проведении измерений в одноколонной скважине производится полноценная оценка состояния обсадной колонны, включающая измерение толщины колонны и ее внутреннего радиуса с предоставлением соответствующих детальных имиджей. Данное обстоятельство позволяет различать коррозию внутренней и внешней стенок обсадной колонны.

Основной областью применения электромагнитной дефектоскопии является регистрация данных в многоколонных скважинах, например, в скважине, обсаженной одной обсадной колонной и НКТ. Прибор EM Pipe Scanner измеряет общую толщину труб многоколонной конструкции. При этом сравнительный анализ низко- и высокочастотной карт-разверток позволяет определять местоположение потери металла и отнести его к внутренней стенке наименьшей колонны либо же к другому месту (включая внешние обсадные колонны).

Другой важной особенностью электромагнитной дефектоскопии является возможность получения результатов вне зависимости от состояния и наличия отложений на внутренней стенке колонны, а также типа флюида в скважине.

На рис. 2.79 представлены результаты интерпретации EM Pipe Scanner, которые позволили выявить значительную коррозию обсадных колонн, составляющую 89 % от их суммарной толщины (или 73 % от суммарной толщины трех колонн и НКТ). После проведения каротажа выполнена опрессовка обсадных ко-

лонн, выявившая негерметичность 9–5/8” колонны на той же глубине. Негерметичность устранена путем закачки цемента и продления 7” хвостовика до устья скважины.

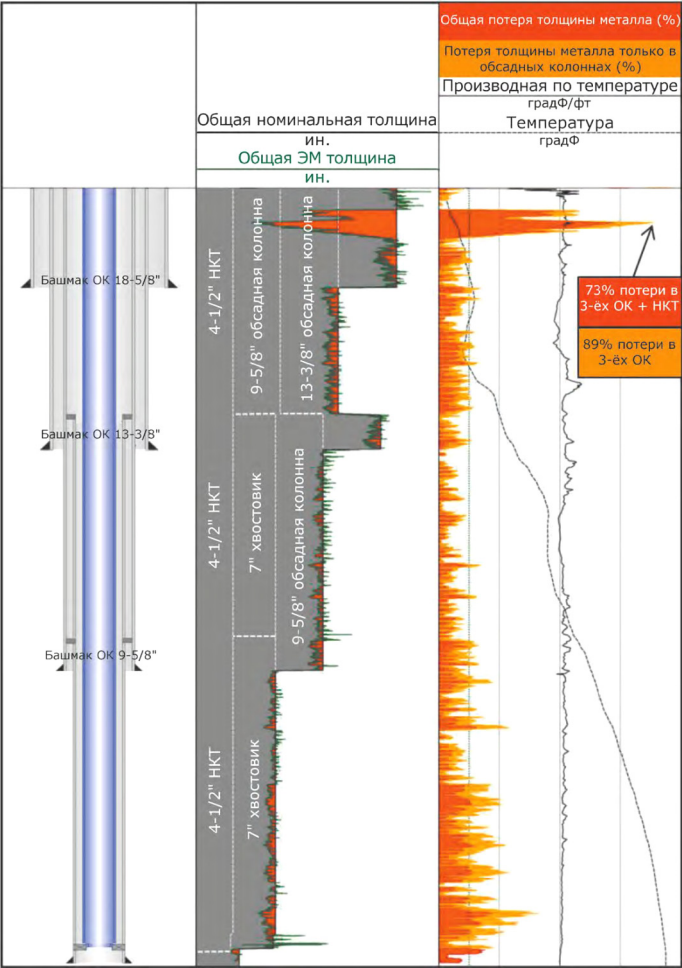


Рис. 2.79. Интерпретация данных EM Pipe Scanner

Оценка технического состояния обсадных колонн и НКТ по данным многорычажного каверномера РМТ. Механические многорычажные каверномеры уже в течение многих лет исполь-

зуются в нефтегазовой отрасли для измерения внутреннего радиуса и оценки потери металла обсадных колонн и НКТ. В отличие от ультразвуковых и электромагнитных имиджеров, механические каверномеры предоставляют прямые замеры внутреннего радиуса труб для обнаружения даже незначительных изменений, вызванных коррозией или образованием различных отложений. Полученные результаты используются для построения детальной 3D-развертки в специализированном программном обеспечении.

Многорычажные механические каверномеры могут также использоваться для оценки давления разрыва колонны, что может быть полезно при расчете максимального давления опрессовки.

Поскольку механические каверномеры служат для получения детальной оценки состояния внутренней стенки труб, они не предоставляют информации о состоянии внешней стенки. Учитывая данное обстоятельство, для получения полной информации о состоянии обсадных колонн/НКТ в скважине рекомендуется производить запись многорычажных механических каверномеров совместно с другими видами каротажа, позволяющими оценить состояние внешней стенки колонны (например, ультразвуковые имиджеры, электромагнитная дефектоскопия). На рис. 2.80 представлены результаты интерпретации данных многорычажного каверномера, которая выявила значительные повреждения НКТ в нескольких интервалах, что полностью подтвердилось последующим подъемом НКТ на поверхность.

Комплексный анализ цементирования скважины (Invizion Evaluation). В контексте цементирования скважин концепция непрерывного мониторинга операции, начиная от стадии дизайна и заканчивая оценкой качества цемента, существует уже довольно продолжительное время. Сервис Invizion Evaluation является одним из вариантов реализации данной концепции и применяется для решения проблем, связанных с цементированием скважин и требующих комплексного подхода к их решению.

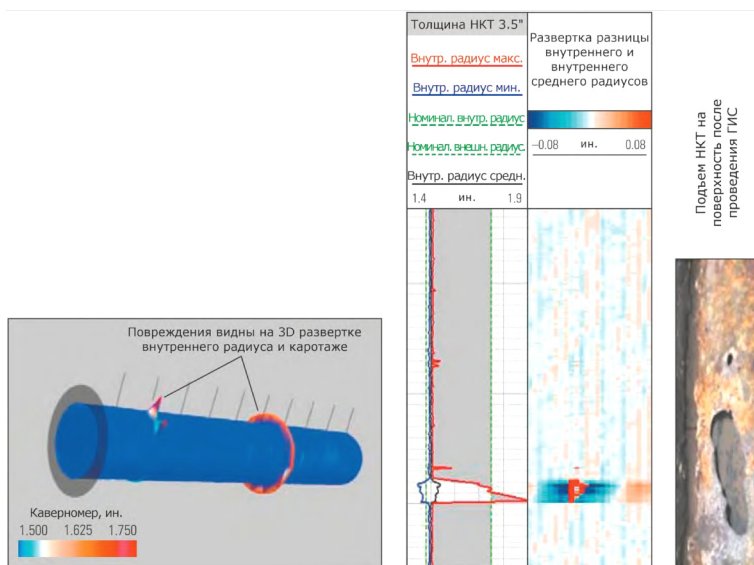


Рис. 2.80. Результаты интерпретация данных многорычажного каверномера РМТ

На первом этапе производится сбор релевантной информации по текущей и соседним скважинам, которая может быть условно разделена на три категории: данные бурения и строительства скважины, цементирования и оценки качества цемента.

Следующий этап заключается в совместной работе мультидисциплинарной команды экспертов (бурение, геомеханика, цементирование, ГИС и др.) по всестороннему анализу полученной информации. Заключение о причинах проблем, связанных с цементированием, как правило, сопровождается сводным планшетом, значительно облегчающим проведение подобного анализа. На планшет в хронологическом порядке, начиная от бурения и строительства скважины и заканчивая оценкой качества цемента, выносятся вся необходимая информация (рис. 2.81).

Помимо заключения по текущей скважине также обычно выдаются рекомендации по оптимизации процессов строительства и цементирования скважин, помогающие избежать подобных проблем в будущем.

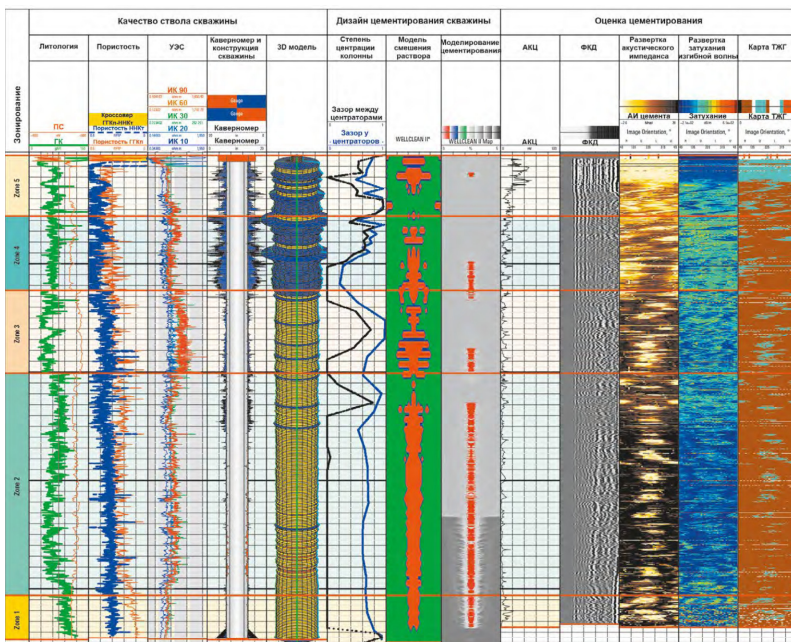


Рис. 2.81. Сводный планшет с необходимыми для комплексного анализа данными, расположенными в хронологическом порядке с точки зрения цикла строительства скважины (от ГИС в открытом стволе до оценки качества цемента)

Некоторые из проблем, которые были успешно решены с использованием данного подхода:

- сокращение общей продолжительности операций строительства скважин (что особенно актуально для морских месторождений) путем обоснованной оптимизации программы цементирования;
- выявление причин отсутствия межколонного давления и корректировка программы строительства скважин в данном регионе во избежание подобной проблемы в будущем;
- предоставление рекомендаций по оптимизации программы строительства будущих скважин в пределах одного куста для снижения риска миграции газа вдоль эксплуатационной колонны и поглощения цемента во время операции цементирования.

Помимо заключения по текущей скважине также обычно выдаются рекомендации по оптимизации процессов строительства и цементирования скважин, помогающие избежать подобных проблем в будущем.

2.4.8. Выделение интервалов притока (поглощения) и затрубной циркуляции

Места притоков жидкости в скважине могут быть установлены методами резистивиметрии, фотоэлектрическим методом (фотоэлемент освещается лампочкой; по степени освещенности судят о прозрачности воды), методом термометрии.

Местоположение притока жидкости в скважину можно определить путем понижения уровня жидкости в скважине – отгартывания, или путем его повышения – продавливания. В этом случае проводится серия измерений при последовательной откачке жидкости из скважины (например, с использованием сваба) либо, например, закачки некоторого количества жидкости в скважину. На кривых резистивиметрии интервал притока будет выделяться аномалией, определяемой все четче с проведением откачки (поступление в скважину флюида с иным сопротивлением).

По термограммам возможно определение как интервалов притока, так и интервалов поглощения. Более сложным является определение затрубной циркуляции. Это происходит при нарушении целостности цементного камня, вследствие чего отмечаются заколонные перетоки. Решить эту задачу можно, используя методы высокочувствительной термометрии, радиоактивных изотопов и кислородный метод.

Признаком затрубной циркуляции флюидов между пластами является резкое снижение градиента температур на термограммах против вмещающих пород между соседними пластами. За верхнюю границу зоны затрубной циркуляции принимается подошва верхнего пласта, залегающего в интервале аномального поведения термограмм по отношению к геотерме, за нижнюю – кровля нижнего пласта. Источник перетока и тип циркулирующего

флюида устанавливаются по виду и расположению термограммы относительно геотермы в интервале их расхождения.

При выявлении интервалов циркуляции методом изотопов в скважину закачивается вода с добавлением радиоактивного изотопа. Рекомендуются использовать вещества, хорошо адсорбирующиеся поверхностью горной породы, и, по возможности, короткоживущие изотопы со временем жизни примерно 65 дней. Изотопы адсорбируются в крупных порах пласта, трещинах, дренажных отверстиях от перфорации, на стыках труб и т.п. После закачки скважину промывают и регистрируют кривую ГК. Участок затрубной циркуляции, поглощающие и отдающие пласты отмечаются при повторном замере ГК относительно кривой ГК, сделанной до закачки. Этот метод часто применяют после ремонта скважин.

Метод наведенной активности кислорода (КАНГК). Исследования начинают с записи диаграмм изменения наведенной гамма-активности по стволу скважины при перемещении прибора снизу вверх со скоростью около 100 м/ч. Место притока воды в скважину выделяется по увеличению регистрируемой наведенной активности кислорода на диаграмме, зарегистрированной прямым зондом, и уменьшению измеряемого параметра на диаграмме, соответствующей обращенному зонду. Наиболее высокая чувствительность метода характерна для измерений по точкам, т.е. при неподвижном приборе. В зависимости от структуры потока водонефтяной смеси минимальный порог чувствительности по дебиту 3–10 м³/сут. При интерпретации результатов измерений по точкам используется зонд интенсивности, зарегистрированной индикатором обращенного зонда. По данным физического моделирования и расчетов, отношение γ/γ_0 , где при $q > 0$ и γ_0 при $q = 0$, зависит от дебита жидкости и содержания воды в продукции. Значительный рост величины γ/γ_0 наблюдается до дебита жидкости 50 т/сут. При дебитах жидкости более 50 т/сут изменению содержания воды в продукции от 10 до 100 % соответствует рост отношения γ/γ_0 от 3 до 20. С учетом возможных ошибок измерений минимальное значение отноше-

ния γ/γ_0 , которое указывает на движение воды в колонне, составляет 1,3. В обводненных эксплуатационных скважинах результаты исследования движения жидкости по колонне используются для выделения интервала притока в скважину, если место притока соответствует одному из интервалов перфорации или расположено ниже перфорации и связано с нарушением герметичности обсадной колонны.

Для оценки качества изоляции заколонного пространства в интервале, расположенном ниже места притока воды в скважину, измерения проводят по точкам. Эффективность применения кислородного нейтронно-активационного метода зависит от дебита воды, поступающей в скважину по заколонному пространству. Дебит воды должен превышать 5 м³/сут. Наилучшие результаты получаются при изменениях в работающей и остановленной скважине. В работающей скважине ниже выявленного места притока воды в колонну проводят измерение наведенной активности кислорода в предполагаемом интервале заколонной циркуляции (обычно снизу этот интервал ограничен подошвой близлежащего водоносного коллектора). Затем останавливают скважину и после прекращения притока жидкости из пласта повторяют замер наведенной активности в тех же точках. Поскольку выбор интервала исследований исключает возможность движения жидкости в колонне, превышение регистрируемой интенсивности в работающей скважине γ по сравнению с интенсивностью в остановленной γ_0 указывает на наличие заколонной циркуляции. Для уверенной интерпретации отношение γ/γ_0 должно быть более 1,15. Следует учитывать, что приток жидкости из пласта продолжается в течение определенного времени после остановки скважины. Для контроля за интенсивностью притока жидкости из пласта после остановки скважины необходимо замерять наведенную активность кислорода в двух точках, расположенных соответственно выше (γ_0') и ниже (γ_0'') интервала притока воды в колонну. После остановки скважины измерения в предполагаемом интервале заколонной циркуляции следует начинать, когда отношение γ'/γ_0'' станет меньше 1,5.

Если по техническим причинам исследования проводятся только в работающей скважине, необходимо замерить наведенную активность в точке, расположенной ниже интервала заколонной циркуляции, и при интерпретации полученное значение использовать в качестве γ_0 . По данной методике исследований интервал заколонной циркуляции может быть выделен при $\gamma/\gamma_0 > 1,5$.

Одним из основных достоинств кислородного нейтронно-активационного метода является то, что выделение интервала заколонной циркуляции проводится без изменения режима работы эксплуатационной скважины, а замеры в остановленной скважине используются только в качестве эталонных значений.

2.4.9. Определение толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве

В ряде случаев межтрубное пространство используется в качестве дополнительного канала при эксплуатации нефтяных скважин. Измерение толщины парафиновых отложений позволяет осуществлять контроль за накоплением парафина и определять оптимальные периоды депарафинизации. На практике о величине парафиновых отложений в межтрубном пространстве судят по снижению дебита скважин, а толщину этих отложений обычно замеряют при подъеме НКТ на поверхность в период проведения подземного ремонта. Для определения толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве с успехом можно применять методы радиометрии.

На основании изучения термодинамических условий эксплуатации скважин по межтрубному пространству установлено, что парафиновые отложения на наружной поверхности НКТ и на эксплуатационной колонне имеют практически одинаковую толщину. Это в значительной степени облегчает выбор метода для определения толщины парафиновых отложений в межтрубном пространстве.

При одновременном отложении парафина на колонне и НКТ плотность тепловых нейтронов практически не меняется с увеличением толщины парафинового слоя от 0 до 7 мм. Дальнейший

рост парафиновых отложений приводит к уменьшению плотности тепловых нейтронов. Получение зависимости подобной формы объясняется тем, что отложения парафина на НКТ и обсадной колонне по-разному влияют на плотность тепловых нейтронов на оси скважины.

Интенсивность рассеянного гамма-излучения зависит от плотности среды в межтрубном пространстве и в основном определяется толщиной отложений парафина на НКТ. Для исследований предпочтительнее использовать источники с более мягким излучением (цезий-137) и зонд длиной 50 см. Чувствительность метода рассеянного гамма-излучения к изменению толщины отложений парафина ниже, чем у нейтронных методов.

Лучшими методами для определения толщины парафиновых отложений следует считать замер плотности, надтепловых нейтронов (ННК-НТ) и вторичного гамма-излучения (НГК). По сравнению с рассмотренными, эти методы наиболее чувствительны к изменению толщины парафиновых отложений. Для них справедливо допущение об идентичности сред парафина, нефти и воды, зависимость регистрируемой интенсивности от толщины парафиновых отложений практически прямолинейна. Последнее исключает необходимость специальной эталонировки аппаратуры на поверхности. Градуировочная прямая для определения толщины парафиновых отложений строится по двум значениям, которые отсчитываются по диаграммам в интервале, расположенном ниже зоны отложений парафина. Первое значение соответствует интенсивности излучения, когда межтрубное пространство заполнено нефтью или водой; второе – интенсивности излучения в том же интервале после снижения уровня жидкости в межтрубном пространстве. В данном интервале различие регистрируемой интенсивности между двумя замерами будет максимальным. Выше по стволу скважины уменьшение рассматриваемой разности показаний будет связано с образованием парафиновых отложений в межтрубном пространстве, толщина которых определяется по градуировочной прямой путем линейной интерполяции. По результатам моделирования точность определения толщины парафиновых отложений 1 мм.

При необходимости определения толщины парафиновых отложений в скважинах с ослабленной обсадной колонной, прочность которой не позволяет значительно понижать уровень жидкости в межтрубном пространстве, для измерений следует использовать водный раствор буры или какие-либо другие растворы, отличные от парафина по нейтронным параметрам. По стволу скважины регистрируют изменение плотности тепловых нейтронов (ННК-Т). Первый замер проводят, когда межтрубное пространство заполнено нефтью или водой, а второй – после закачки в межтрубное пространство раствора буры, т.е. методика проведения измерений и определения толщины парафиновых отложений аналогична.

2.5. Технологии проведения ГИС в наклонных и горизонтальных скважинах

Наклонно-направленные скважины и скважины с горизонтальным окончанием стволов (ГС) становятся основным инструментом разработки месторождений углеводородного сырья. В настоящее время объем бурения горизонтальных скважин на нефтегазовых месторождениях составляет около 90 % от общего объема бурения.

Длина ГС может достигать 1000 и более метров. С увеличением длины горизонтальной скважины дебит будет возрастать. Чем протяженнее участок горизонтального ствола, тем больше будет поступать в скважину нефти или газа, но, с другой стороны, большее количество энергии будет тратиться на гидравлические потери.

Возросший объем бурения ГС в России и за рубежом выявил ряд особенностей проводимых геофизических исследований практически на всех этапах освоения месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. Первоначально используемое интерпретационное обеспечение получаемых результатов исследований ГС было получено для вертикальных скважин. Проблема совершенствования технического и про-

граммно-методического обеспечения исследований и обработки данных геолого-геофизических исследований, проводимых в горизонтальных скважинах, не утратила своей актуальности и сегодня.

Профили наклонно-направленных и горизонтальных скважин

В табл. 2.2 приведены характеристики горизонтальных скважин по данным различных авторов. Основными характеристиками, как следует из рассматриваемой таблицы, являются величина радиуса кривизны скважины, а также величина интенсивности угла набора кривизны. Как известно, с уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия проходки. Уменьшается вероятность прохождения забойных двигателей и обсадных труб, а также геофизических приборов в стволе скважин.

Как известно, с уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия проходки. Уменьшается вероятность прохождения забойных двигателей и обсадных труб, а также геофизических приборов в стволе скважин.

В России применяют ГС с большим и средним радиусом кривизны, а в мире используют в основном ГС со средним радиусом кривизны.

Т а б л и ц а 2.2

Классификация горизонтальных скважин

Величина радиуса	Элементы ГС	Калинин А.Г. и др.	Бейкер Хьюз (Baker Hughes)	Joshi S.D.
ГС с большим радиусом	R , м	<190	300–900	> 305
	L , м	600–1500	–	305–1219
	i , град/10 м	0,7–2,0	0,6–2,0	–
ГС со средним радиусом	R , м	60–190	90–210	92–244
	L , м	450–900	–	305–1219
	i , град/10 м	3–10	2,7–6,7	–
ГС с малым радиусом	R , м	10–30	6–12	6–21
	L , м	90–230	–	91–200
	i , град/10 м	11–25	45–10	–

Технологии доставки геофизических приборов в горизонтальные скважины

При исследовании вертикальных скважин спуск прибора в скважину осуществляется под действием собственной массы прибора. Если она оказывается недостаточной, к скважинному прибору подсоединяют дополнительные грузы. Как показывает опыт, в горизонтальных скважинах спуск прибора под действием собственной массы осуществляется при величине зенитного угла не более 55° . При величине зенитного угла, превышающей 55° , необходимо применять специальные технические средства доставки приборов в горизонтальные скважины. Наиболее распространенными в РФ технологиями проведения ГИС являются: «Горизонталь-1», «Горизонталь-2», «Горизонталь-3», «Горизонталь-4» и «Горизонталь-5». Необходимо отметить, что информативность ГИС зависит в значительной мере от конструкции и материала защитного контейнера, «прозрачного» для методов ГИС. Так, стеклопластиковый контейнер позволяет производить исследования электрическими методами (КС, ПС БК, БКЗ, резистивиметрия), индукционным, электромагнитным и диэлектрическим и другими методами. При плотности перфорационных отверстий 50 и более на 1 метр длины (при размещении отверстий по четырем образующим) влияние контейнера незначительно.

Технология «Горизонталь-1». Технология «Горизонталь-1» обеспечивает проведение ГИС путем спуска и перемещения в горизонтальных скважинах геофизических приборов на бурильных трубах. В скважину (до ее искривленной части) спускают специальный геофизический контейнер, выполненный из «прозрачного» для используемых физических полей материала. Через бурильные трубы внутрь контейнера спускают геофизический прибор на каротажном кабеле и выводят кабель в затрубное пространство через боковой переводник. Нарастивая бурильные трубы, перемещают геофизический контейнер со скважинным прибором в горизонтальном стволе и производят регистрацию геофизической информации как на спуске, так и на подъеме труб.

При этом выше бокового переводника каротажный кабель движется вместе с бурильной колонной в затрубном пространстве, что нередко приводит к его повреждению. Следует отметить, что технология «Горизонталь-1» предусматривает возможность циркуляции промывочной жидкости, что уменьшает вероятность прихвата бурильной колонны в процессе проведения ГИС. Технология «Горизонталь-1» позволяет исследовать горизонтальные скважины с помощью серийных геофизических приборов. Основной проблемой при этой технологии является необходимость синхронизации перемещения бурильных труб и геофизического кабеля. В случае рассогласования могут возникнуть аварийные ситуации. В том случае, если скорость перемещения буровых труб больше скорости подачи кабеля, может произойти обрыв кабеля. Если, наоборот, скорость подачи кабеля превысит скорость подачи бурильных труб, в пространстве между бурильной трубой и стенкой скважины произойдет образование петель, что вызовет заклинивание бурильной колонны в скважине.

Технология «Горизонталь-2». Технологический комплекс «Горизонталь-2» предусматривает проведение ГИС при электробурении горизонтальных скважин. Геофизические приборы спускают в «прозрачном» контейнере, а информация на поверхность передается по встроенным в бурильные трубы кабельным секциям.

Технология «Горизонталь-3». Технология «Горизонталь-3» обеспечивает проведение ГИС в ГС путем продавливания геофизических приборов на забой скважины потоком промывочной жидкости по специальной спущенной в горизонтальный участок ствола колонне из «прозрачных» для геофизических методов стеклопластиковых труб. Технологические операции выполняются в следующей последовательности. В скважину на бурильных трубах в горизонтальную часть колонны спускают стеклопластиковые трубы. Через колонну бурильных труб до искривленной части ствола спускают геофизический прибор на каротажном кабеле, закрепляют на устье скважины лубрикатор и потоком про-

мывочной жидкости продавливают геофизический прибор к забою. Далее, поднимая прибор на каротажном кабеле, производят регистрацию геофизической информации. Технология «Горизонталь-3» позволяет исследовать горизонтальные скважины полным комплексом методов ГИС с помощью серийных геофизических приборов.

Технология «Горизонталь-4, 5». При реализации технологии «Горизонталь-4» доставку приборов в интервал исследования обеспечивают с помощью груза-двигателя на геофизическом кабеле, который проталкивает сборку геофизических приборов в горизонтальный участок ствола скважины. Технологические операции осуществляют в следующей последовательности. В скважину опускают в сборе «прозрачный» геофизический контейнер, специальные пластмассовые трубы и двигатель, в качестве которого используют несколько утяжеленных бурильных или насосно-компрессорных труб.

Далее внутри пластмассовых труб на каротажном кабеле спускают геофизический прибор до установки его в контейнере и закрепляют двигатель с помощью специального кабельного зажима. Указанную сборку спускают на каротажном кабеле в скважину. Под воздействием усилия, развиваемого двигателем, пластмассовые трубы скользят по наклонной плоскости, изгибаясь и перемещая геофизический контейнер с геофизическим прибором к забою скважины. При этом производится регистрация геофизической информации.

Технология «Горизонталь-5» обеспечивает проведение ГИС в ГС, обсаженных эксплуатационными колоннами различного диаметра, в том числе и НКТ. Оборудование «Горизонталь-5» представляет собой грузодвигатель и специальный толкатель, выполненный из герметичных металлических тонкостенных труб со встроенным внутренним токопроводом, длина которого равна сумме длин горизонтального и искривленного участков ствола скважины. Груз-двигатель монтируется на каротажном кабеле выше толкателя и развивает необходимое усилие для продвижения геофизических приборов к забою скважины. Так как герме-

тичные тонкостенные трубы одновременно выполняют роль поплавка, каротажный кабель оказывается менее нагруженным.

Кроме того, для проведения ГИС в обсадной колонне и открытом стволе скважин разработано оборудование:

- «Горизонталь-40П» с толкателем из пластмассовых труб диаметром 40 мм с байонетными замками и продольным пазом для каротажного кабеля. (Груз-двигатель выполнен разборным из секций с продольным пазом для кабеля и байонетными замками.);

- «Горизонталь-63П» с толкателем из пластмассовых труб диаметром 63 мм с байонетными замками и кабельными зажимами, где в качестве груза-двигателя используются серийные НКТ диаметром 2".

Технология «Латераль». Одним из эффективных технологических приемов является исследование скважин со спуском ТК «Латераль-2012» с прибором под глубинный ЭЦН или штанговый насос. Важным преимуществом технологии является отсутствие необходимости производить доставку скважинной аппаратуры к забоям через НКТ, что снимает ограничения по величине диаметра приборов (рис. 2.82). Основными особенностями технологии предварительного спуска приборов под глубинный насос являются оборудование устья скважины эксцентричной планшайбой, с установленным на ней дополнительным сальниковым вводом для герметизации геофизического кабеля и смещение компоновки насоса и НКТ к стенке обсадной колонны. Смещение производится при помощи установки на НКТ специальных децентраторов, обеспечивающих защиту геофизического кабеля от механических повреждений и свободное перемещение глубинного прибора от забоя до приема насоса.

Реализация технологии предварительного спуска прибора под насос позволяет проводить измерения при выводе скважин на заданный режим эксплуатации, при том посредством смены штуцеров и изменения количества оборотов вращения электродвигателя насоса можно менять условия извлечения флюида за счет изменения депрессии на продуктивные интервалы. Это позволяет произвести выбор оптимального режима эксплуатации скважины,

провести также гидродинамические исследования, а при наличии источников поступления воды и заколонных перетоков определить их места.

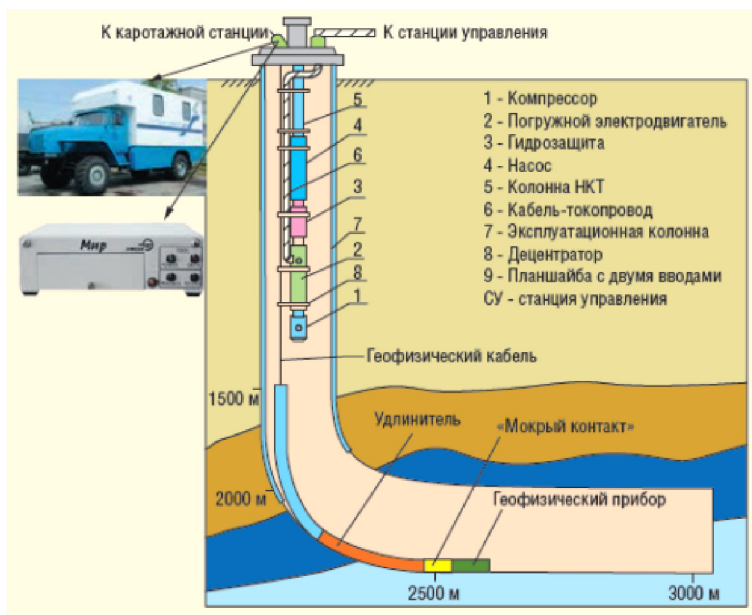


Рис. 2.82. ГИС горизонтальной скважины с УЭЦН при помощи ТК «Латераль»

По данным геофизических исследований, условно горизонтальный участок ствола скважины вскрывает нефтенасыщенные карбонатные отложения, коллекторские свойства которых неоднородны вдоль всего интервала. Выше продуктивных отложений скважина обсажена эксплуатационной колонной. Однако после пуска скважины в эксплуатацию и непродолжительной ее работы в продукции появилась вода, количество которой со временем достигло 90 % и более (рис. 2.83).

Как видно из рис. 2.83, признаками перетока являются соответствующие температурные аномалии, повышение минерализации и показаний расходомера выше башмака эксплуатацион-

ной колонны. Показания расходомерии в данном случае оказались решающими при определении доли поступления воды из ствола скважины и вышележащего горизонта. Из диаграммы расходомерии видно, что основной приток жидкости (порядка $90 \text{ м}^3/\text{сут}$) поступает из горизонтального участка ствола диаметром 144 мм. Переток с вышележащего пласта из-за плохого качества крепи эксплуатационной колонны, внутренний диаметр которой соизмерим с диаметром открытого ствола, составил порядка $30 \text{ м}^3/\text{сут}$. Уменьшение скорости потока под колонной связано с увеличением диаметра ствола скважины непосредственно под башмаком.

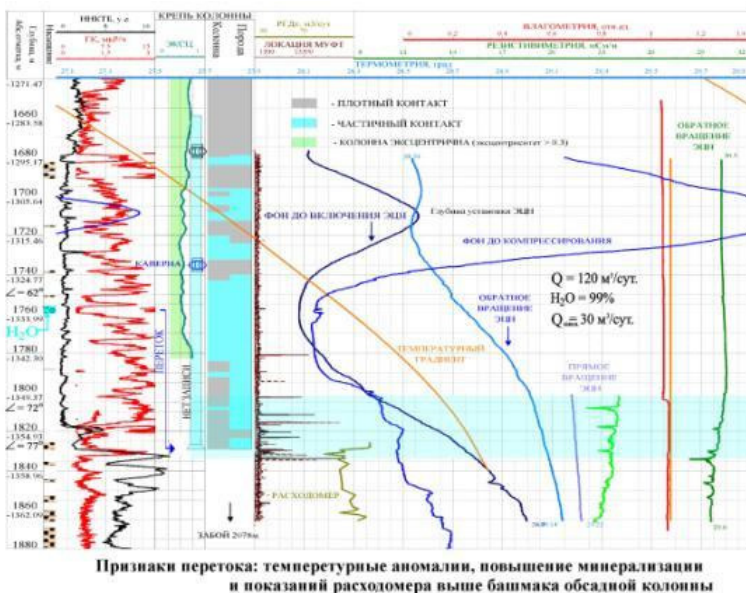


Рис. 2.83. Пример интерпретации данных ГИС, полученных при исследованиях скважины под глубинным насосом

Технология «Жесткий геофизический кабель». Технология доставки геофизических приборов в ГС «Жесткий геофизический кабель» (ЖГК) заключается в применении специального геофизического кабеля диаметром 28–32 мм, который обладает повы-

шенной жесткостью за счет нанесения на него дополнительных чередующихся слоев специальной пластмассы и стальной оплетки (рис. 2.84).

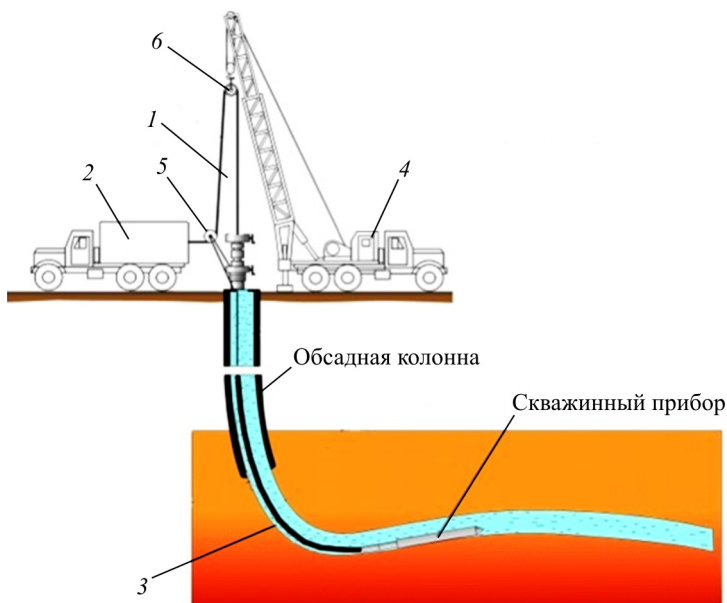


Рис. 2.84. Технологическая схема проведения исследований скважин с использованием «жесткого» геофизического кабеля: 1 – устьевое оборудование; 2 – каротажный подъемник; 3 – жесткий геофизический кабель; 4 – агрегат подземного ремонта; 5 – оттяжной ролик; 6 – направляющий ролик

Технология ЖГК разработана в АО «Татнефтегеофизика» (автор Корженевский А.Г.), не имеет аналогов за рубежом и запатентована в России. Промышленное опробование ее производилось на нефтяных скважинах Татарстана и Башкортостана с положительными результатами. Она позволяет доставлять геофизические приборы в горизонтальную часть скважин длиной 300 м (и более). Спуск приборов производят через бурильные трубы, которые не доходят до интервала исследования несколько метров. Жесткий кабель КГ-3-200-90 МП длиной 2000–2400 м

и другие вспомогательные средства для реализации данной технологии выпускаются ПО «Пермкабель». Недостатком данной технологии доставки является сложность доставки скважинных приборов в боковые стволы.

Технология Coiled Tubing. Технология Coiled Tubing (колтюбинг) основана на применении длинноразмерных безмуфтовых труб (ДБТ) диаметром 25,4–57,5 мм, которые сматываются и наматываются на барабан диаметром 3 и более метров. Промышленностью выпускаются ДБТ со встроенным внутрь геофизическим кабелем и без него (ДБТ также используют для промывки песчаных пробок, проведения соляно-кислотной обработки пласта 10%-ным раствором соляной кислоты и др. Они сохраняют свою работоспособность при рабочих давлениях до 69,9 МПа, температуре окружающей среды от –50 °С до 100 °С). При геофизических исследованиях ДБТ, обладающих значительной жесткостью, геофизические приборы в горизонтальные участки стволов скважин проталкивают так же, как и при использовании жесткого кабеля. Недостатком данной технологии является ограниченное число размоток-смоток гибких труб на барабан.

Технология ГИС с применением самоходных комплексов. Технология исследования скважин с горизонтальным окончанием стволов с помощью гибкой трубы колтюбинговых установок имеет ряд недостатков:

- высокая стоимость эксплуатации установок с гибкой трубой, обусловленная низким ресурсом применяемых труб;
- невозможность доставки и монтажа колтюбинговой техники на удаленных и на морских месторождениях.

Поэтому экономически оправданным методом исследования работающих наклонно-направленных и горизонтальных скважин является проведение этих работ при помощи самоходных исследовательских комплексов, состоящих из транспортного устройства-двигателя и многопараметрового скважинного прибора.

Наиболее сложным элементом самоходных комплексов является движитель – устройство, позволяющее передвигаться в наклонных, а затем в горизонтальных участках стволов скважин. Среди

зарубежных устройств доставки геофизических приборов в горизонтальную часть ствола скважины наибольшее распространение получили движители фирмы Sondex (Великобритания). Однако практика показала, что данный комплекс следует применять только после тщательной очистки ствола скважины, поскольку его колесный привод не всегда позволяет создавать достаточное тяговое усилие в загрязненном участке ствола. Кроме того, существующие движители не могут использоваться для проведения исследований работающих скважин, законченных открытым стволом и оборудованных насосно-компрессорными трубами диаметром 89 мм и менее.

Следует отметить, что еще несколько лет назад в России геофизические исследования горизонтальных скважин проводились в небольших объемах из-за очень высокой стоимости услуг зарубежных фирм и отсутствия необходимой аппаратуры и оборудования отечественного производства.

Поэтому в научно-техническом центре ООО «Кубаньгазпром» авторским коллективом под руководством доцента А.В. Шостака разработан самоходный исследовательский комплекс, состоящий из специального движителя и скважинного прибора для гидрогазодинамических исследований, что позволяет получать информацию об измеряемых параметрах при изменении режимов работы скважин в реальном масштабе времени. Основным отличием разработанного движителя от зарубежных образцов является принцип движения в скважине. Разработанные шаговые движители с эксцентричными расклинивающими кулачками, в отличие от зарубежных движителей с колесным приводом, позволяют легко преодолевать наросы песка и породы в стволе скважины.

Технология исследования ГС с помощью геофизического подъемника с гибкой грузонесущей полимерной трубой «ГПТ» (МиниКолтбюинг) и аппаратуры «КарСар ГОРИЗОНТ»

Аппаратура «КарСар» предназначена для решения задач, возникающих при контроле за разработкой эксплуатационных скважин с большим углом отклонения от вертикали и/или в горизонтальных скважинах.

Данная аппаратура обеспечивает регистрацию как стандартного набора параметров: локатора муфт (ЛМ), экспозиционной дозы гамма-излучения (ГК), температуры термоанометра, гидростатического давления, так и радиально распределенных вдоль стенки параметров влагосодержания и удельного сопротивления с использованием 12 датчиков, расположенных на рессорах, и шести датчиков скорости потока. Благодаря датчикам вращения прибора вокруг своей оси осуществляется привязка этих параметров к апсидальной плоскости сборки, что позволяет после обработки получить картину распределения скоростей и направлений движения фаз скважинной жидкости. Возможно использование сборки при каротаже как на геофизическом кабеле, так и при каротаже на трубах.

На рис. 2.85 представлены результаты, полученные при исследовании одной из скважин месторождения Бузачи Северные с помощью аппаратуры «КарСар Горизонт».

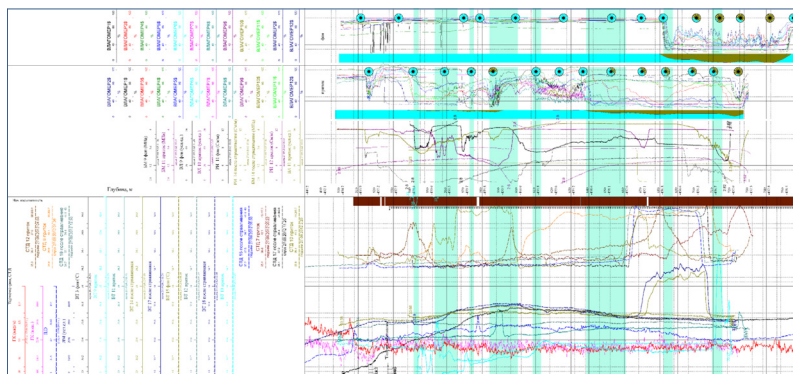


Рис. 2.85. Результаты, полученные с помощью аппаратуры «КарСар Горизонт»

Применение ГПТ позволяет существенно снизить себестоимость технологических операций по сравнению с колтюбингом. Отличия ГПТ от колтюбинга заключается в следующем: нагрузка на оси не превышает допустимые; нагрузки с устья скважины перенесены на мачту; химически нейтральная труба;

наличие проводников в трубе и меньшая жесткость трубы. На рис. 2.86 представлена конструкция ГППТ.

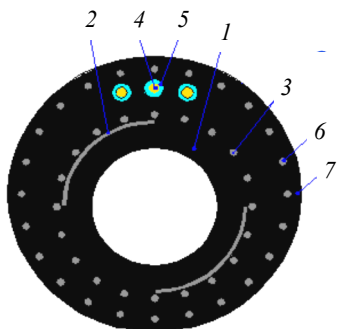


Рис. 2.86. Конструкция ГППТ: 1 – внутренняя полимерная труба; 2 – каркас из стальной ленты; 3 – поперечное армирование; 4 – медный проводник; 5 – изоляция; 6 – верхний повив брони; 7 – наружная оболочка

Каналы связи, используемые при исследовании горизонтальных скважин. Каналом связи называется совокупность передатчика информации, линии связи и приемника информации. Передатчик информации находится в скважине, а приемник – на поверхности у устья скважины и передает информацию в геофизическую станцию. Линия связи осуществляет передачу информации от передатчика к приемнику. Она может быть выполнена в виде геофизического кабеля, в виде токонесущих жил при бурении электробуром, либо в виде импульсов давления, формируемых в промывочной жидкости, либо с помощью электромагнитных и акустических волн. (При использовании акустического канала, сигналы можно передавать по бурильной трубе, промывочной жидкости и породе.)

За рубежом наибольшее применение получили электромагнитный и гидравлический каналы. При этом установлено, что надежность работы гидравлического канала лучше в случае обратной промывки. Для улучшения эксплуатационных характеристик гидравлического канала связи осуществляют стабилизацию ПЖ до-

бавками к ней нефти, жидкого стекла, карбонат – метил – целлюлозы (КМЦ). Увеличение плотности бурового раствора приводит к тому, что амплитуда импульса сигнала давления снижается. С увеличением глубины скважины от 1,5 до 6 км амплитуда гидравлического импульса изменяется в 6 раз. С точки зрения максимального затухания линии связи можно расположить в следующем порядке: гидравлический, электромагнитный, акустический и проводной каналы. (Предпочтительным является проводной канал, поскольку его работоспособность обеспечивается на больших расстояниях.) Чем тоньше жила кабеля, тем выше коэффициент затухания. С увеличением частоты передаваемого сигнала затухание возрастает, как и для других каналов связи.

В некоторых забойных телеметрических системах (ЗТС) линия связи отсутствует. В этом случае информацию записывают на твердотельный носитель, расположенный в скважинном приборе. После извлечения носителя на поверхность ее дешифрируют.

Информативность геофизических методов в условиях горизонтальных скважин. В условиях горизонтальных скважин (по сравнению с вертикальными) информативность методов ГИС и их значимость существенно изменяются.

Установлено, что методы ЭК не несут однозначной информации о границах пластов, пересеченных ГС, так как вследствие достаточной их глубинности влияние пласта ни показания методов начинается еще до встречи его границ (кровли или подошвы) со стволом ГС, что вызывает «размывание» граничного эффекта. Степень «размыва» зависит от многих факторов: угла встречи ствола скважины и границ пласта, сопротивления пластов, вертикальной и радиальной характеристик зондов и т.п. Результаты инклинометрических измерений необходимы практически на всех этапах анализа и интерпретации материалов ГИС.

Применение метода БКЗ для определения удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов в условиях ГС из-за резкой радиальной анизотропии нецелесообразно вследствие невозможности учета всего спектра искажающих факторов и их влияния на показания каждого из зондов БКЗ.

Акустический метод малоэффективен и не работает в случае тонкослоистого разреза. (Результаты исследований АК по скорости через стеклопластиковый технологический контейнер показали возможность их проведения и перспективность применения в варианте ФКД, однако для окончательного вывода об эффективности в ГС необходимо проведение опытно-методических работ.)

СП в ГС измеряют путем регистрации не потенциала, а градиента потенциала, а затем его интегрируют, приводя к обычному виду кривой СП.

Комплекс БК-ИК в условиях ГС является эффективным при определении характера насыщения пластов-коллекторов. При этом необходимо подчеркнуть, что характер влияния вмещающих пород и зоны проникновения (ее геометрии) на показания БК и ИК в горизонтальных скважинах отличается от условий вертикальных скважин.

При исследовании горизонтальных скважин информативным оказался параметр, представляющий отношение сопротивления по данным бокового и индукционного методов. Анализируя соотношение величин удельного сопротивления зоны проникновения, сопротивления по данным бокового и индукционного методов и не затронутого проникновением пласта, можно прогнозировать характер его насыщенности.

Наиболее эффективным методом электрометрии в ГС оказался ВИКИЗ как на этапе геонавигационного обеспечения бурящейся скважины, так и при оценке характера насыщения коллектора.

При определении границ пластов и уточнении литологических особенностей объекта в условиях ГС наиболее приоритетными являются радиоактивные методы в силу их малой глубинности и отсутствия влияния на их показания структуры и текстуры горных пород. В процессе геофизических исследований горизонтальных скважин детектор радиоактивного излучения находится напротив тонкого пласта в течение длительного времени. Тонкие прослои, которые не выделяются в вертикальных скважинах, в горизонтальных скважинах выделяются уверенно и четко по данным ГМ, НГМ, ГГМ.

Оценка ФЕС в скважинах большого наклона и горизонтальных скважинах путем создания профильной модели и прямого-обратного моделирования. Данные ГИС, зарегистрированные в наклонной/горизонтальной скважине, используются для выделения границ пластов, пересекаемых скважиной. В случае регистрации скважинных имиджей (УЭС, ГГК-лп, ГК) последние используются для оценки угла падения каждой границы. Далее создается структурная модель, основанная на выделенных границах пластов и углах падения. Пласты под скважиной (т.е. не пересеченные стволом), при необходимости, также добавляются в модель; их расположение в пространстве оценивается по данным ГИС в соседних скважинах. Пластам в структурной модели присваиваются геофизические параметры (гамма-активность, вертикальное и горизонтальное сопротивление и т.д.). Для начальной оценки геофизических параметров используются кажущиеся значения соответствующих методов в пластах, пересеченных скважиной. Для пластов, не пересеченных скважиной, начальные оценки параметров задаются вручную. В случае неоднократного пересечения одного и того же пласта могут быть отмечены изменения свойств по латерали. В этом случае модель дополняется границами свойств в пределах пласта.

После построения и наполнения модели выполняется прямое моделирование параметров ГИС – как функция структуры и свойств пластов, смоделированные кривые сопоставляются с зарегистрированными. Далее параметры структурной модели и свойства пластов уточняются до достижения наилучшей сходимости между результатами измерений и прямого моделирования (рис. 2.87).

Свойства пластов, определенные по описанному алгоритму, используются в дальнейшей петрофизической интерпретации вместо зарегистрированных кривых.

Определение многофазного профиля притока в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах по данным *Flow Scanner*. Многофазное течение флюида в скважинах с углом наклона более 20 градусов в большинстве случаев характеризуется

сложной структурой потока. Некоторые из явлений, обуславливающие его неоднородность:

- сегрегация флюидов вследствие разницы плотностей;
- различие в фазовых скоростях, зависящее от угла наклона ствола скважины;
- различие в фазовых скоростях, зависящее от угла наклона ствола скважины;
- рециркуляция более тяжелой фазы при малых дебитах и т.д.

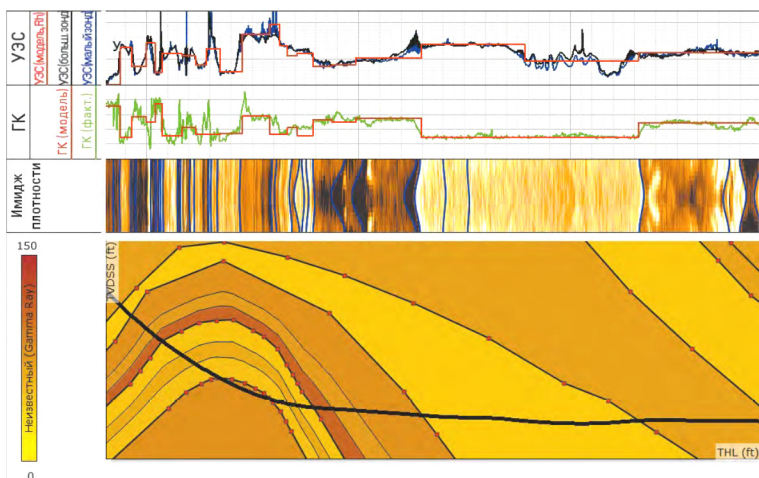


Рис. 2.87. ГИС, выполненные в горизонтальной скважине и использованные для построения структурной модели прискважинного пространства и определения геофизических свойств пластов

Интерпретация данных, получаемых с помощью традиционных приборов ПГИ, предполагает использование осредненных по сечению ствола характеристик потока (скорость, плотность, обводненность и т.д.), что приводит к значительной ошибке в расчете общего и пофазового дебита в скважинах данного типа. Предлагаемая методика интерпретации для данных условий подразумевает использование приборов ПГИ с количеством сенсоров, достаточным для регистрации неоднородностей потока (например, Flow Scanner). Особенностью прибора Flow Scanner (FSI)

является наличие ряда расходомеров и датчиков состава, распределенных равномерно по вертикальной оси ствола и позволяющих учитывать различный характер течения.

Результатом интерпретации является количественное определение дебита по трем фазам (вода/нефть/газ) независимо от траектории скважины и установившегося режима течения, а также достоверное обнаружение мест поступления интересующего нас флюида в скважину даже в небольших количествах (рис. 2.88).

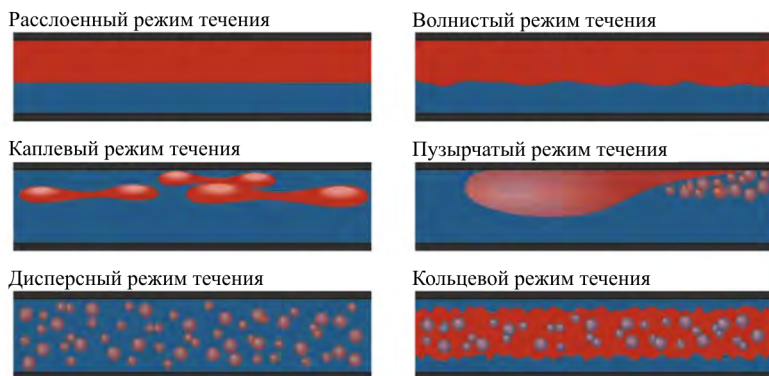


Рис. 2.88. Основные режимы течения в системе «жидкость-газ» в горизонтальной скважине

Помимо количественной оценки дебита газа присутствует возможность определения источника его поступления в скважину. Иными словами, является ли регистрируемый газ свободным или же образовался в результате разгазации нефти. Кроме того, некоторые из задач, которые может решить интерпретация ПГИ, включают:

- расчет индикаторной диаграммы для отдельных пластов (IPR) при записи ПГИ на нескольких режимах работы скважины (при однофазном потоке из отдельно взятого пласта);
- уточнение профиля проницаемости на основе дополнительного привлечения данных ГИС открытого ствола и испытания скважин;

- определение давления насыщения/начала конденсации по данным датчиков состава;
- определение плотности флюида в вертикальных и наклонно-направленных скважинах по данным манометрии в остановленной скважине;
- анализ работы скважины с целью оптимизации ее заканчивания и режима эксплуатации;
- оценка технического состояния ствола скважины посредством кавернометрии, термометрии и расходомерии;
- обнаружение заколонных и межпластовых перетоков при помощи комплексного анализа данных термометрии и расходомерии;
- оценка эффективности проведенного ГРП/РИР (ПГИ до и после проведения работ).

В горизонтальной и наклонно-направленных скважинах характер потока зависит от величины зенитного угла. Наличие ряда расходомеров и датчиков состава, равномерно покрывающих сечение ствола скважины, позволяет достоверно дифференцировать скорость и состав потока (рис. 2.89).

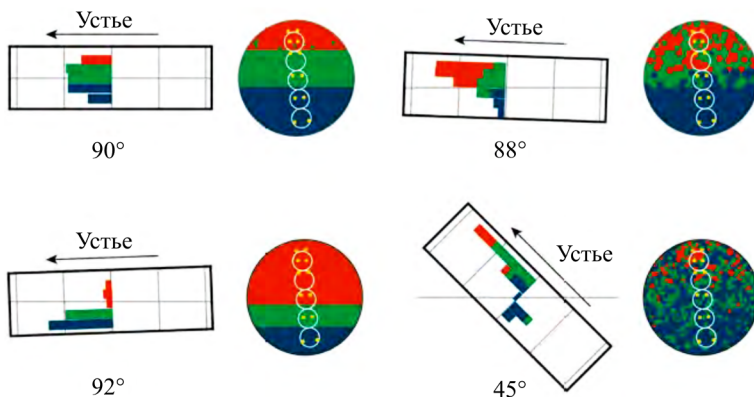


Рис. 2.89. Характер потока в горизонтальной и наклонно-направленных скважинах

Полученные данные используются для прямого расчета дебита каждой из фаз (вода, нефть, газ) без необходимости привлечения корреляций, учитывающих эффект проскальзывания, что значительно повышает точность расчетов. Типичная программа исследований ПГИ включает в себя несколько проходов вниз/вверх на различных скоростях, что позволяет произвести калибровку расходомеров в забойных условиях и использовать для интерпретации данные, осредненные по нескольким проходам, что также повышает точность расчетов дебита и ведет к снижению статистической ошибки измерений. Использование специализированных алгоритмов, рассчитывающих распределение фаз и скоростей по вертикальной оси ствола скважины, позволяет при необходимости производить корректировку показаний сенсоров (в том числе показаний датчиков состава, подверженных эффекту налипания грязи/механических частиц). Упомянутые выше факторы позволяют быть уверенными в качестве и достоверности данных, используемых для интерпретации.

На рис. 2.90 представлена интерпретация данных комплекса FSI, которая позволила выявить источник поступления воды в горизонтальной скважине. Установка глухой пробки, основанная на полученных данных, позволила значительно уменьшить дебит воды и увеличить дебит нефти на 200 м³/сут. Также, несмотря на высокий уровень обводненности (85 %), количественно определен дебит воды, нефти и газа из каждого интервала перфорации.

Определение многофазного профиля притока в вертикальных и субвертикальных скважинах по данным PS Platform.

Основными особенностями многофазного потока в условиях вертикальных и субвертикальных скважин являются различие в скоростях фаз, низкоконтрастный профиль скорости и относительно равномерное распределение фаз в колонне.

Одним из самых важных параметров, определяющих характер режима течения, является угол наклона скважины, влияющий на ширину зоны смещения фаз: в строго вертикальных скважинах зона смещения занимает все сечение колонны, полностью исчезая в горизонтальной секции.

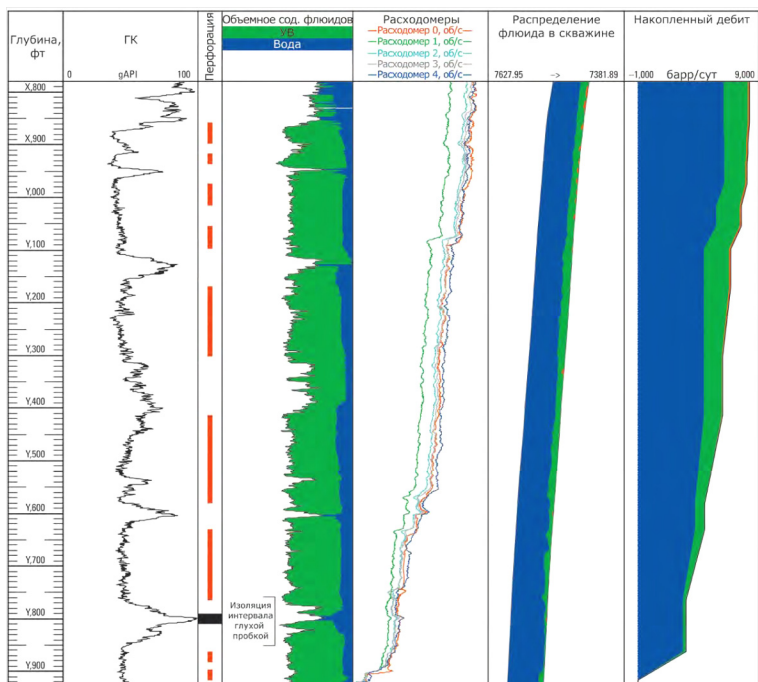


Рис. 2.90. Интерпретация данных комплекса FSI

В вертикальных и субвертикальных скважинах (при угле наклона до $\sim 20^\circ$) фазы равномерно перемешаны в большей части сечения колонны. В данных условиях скорость потока и объемное содержание фаз могут быть успешно определены с использованием стандартных приборов ПГИ, включающих центрированный в сечении скважины расходомер, градиоманометр, распределенные датчики состава и т.д. (рис. 2.91).

Другой особенностью многофазного потока являются различные скорости фаз. Разница в плотности обуславливает движение «легкой» фазы относительно «тяжелой» фазы с большей скоростью и называется эффектом проскальзывания. Поскольку скорость проскальзывания является важным параметром при расчете пофазовых дебитов, который, как правило, не может быть измерен во время проведения ПГИ, для его расчета используется на-

бор корреляций, зависящих от разницы плотностей, объемного содержания фаз, угла наклона скважины и т.д. Точность корреляций, а также условия их применимости могут варьироваться в широких пределах, поэтому выбор подходящей модели проскальзывания является важным аспектом интерпретации, от которого зависит точность получаемых результатов. Стоит также отметить наличие моделей, позволяющих при определенных условиях рассчитывать дебит фаз, используя только показания электрических и оптических датчиков состава.

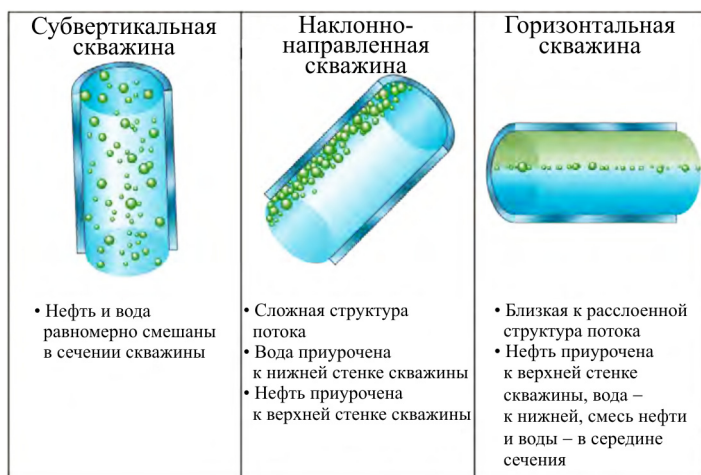


Рис. 2.91. Режимы течения в скважинах с различными углами наклона

Некоторые из задач, которые также возможно решить в ходе интерпретации ПГИ в вертикальных и субвертикальных скважинах:

- расчет индикаторной диаграммы для отдельных пластов (IPR) при записи ПГИ на нескольких режимах работы скважины (при однофазном потоке из отдельно взятого пласта);
- уточнение профиля проницаемости на основе дополнительного привлечения данных ГИС открытого ствола и испытания скважин;
- определение плотности флюида в вертикальных и наклонно-направленных скважинах по данным манометрии;

- оценка технического состояния ствола скважины посредством кавернометрии, термометрии и расходомерии;
- обнаружение заколонных и межпластовых перетоков при помощи комплексного анализа данных термометрии и расходомерии;
- анализ работы скважины с целью оптимизации ее заканчивания и режима эксплуатации;
- оценка эффективности проведенного ГРП/РИР (ПГИ до и после проведения работ).

На рис. 2.92 представлена интерпретация ПГИ, которая позволила определить вклад каждого интервала перфорации в трехфазном потоке: незначительный приток нефти и воды из нижнего интервала перфорации (*A*); основной приток воды, нефти и газа из верхней половины среднего интервала перфорации (*B*); безводный приток нефти и газа из верхнего интервала перфорации (*C*).

Определение содержания фаз в потоке по данным кислород-углеродного каротажа (RST-TPHL). Анализ TPHL включает в себя обработку и интерпретацию данных прибора RST, записанного в обсадной колонне в режиме IC (кислород-углеродного каротажа и спектроскопии) (рис. 2.93).

Проведение исследований с помощью прибора ИНГК-С является, как правило, специальным методом промысловой геофизики и позволяет решить задачу по определению состава потока в сложных скважинных условиях, где применение стандартных датчиков состава (электрических, оптических) не позволяет выполнить достоверную оценку процентного содержания фаз в потоке. Использование ИНГК-С является целесообразным в скважинах, где большая часть потока течет за колонной и не может быть исследована стандартной аппаратурой ПГИ. Наличие в скважине высоковязкой/высокопарафинистой нефти, которая может налипать на элементы датчиков состава и искажать их измерения, или водо-нефтяных эмульсий также является показанием к применению радиоактивных методов ПГИ.

Результатом обработки данных TPHL являются кривые процентного содержания воды, нефти и газа в потоке, которые в дальнейшем могут быть использованы совместно с данными механической расхо-

дометрии для выполнения количественной интерпретации профиля и состава притока. В случае комплексирования показаний аппаратуры ПГИ и ИНГК-С возможна оценка потока, текущего за колонной, что позволяет выполнять более точный расчет и предоставлять более качественную интерпретацию данных ПГИ.

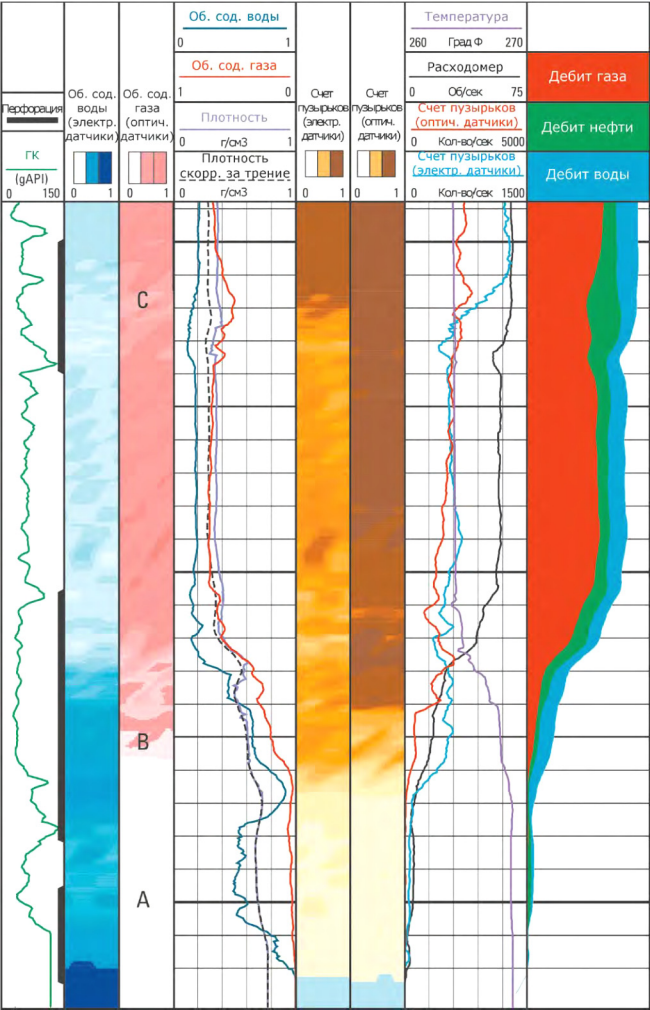


Рис. 2.92. Результаты интерпретации ПГИ

Обработка включает те же этапы, что и стандартный С/О-каротаж: коррекция измеренных спектров ГИНР и ГИРЗ с использованием результатов эталонировки прибора, увязка по глубине и осреднение повторных записей (проходов) прибора для улучшения статистики измерений. Для расчета процентного содержания газа используется соотношение скоростей счета спектров ГИНР на ближнем и дальнем детекторах, а для расчета содержания воды и нефти в потоке применяется соотношение С/О, скорректированное на содержание газа в колонне, и специальная палетка, изображённая на рис. 2.94. Для минимизации влияния разреза на показания ИНГК-С на вход обработчика подаются кривые литологии, рассчитанные в ELAN, и пористость.

ГЛАВА 3

ОСНОВЫ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ

Основная цель гидродинамических исследований скважин (ГДИС) – определение способности пласта отдавать пластовые флюиды. При хорошо спланированных и выполненных операциях по исследованию скважин, затем при тщательном анализе результатов исследований можно получить информацию о проницаемых свойствах пласта, характеристиках повреждения пласта или результатах его интенсификации, пластовом давлении и, возможно, о конфигурации границ пласта и его неоднородности.

В число гидродинамических методов исследования скважин входят устьевые и глубинные измерения параметров (давления-скорости-температуры) во времени на глубине (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 энергетических параметров пласта. Не менее существенна и специфика используемых при этом технологий, базовым элементом которых является регистрация изменения гидродинамических параметров во времени на фиксированной глубине. Причем используются измерения как на устье, так и на забое скважины. Часто названные технологии измерений комплексированы 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 используются 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.

Исследования можно подразделить на *первичные, текущие и специальные*. **Первичные исследования** проводят на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их заключается в получении исходных данных, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки. **Текущие исследования** осуществляют в процессе разработки. Их задача состоит в получении сведений для уточнения параметров пласта, принятия решений о регулировании процесса разработки, проектирования и оптимизации технологических режимов работы скважин и др. **Специальные исследования** вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение третичных методов и т.п.).

В настоящее время объекты поиско-разведочного бурения, как правило, сначала подвергаются разведке, а затем пробной эксплуатации на основе геологических, сейсмических и каротажных данных, которые потом дополняются результатами ГДИС. Перед началом бурения поисково-разведочной скважины сейсмические данные прежде всего служат для оконтуривания потенциального продуктивного пласта по глубине и простиранию. В процессе бурения данные каротажа используются для определения статических параметров пласта, таких как пористость, литология, тип пород, насыщение, а также глубина залегания, мощность и угол падения. Динамические параметры пласта определяются в процессе ГДИС.

ГДИС проводятся для определения тех параметров пласта, которые нельзя адекватно измерить при помощи других методов, например отбор керна, электрокаротаж, сейсморазведка и др. Правда, в некоторых случаях можно провести подобные измерения с привлечением перечисленных методов, но либо качество, либо объем полученных данных могут оказаться недостаточными для достижения целей компании. Замеры давления, температуры,

дебитов и отбор проб предоставляют ключевую информацию для понимания и предсказания поведения пласта и его потенциала добычи. Результаты ГДИС служат входными параметрами при моделировании пласта, разработке схемы заканчивания скважины, подготовке стратегии эксплуатации месторождения и проектировании промысловой инфраструктуры.

Результаты ГДИС также чрезвычайно важны для подсчета запасов. Во многих странах для подсчета запасов из категории доказанных требуется проводить исследования на приток и доставлять полученный флюид на поверхность. Кроме того, такие исследования являются средством прямого крупномасштабного измерения совокупной реакции пластов и определения их границ.

Одним из важнейших пластовых параметров является проницаемость. Понимание проницаемости и того, как она изменяется в различных направлениях, необходимо для выбора стратегии перфорации, оценки связи трещин и разломов, предсказания параметров работы скважины и моделирования поведения пласта при первичной, вторичной и третичной эксплуатации.

Под гидродинамическими исследованиями нефтяных и газовых скважин и пластов понимается комплекс мероприятий, проводимый для регистрации и определения некоторых параметров в работающих или остановленных скважинах.

Ниже приводится перечень основных задач, решаемых методами гидродинамических исследований:

Задача 1. Определение пластового давления.

Задача 2. Определение фактического коэффициента продуктивности/приемистости.

Задача 3. Определение фильтрационно-емкостных свойств пласта и состояния призабойной зоны и потенциальной продуктивности скважины.

Задача 4. Определение типа и формы внешних границ и состояния до них.

Задача 5. Установление гидродинамической связи между отдельными участками продуктивного пласта, определение фильтрационных свойств межскважинного пространства.

Основное преимущество гидродинамических исследований перед лабораторными заключается в том, что они позволяют определить параметры пласта не на ограниченном интервале продуктивного пласта, а по всему разрезу. Гидродинамические методы исследования позволяют определять свойства пластов на любом этапе разработки залежи, а не только в период ее разбуривания.

Своевременно и в полном объеме проводимые гидродинамические исследования позволяют создавать информационную базу, используемую в различных целях: для моделирования, проектирования и анализа разработки.

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).

Рекомендуемые методы и технологии гидродинамических исследований для решения различных задач приведены в табл. 3.1. Таблица разработана на основе изучения технических и технологических возможностей различных видов исследований, их информативности и достоверности определения фильтрационно-емкостных параметров пласта.

Этапность и последовательность проведения гидродинамических исследований регламентирована и отражена в специальных

документах. Периодичность проведения основных видов гидродинамических исследований в соответствии с РД 153-39.0-109-01 приведена в табл. 3.2.

Таблица 3.1

Выбор методов и технологий ГДИС

Метод ГДИ	Технология ГДИ	Решаемые задачи			
		Задача 1	Задача 2	Задача 3	Задача 4
КВД	КВД фонт.	+	+	+ ¹	+
	КВД тмс	+	+	+	+
	КВД ипт	+	+ ²	+	—
	КВД стр.	+	+ ³	+ ¹	+ ³
	КВД сваб.	+	+ ³	+	+ ⁴
	КВД компр.	+	+ ⁵	+	+ ⁵
КСД	КСД фонт.	+	+	+	+
КВУ	КВУ мех.	+	+	+	—
КПД	КПД нагн.	+	+	+ ¹	+
ИД	ИД фонт.	+	+	—	—
	ИД нагн.	+	+	—	—
	ИД тмс	+	+	—	—
	ИД стр.	+	+	—	—

Условные обозначения:

¹ – дополнительно определяемые параметры пласта: для вертикальных скважин – параметры двойной пористости и двойной проницаемости; для скважин, частично вскрывающих пласт – коэффициент вертикальной анизотропии и дополнительные сопротивления при сферическом режиме течения; для горизонтальных скважин – коэффициент вертикальной анизотропии (вертикальная проницаемость);

² – коэффициент продуктивности определяется с погрешностями из-за кратковременного притока;

³ – определяется по технологической схеме с длительным вызовом притока и выходом на условно стабилизированное забойное давление;

⁴ – определяется по технологической схеме с длительным вызовом притока и выходом на условно стабилизированное забойное давление с закрытием скважины на забое;

⁵ – определяется по технологической схеме с длительным притоком (длительным компрессированием с постоянным расходом газа и выходом на стабилизированное забойное давление).

Различают два основных метода ГДИС: при установившихся и при неустановившихся режимах фильтрации.

Таблица 3.2

Периодичность проведения основных видов
гидродинамических исследований

№ п/п	Категория и виды скважин	Пластовое давление	Метод восстановления давления (КВУ, КВД)	Метод установившихся отборов
1	Действующие добывающие, в том числе			
	фонтанные	Один раз в квартал	Один раз в полугодие	Один раз в год/ один раз в два года
	газлифтные	Один раз в квартал	Один раз в полугодие	Один раз в год/ один раз в два года
	оборудованные ЭЦН	Один раз в квартал	Один раз в полугодие	Один раз в год
	оборудованные ШГН	Один раз в квартал	Один раз в полугодие	Один раз в год
2	Действующие нагнетательные	Один раз в полугодие/ один раз в квартал	Один раз в год/ один раз в два года	Один раз в год/ один раз в два года
3	Контрольные, в том числе			
	пьезометрические	Один раз в квартал/ один раз в полугодие	—	—
	наблюдательные	Один раз в квартал	—	—
4	Водозаборные	—	—	—
5	При проведении ремонта или ГТМ	Разовые исследования	Разовые исследования	Разовые исследования

ГДИС подразделяются на базовые (БИ) и экспресс-исследования (ЭИ).

Базовые ГДИС 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 определяются исходя из следующих условий:

- 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 действующих 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 удаленной 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 определение фильтрационных свойств наполняющего его флюида. Поэтому в качестве объектов для БИ обязательно используются разведочные скважины, которые должны исследоваться непосредственно после бурения (в открытом стволе) и в процессе освоения (в обсаженной скважине).

Другой задачей БИ является получение информации о текущих гидродинамических параметрах пласта. Поэтому они долж-

ны проводиться в части скважин эксплуатационного фонда. Охват базовыми исследованиями всего фонда эксплуатационных скважин может варьироваться от 5 до 30 %.

Одной из главных составляющих системы БИ являются исследования по специально подготовленным программам, с проведением гидропрослушивания, с использованием забойных датчиков под приемом насоса, с закрытием 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.

Экспресс-исследования (ЭИ) 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 работы 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). Оценка продуктивности по ГДИС (особенно полученные по данным глубинных датчиков) используется 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. По возможности вместе с пьезометрическими скважинами должны исследоваться и долго протаивающие эксплуатационные скважины. При построении карт изобар обязательно наносить текущие значения пластового давления для каждой из исследованных скважин с указанием способа оценки пластового давления.

3.1. Технологические схемы проведения гидродинамических исследований

Для выполнения ГДИС (КВД, КСД, КПД, гидропрослушивание, КП) в фонтанных скважинах, требуется лубрикатор, необходимый для проведения спуско-подъемных операций, лебедка, позволяющая выполнить спуск глубинного манометра в скважину (рис. 3.1), сепаратор для разделения фаз пластового флюида, замерное устройство, позволяющее отдельно замерять дебит жидкости и газа (АГЗУ «Спутник», БИУС, АСМА). Полный перечень оборудования, необходимого для выполнения ГДИС, может меняться и дополняться в зависимости от поставленных целей проведения ГДИС, характера работы и продукции исследуемой скважины.

Для проведения ГДИС в скважинах с нефонтанным притоком флюида используется техника и скважинное оборудование, позволяющее вызвать приток из пласта. Такие скважины исследуются с помощью компрессора, СВАБа или струйного насоса (типа УГИС или аналог). При использовании компрессора и СВАБа выполняют понижение уровня жидкости (флюида), вследствие чего на пласт оказывается депрессия и начинается приток из пласта в скважину. На рис. 3.2 представлена принципиальная схема обвязки исследуемой скважины при выполнении компрессирования. На рис. 3.3 представлена принципиальная схема обвязки исследуемой скважины при выполнении свабирования.

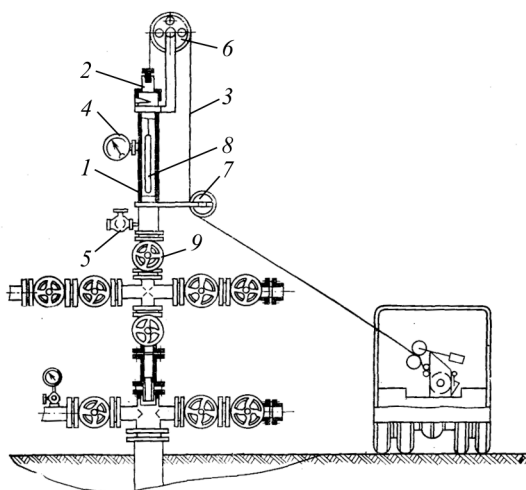


Рис. 3.1. Примерная схема расположения и установки лубрикатора и лебедки на скважине при проведении ГДИС: 1 – лубрикатор; 2 – сальниковое устройство; 3 – скребковая проволока; 4 – манометр; 5 – вентиль; 6 – верхний ролик; 7 – нижний оттяжной ролик; 8 – прибор; 9 – лубрикаторная задвижка; 10 – автомобиль

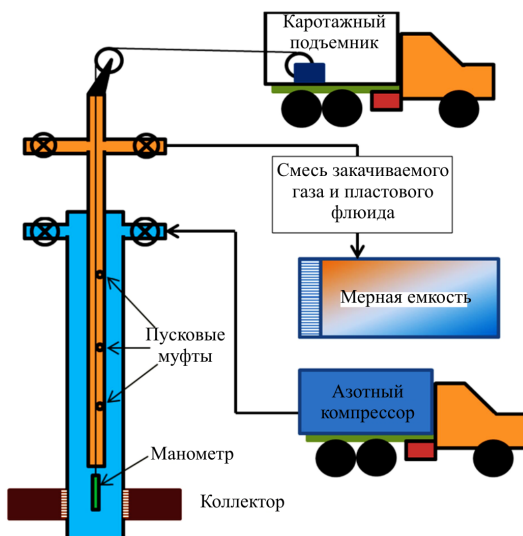


Рис. 3.2. Примерная схема обвязки исследуемой скважины при выполнении компрессирования

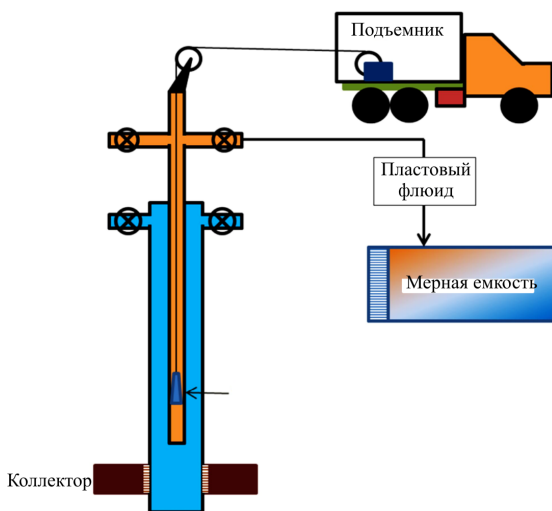


Рис. 3.3. Примерная схема обвязки исследуемой скважины при выполнении свабирования

При выполнении исследований с использованием струйного насоса необходимо привлечение наземного оборудования, позволяющего выполнять постоянную закачку и циркуляцию рабочей жидкости. Как правило, для этих целей используют цементировочный агрегат (ЦА-320). Принципиальная схема обвязки скважины при выполнении ГДИС с помощью струйного насоса представлена на рис. 3.4. Конструкция оборудования включает сам струйный насос, спускаемый на НКТ, а также различные функциональные вставки, заменяемые при СПО (депресссионная вставка, вставка КВД, геофизическая вставка и т.д.). Принцип действия струйного насоса (гидроэлеватора) основан на передаче кинетической энергии рабочей жидкостью перекачиваемой жидкости.

Гидродинамические исследования на установившихся и неустановившихся режимах с применением термоманометрических систем проводятся в механизированных добывающих скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами. Исследования проводятся в различных горно-геологических и промысловых

условиях: в низко-, средне- и высокопроницаемых терригенных и карбонатных пластах; при различной обводненности продукции, забойном давлении выше и ниже давления насыщения.

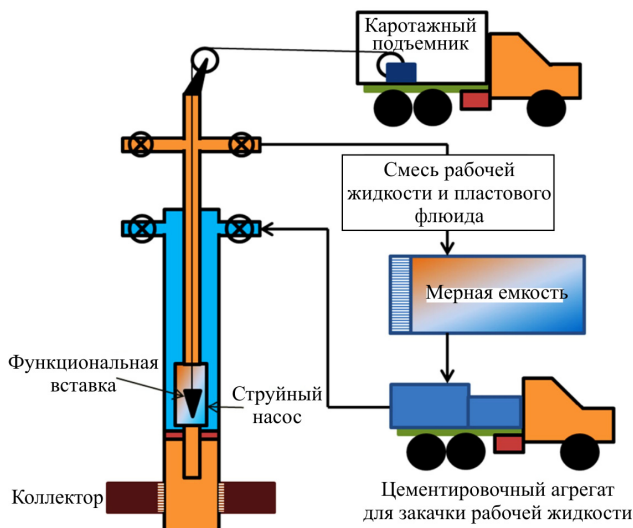


Рис. 3.4. Примерная схема обвязки исследуемой скважины при использовании струйного насоса

При проведении исследований с применением термоманометрических систем осуществляется регистрация давления на приеме насоса. Дистанционная передача сигналов с датчика давления по кабелю ЭЦН на преобразователь, установленный на устье скважины, позволяет в реальном времени контролировать давление на приеме насоса в течение всего межремонтного периода эксплуатации скважины, а также в периоды плановой остановки скважины на регистрацию КВД. Существует возможность регистрации КВД при незапланированных остановках или в период ожидания подхода бригады ПРС (КРС) для ревизии или смены подземного оборудования. Точность регистрации давления на приеме насоса зависит от типа термоманометрической системы и разрешения датчика по давлению. При использовании ТМС с высокой разрешающей

способностью (менее 0,1 атм) обеспечивается высокая точность данных для анализа КВД и расчета параметров пласта. Принципиальная схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении исследований в механизированных скважинах представлена на рис. 3.5.

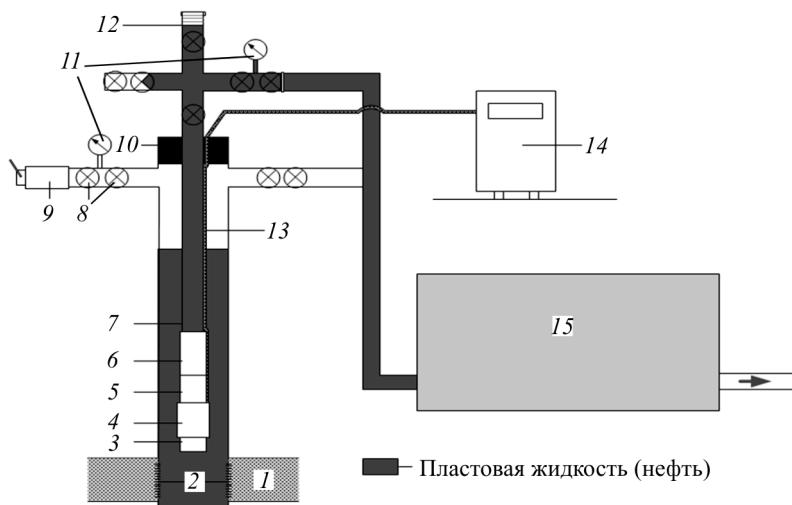


Рис. 3.5. Схема компоновки оборудования при проведении исследований механизированных скважин, оборудованных датчиками ТМС: 1 – продуктивный пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – датчик ТМС; 4 – ПЭД; 5 – гидрозащита; 6 – ЭЦН; 7 – колонна НКТ; 8 – задвижки; 9 – уровнемер; 10 – план-шайба; 11 – образцовые и электронные устьевые манометры; 12 – реперный патрубок; 13 – кабель питания ЭЦН; 14 – станция управления ЭЦН, оборудованная частотным регулятором; 15 – замерная установка (ГЗУ, ОЗНА, АСМА)

Исследования механизированных скважин методом регистрации КВУ подразумевают под собой замеры уровня и устьевых давлений при остановке скважины. При планировании процесса гидродинамических исследований основной задачей является правильный выбор параметров исследования в зависимости от решаемых задач. Принципиальная схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении исследований методов КВУ в механизированных скважинах представлена на рис. 3.6.

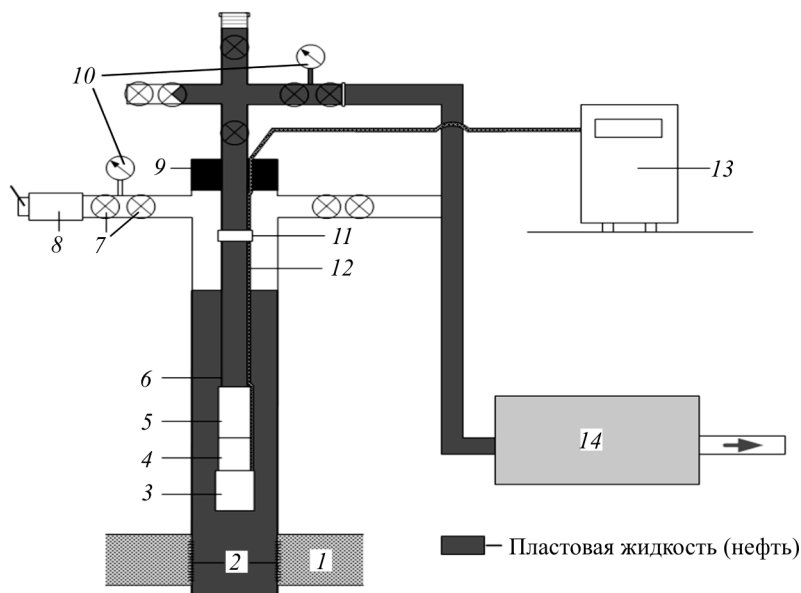


Рис. 3.6. Схема компоновки оборудования при проведении исследований механизированных скважин методом регистрации КВУ: 1 – продуктивный пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – ПЭД; 4 – гидрозащита; 5 – ЭЦН; 6 – колонна НКТ; 7 – задвижки; 8 – уровнемер; 9 – планшайба; 10 – образцовые и электронные устьевые манометры; 11 – реперный патрубок; 12 – кабель питания ЭЦН; 13 – станция управления ЭЦН; 14 – замерная установка (ГЗУ, ОЗНА, АСМА)

При планировании ГДИ периодически работающих скважин необходимо оценить возможность решения поставленных задач в условиях имеющегося на скважине оборудования (тип насосной установки), включающего измерительные системы (датчик ТМС, комплексный прибор, автономный манометр-термометр), при отсутствии стационарных измерительных систем предусмотреть установку на время исследований уровнемера и при необходимости автономных устьевых манометров.

Согласно результатам моделирования ГДИ периодически работающих скважин установлено, что использование измерительных систем с разрешением по давлению 1 атм при соотношении депрессии к разрешению манометра менее 20 делает ГДИС не-

пригодными для интерпретации с оценкой ФЕС по диагностическому графику. По таким исследованиям возможно определение только текущего пластового давления и оценка $K_{\text{прод}}$.

Исследования механизированных скважин, работающих в периодическом режиме, выполняются по стандартной одноциклической схеме, которая включает в себя отработку скважины в периодическом режиме с последующей остановкой скважины для регистрации КВД (КВУ).

После установки регистрирующих приборов предусматривается работа скважины в том же периодическом режиме, на котором она работала до начала исследований (рабочем режиме). После регистрации фоновых замеров при периодической работе скважина закрывается на регистрацию КВД (КВУ).

В зависимости от характера работы скважины возможны два варианта изменения давления при периодической работе (рис. 3.7 и 3.8).

Принципиальная схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении исследований в механизированных скважинах представлена на рис. 3.9.

Исследования нагнетательных скважин подразумевают замеры забойного и устьевых давлений с одновременной регистрацией расхода закачиваемой жидкости на различных режимах и при остановке закачки.

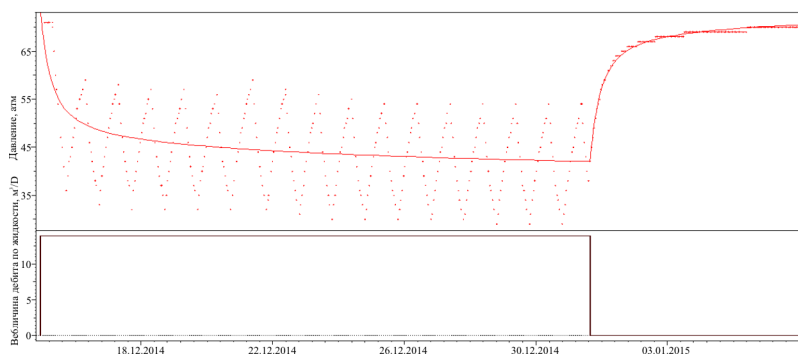


Рис. 3.7. Технологическая схема исследований при стабильной периодической работе

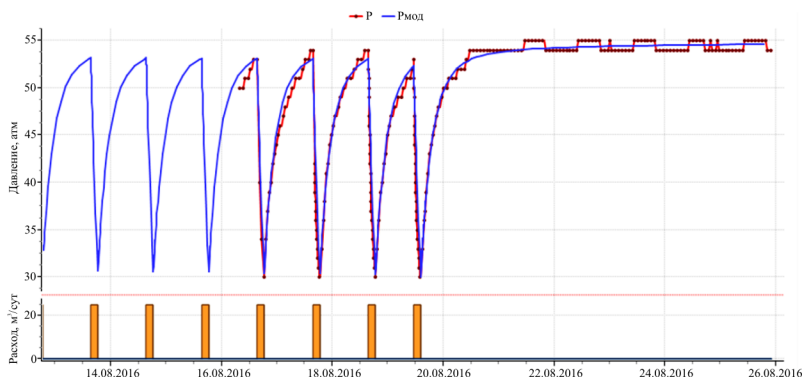


Рис. 3.8. Технологическая схема исследований при высокой амплитуде колебаний забойного давления

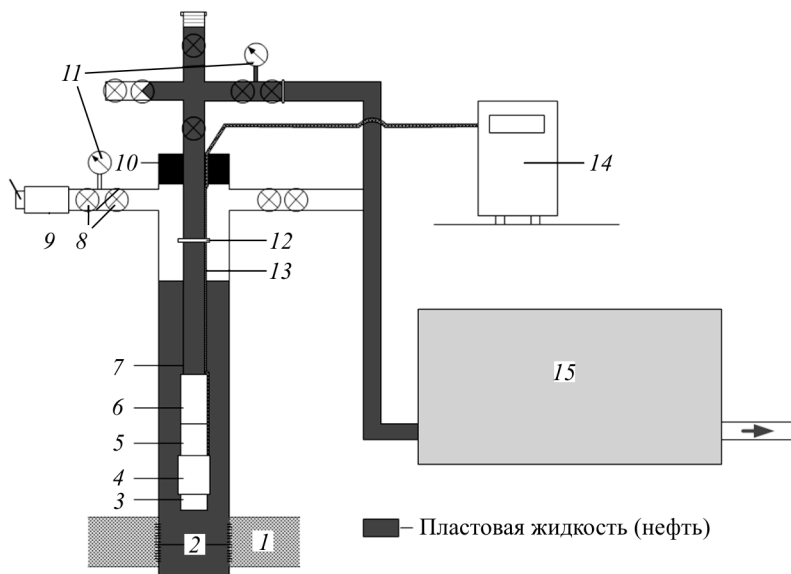


Рис. 3.9. Схема компоновки оборудования при проведении исследований механизированных скважин методом регистрации КВД (КВУ): 1 – продуктивный пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – ПЭД; 4 – гидрозащита; 5 – ЭЦН; 6 – колонна НКТ; 7 – задвижки; 8 – уровнемер; 9 – план-шайба; 10 – образцовые и электронные устьевые манометры; 11 – реперный патрубок; 12 – кабель питания ЭЦН; 13 – станция управления ЭЦН; 14 – станция управления; 15 – замерная установка (ГЗУ, ОЗНА, АСМА)

Применяют два основных метода гидродинамических исследований нагнетательных скважин: метод установившихся закачек и метод падения давления. При планировании процесса гидродинамических исследований важным является правильный выбор метода, технологической схемы и параметров исследований, способов регистрации давления.

В зависимости от целей проведения исследований и решаемых задач применяют одноцикличные, многоцикличные и комплексные схемы исследований нагнетательных скважин на установившихся и неустановившихся режимах.

Одноциклическая технологическая схема исследований методом регистрации КВД является самой простой по исполнению и, как следствие, наиболее широко применяемой. Она позволяет решать задачи определения пластового давления в зоне нагнетания и ФЕС пласта.

Согласно схеме, после установки регистрирующих приборов, предусматривается работа скважины на том же режиме, на котором она работала до начала исследований (рабочем режиме). После установления режима скважина закрывается на регистрацию КВД

Многоциклическая технологическая схема исследований методом установившихся закачек (ИД) позволяет решать следующие задачи: определение приемистости и коэффициента приемистости нагнетательных скважин; определение оптимального давления закачки в нагнетательных скважинах; определение давления раскрытия трещин; оценка пластового давления.

Комплексная многоциклическая технологическая схема исследований методами установившихся закачек (ИД) и регистрации КВД объединяет в себе одно и многоциклическую технологическую схемы и соответственно позволяет решить комплекс задач и определить полный набор параметров скважины и пласта.

При реализации данной схемы на первом этапе после закачки на минимальном режиме нагнетания проводится регистрация КВД. Затем проводятся исследования на установившихся режимах с последовательным увеличением расхода (увеличением

диаметра штуцера). Исследования заканчиваются при максимальном режиме, при этом не допускается превышение давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Принципиальные схемы компоновки нагнетательных скважин при проведении исследований с пакером и без представлены на рис. 3.10.

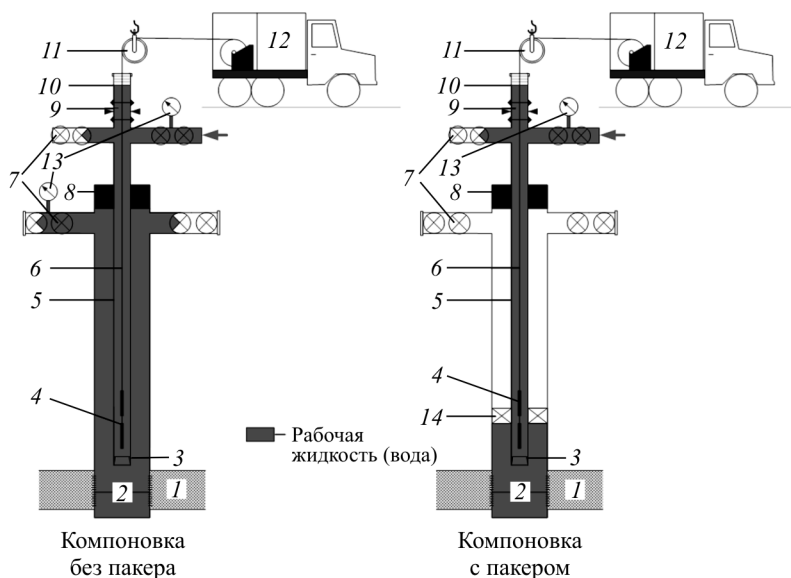


Рис. 3.10. Схема компоновки оборудования нагнетательных скважин при проведении исследований: 1 – продуктивный пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – воронка НКТ; 4 – автономные глубинные манометры-термометры; 5 – НКТ; 6 – каротажный кабель либо проволока; 7 – задвижка; 8 – планшайба; 9 – превентор или задвижка; 10 – лубрикатор; 11 – ролик; 12 – каротажный подъемник или исследовательская машина с проволокой; 13 – образцовые и электронные устьевые манометры; 14 – пакер

Исследования добывающих скважин со струйными аппаратами подразумевают замеры забойного и устьевых давлений на различных режимах с одновременной регистрацией дебита пластовой жидкости, а также замеры забойного и устьевых давлений при остановке скважины.

Применяют два основных метода гидродинамических исследований скважин со струйными аппаратами: метод установившихся отборов и метод восстановления давления. При планировании процесса гидродинамических исследований важен правильный выбор метода, технологической схемы и параметров исследований.

Принципиальная схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении ГДИ с помощью струйных аппаратов приводится на рис. 3.11.

Гидродинамические исследования при свабировании выполняются по двум основным схемам (вариантам): экспресс-исследование – непродолжительное возмущение пласта и регистрация КВД (рис. 3.12); длительное свабирование, соизмеримое с продолжительностью регистрации КВД (рис. 3.13) и регистрация КВД. При длительном свабировании скважина может выйти на квазистационарный режим, когда объем поднимаемой свабом жидкости будет равен объему жидкости, притекающей из пласта за один цикл свабирования.

В зависимости от решаемых задач при свабировании применяют несколько схем с различными компоновками подземного скважинного оборудования. При этом каждая из схем предусматривает непрерывную регистрацию давления в процессе отбора жидкости и остановки на регистрацию КВД.

Первая схема ГДИ при свабировании включает использование компоновки НКТ без пакера и клапана-отсекателя. Преимущество данной схемы заключается в простоте компоновки оборудования. Основной недостаток – длительный послеприток жидкости в скважину после остановки на регистрацию КВД, во многих случаях перекрывающий участок радиального притока для определения скин-фактора скважины и ФЕС пласта.

Вторая схема ГДИ при свабировании включает использование компоновки НКТ с пакером, но без установки клапана-отсекателя. Наличие пакера позволяет ускорить процесс вызова притока и дренирования пласта и снизить влияние ствола скважины по сравнению с первой схемой.

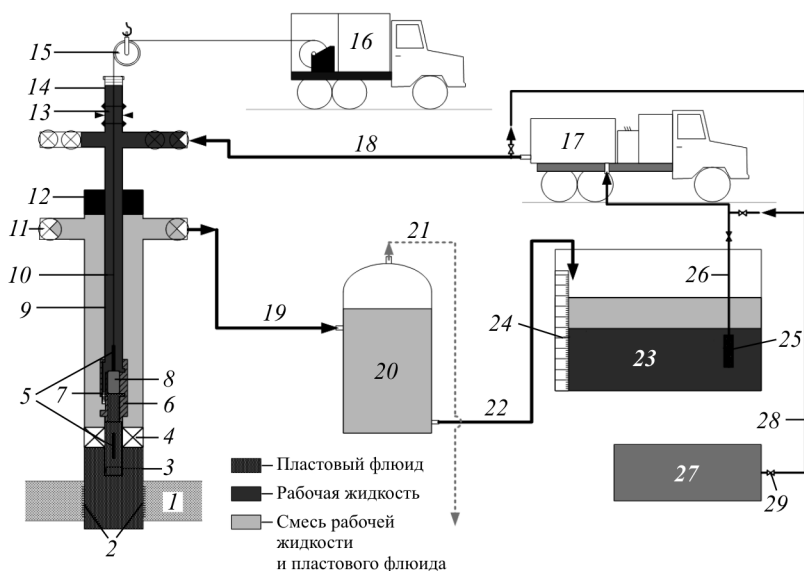


Рис. 3.11. Схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении ГДИС с помощью струйных аппаратов: 1 – продуктивный пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – воронка НКТ; 4 – пакер; 5 – автономные глубинные манометры-термометры; 6 – корпус струйного насоса (УГИС); 7 – сопло струйного насоса; 8 – функциональная вставка струйного насоса (депресссионная, КВД, герметизирующий узел); 9 – НКТ; 10 – каротажный кабель либо проволока; 11 – задвижка; 12 – план-шайба; 13 – превентор; 14 – лубрикатор; 15 – ролик; 16 – каротажный подъемник или исследовательская машина с проволокой; 17 – насосный агрегат; 18 – напорная линия подачи рабочей жидкости; 19 – выкидная линия (подачи смеси продукции скважины и рабочей жидкости из скважины); 20 – сепаратор; 21 – линия отвода газа в систему сбора продукции или на факел через ДИКТ; 22 – линия подачи жидкости в замерную емкость; 23 – замерная емкость; 24 – мерная линейка; 25 – приемный фильтр; 26 – линия забора жидкости в насосный агрегат; 27 – емкость с рабочей жидкостью; 28 – вспомогательная линия подачи жидкости в насосный агрегат и отвода избытка жидкости из замерной емкости; 29 – кран (задвижка)

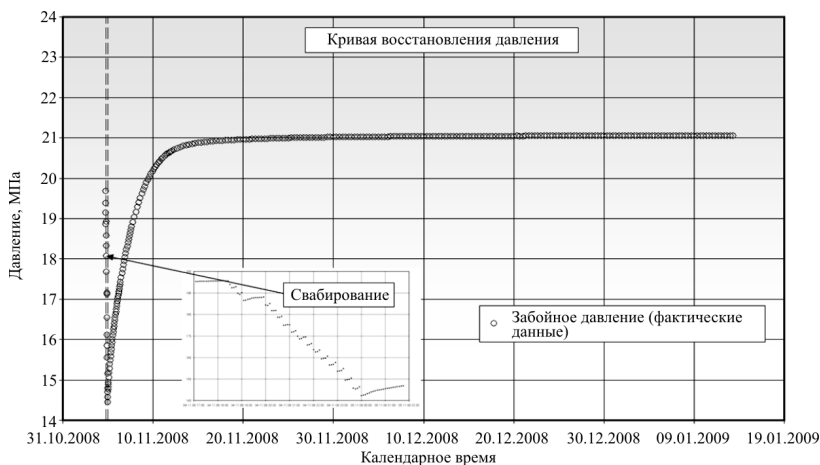


Рис. 3.12. Технологическая схема свабирования при кратковременном отборе жидкости (экспресс-метод)

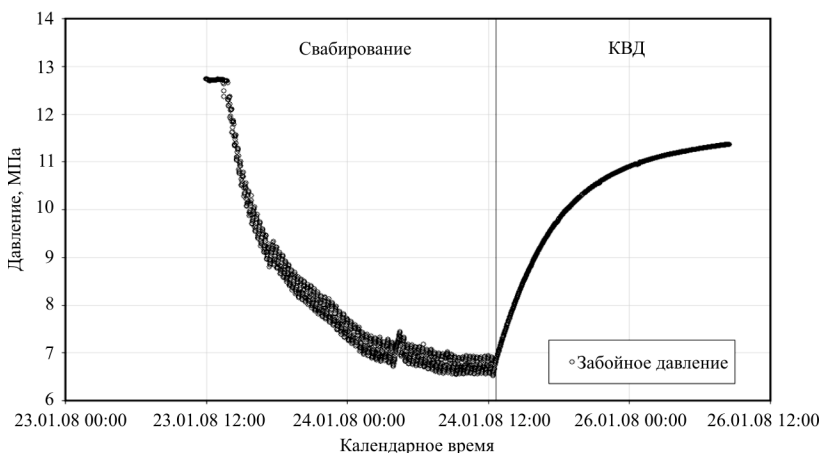


Рис. 3.13. Технологическая схема свабирования при длительном отборе жидкости

Третья схема ГДИ при свабировании включает использование компоновки НКТ с пакером и герметизирующим узлом (клапаном-отсекателем), спускаемым на каротажном кабеле непосредственно после прекращения рейсов свабирования. В результате ее примене-

ния обеспечивается откачка жидкости из пласта практически сразу после начала свабиrowания. Это приводит к более эффективной очистке ПЗП и формированию воронки депрессии на значительном расстоянии от забоя скважины. компоновка с пакером и спускаемым клапаном-отсекателем позволяет сократить время послепритока. Единственным недостатком является закрытие скважины на забое не в момент прекращения свабиrowания, а после подъема сваба и спуска клапана-отсекателя на каротажном кабеле, при этом меняется режим работы скважины. Период от момента прекращения свабиrowания и подъема сваба до спуска клапана-отсекателя необходимо учитывать при интерпретации КВД.

Четвертая схема ГДИ при свабиrowании включает закрытие скважины на забое. Для реализации данной технологической схемы в скважину спускается подвеска НКТ с установленным автономным манометром в боковом пенале или на автоотцепе под запорным клапаном. Низ подвески комплектуется клапаном ударного или поворотного типа (используется в испытателях пластов на трубах). После спуска НКТ производится пакеровка. Далее скважина свабируется, после чего внутреннее пространство НКТ перекрывается клапаном и скважина закрывается на КВД. Все это время манометр находится на забое ниже запорного клапана и регистрирует кривую изменения давления во времени. Клапан-отсекатель располагается в максимальной близости от пласта, таким образом, при его закрытии обеспечивается минимальный послеприток. Данная технология является предпочтительной и наиболее информативной.

Принципиальная схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении исследований добывающих скважин при свабиrowании представлена на рис. 3.14.

Гидродинамические исследования скважины при компрессировании являются составной частью комплекса работ по освоению скважины. Вид и последовательность работ по освоению скважины компрессированием определяется индивидуальным планом работ на скважине, где должны быть отражены объем отобранной жидкости и глубина снижения уровня.

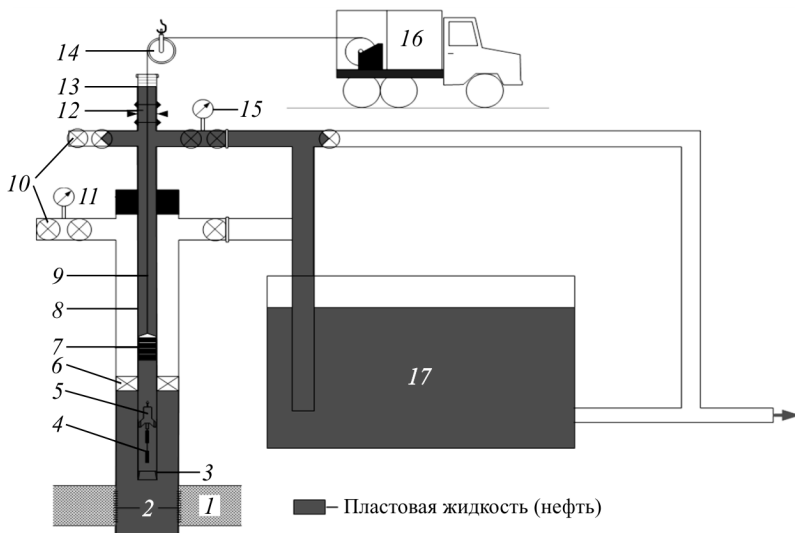


Рис. 3.14. Схема компоновки оборудования при исследовании добывающих скважин с помощью свабирования: 1 – продуктивный пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – воронка НКТ; 4 – автономные глубинные манометры-термометры; 5 – устройство подвески приборов (автоотцеп); 6 – пакер; 7 – сваб; 8 – НКТ; 9 – каротажный кабель; 10 – задвижка; 11 – план-шайба; 12 – превентор; 13 – лубрикатор; 14 – ролик; 15 – разцовый и (или) электронный устьевые манометры; 16 – каротажный подъемник; 17 – замерная емкость

Исследования добывающих скважин при компрессировании подразумевают под собой замеры забойного и устьевых давлений в процессе компрессирования и при остановке скважины с одновременной регистрацией дебита пластовой жидкости.

Основной метод исследования скважин при компрессировании – метод восстановления давления. При планировании процесса гидродинамических исследований важным является правильный выбор технологической схемы, компоновки скважинного оборудования и параметров исследований.

Гидродинамические исследования при компрессировании в зависимости от целей и временных ограничений на проведение работ могут проводиться по одной из двух технологических схем.

Технологическая схема 1 – «экспресс-технология» исследований. Применяется для быстрого получения оценочных данных о пластовом давлении, ФЕС пласта, скин-факторе и коэффициенте продуктивности исследования (рис. 3.15), включающей кратковременное возмущение пласта путем закачки газа в затрубное пространство, стравливание давления и закрытие скважины на регистрацию КВД.

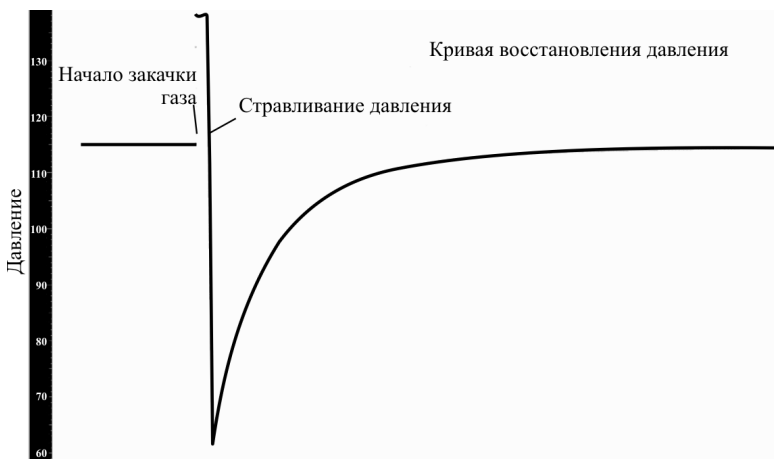


Рис. 3.15. Технологическая схема исследований при компрессировании с кратковременным отбором (экспресс-метод)

Технологическая схема 2 включает длительное компрессирование с последующей регистрацией КВД. Применяется для получения достоверных данных о пластовом давлении, ФЕС пласта, скин-факторе, коэффициенте продуктивности, диагностике фильтрационных процессов, протекающих в пласте (рис. 3.16). При проведении работ по данной схеме предполагается,

что после длительного компрессирования скважина сразу закрывается на регистрацию кривой восстановления давления, т.е. давление из затрубного пространства перед КВД не стравливается. В зависимости от конструкции скважины и технических возможностей оборудования (глубины скважины, мощности компрессора и др.) компрессирование может выполняться через воронку НКТ либо с одной, двумя или тремя пусковыми муфтами. На рис. 3.16 приводится два участка прорыва газа через пусковые муфты.

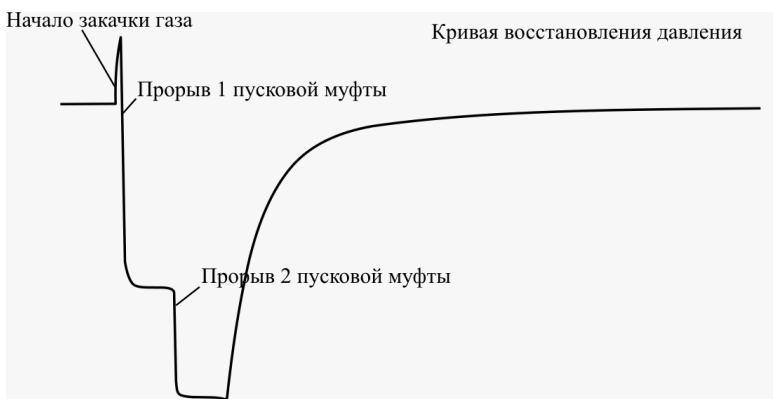


Рис. 3.16. Технологическая схема исследований при компрессировании с длительным отбором

Принципиальная схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении исследований добывающих скважин при компрессировании представлена на рис. 3.17.

Основная особенность проведения гидродинамических исследований в горизонтальных скважинах связана с более длительными временными параметрами исследований. Для составления дизайна исследования горизонтальной скважины необходимо подготовить исходные данные и определить временные параметры исследований: время дренирования пласта; время регистрации КВД; время начала влияния границ или окружающих скважин.

Подготовка данных для составления дизайна ГДИ осуществляется на основе геолого-промыслового анализа и моделирования.

Для проведения ГДИ горизонтальных скважин рекомендуется использовать струйные насосы серии УГИС или аналоги. Конструкция оборудования включает корпус струйного насоса, спускаемый на НКТ, и различные функциональные вставки (для опрессовки пакера и НКТ, депрессионная, для регистрации КВД и герметизирующий узел). Схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении ГДИ горизонтальной скважины с помощью струйного насоса представлена на рис. 3.18.

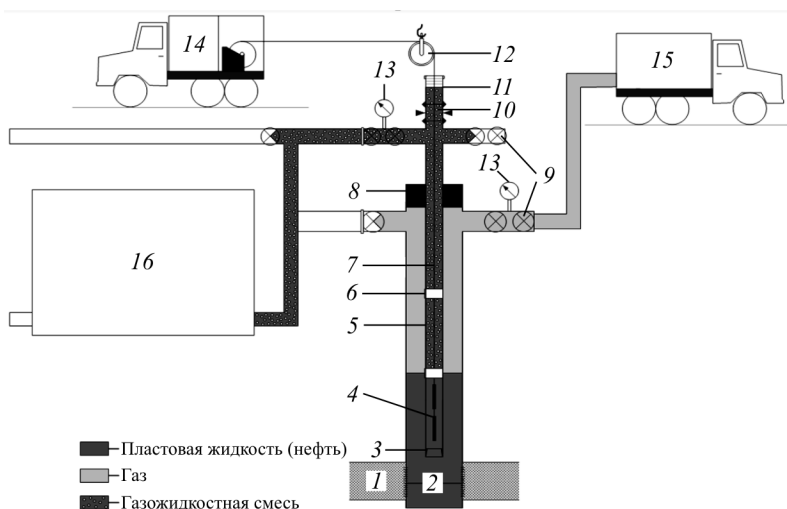


Рис. 3.17. Схема компоновки оборудования при проведении исследований добывающих скважин с помощью компрессирования: 1 – продуктивный пласт; 2 – интервал перфорации; 3 – воронка НКТ; 4 – автономные глубинные манометры-термометры; 5 – НКТ; 6 – пусковая муфта; 7 – каротажный кабель либо проволока; 8 – план-шайба; 9 – задвижка; 10 – превентор; 11 – лубрикатор; 12 – ролик; 13 – образцовый и (или) электронный устьевые манометры; 14 – каротажный подъемник или исследовательская машина с проволокой; 15 – компрессорная установка; 16 – замерная установка (ГЗУ, ОЗНА, АСМА)

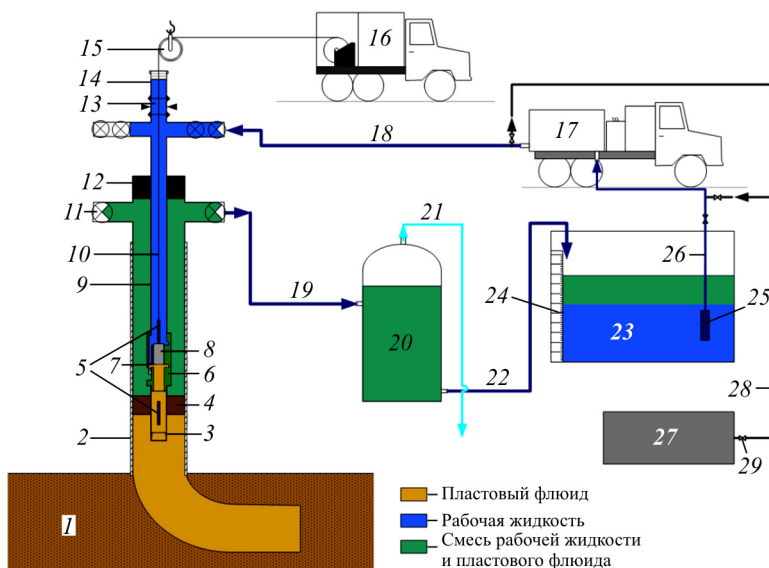


Рис. 3.18. Схема обвязки устьевого и компоновки подземного оборудования при проведении ГДИ горизонтальной скважины с помощью струйного насоса: 1 – продуктивный пласт; 2 – обсадная колонна; 3 – воронка НКТ; 4 – пакер; 5 – автономные глубинные манометры-термометры; 6 – корпус струйного насоса (УГИС); 7 – сопло струйного насоса; 8 – функциональная вставка струйного насоса (депресссионная, КВД, герметизирующий узел); 9 – НКТ; 10 – каротажный кабель либо проволока; 11 – задвижка; 12 – план-шайба; 13 – превентор; 14 – лубрикатор; 15 – ролик; 16 – каротажный подъемник или исследовательская машина с проволокой; 17 – насосный агрегат; 18 – напорная линия подачи рабочей жидкости; 19 – выкидная линия (подачи смеси продукции скважины и рабочей жидкости из скважины); 20 – сепаратор; 21 – линия отвода газа в систему сбора продукции или на факел; 22 – линия подачи жидкости в замерную емкость; 23 – замерная емкость; 24 – мерная линейка; 25 – приемный фильтр; 26 – линия забора жидкости в насосный агрегат; 27 – емкость с рабочей жидкостью; 28 – вспомогательная линия подачи жидкости в насосный агрегат и отвода избытка жидкости из замерной емкости; 29 – кран (задвижка)

3.2. Исследования на установившихся и неуставившихся режимах работы скважины

3.2.1. Исследования на установившихся режимах работы скважины

Исследование фонтанных скважин. С момента пуска скважины на каждый из запланированных режимов фиксируются: изменение забойного и устьевых давлений до их стабилизации; дебиты жидкости и газа; после выхода на установившийся режим отбираются пробы жидкости и газа.

Время выхода добывающих скважин на режим, как правило, известно по ранее проведенным исследованиям или оценивается по аналогии с подобными скважинами.

По разведочным скважинам вывод на режим происходит по мере выполнения исследований и анализа получаемой информации со всех приборов. Косвенным подтверждением выхода скважины на установившийся режим является стабилизация дебита, буферного и затрубного давлений.

Скважина работает или вышла на установившийся режим, если забойное давление, дебит жидкости и газа перестали постоянно изменяться во времени в сторону увеличения или уменьшения. Пример регистрации всех параметров при выходе скважины на установившиеся режимы и КВД приведен рис. 3.19 и 3.20.

В том случае, если полученные замеры забойного давления и дебита жидкости соответствуют условиям работы на установившемся режиме, скважина переводится на следующий запланированный или согласованный режим. Если данное условие не выполняется, замеры дебита и забойного давлений повторяются на следующие сутки до получения приемлемых результатов.

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.

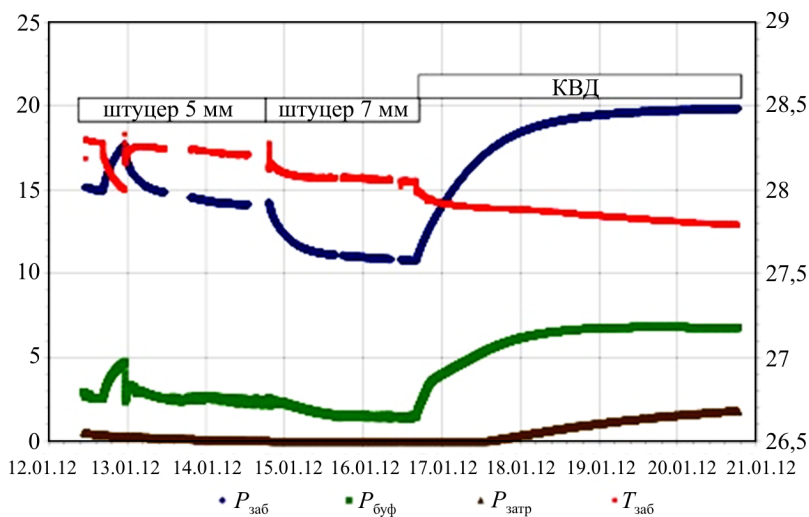


Рис. 3.19. ГДИС (комплекс ИД+КВД),
скв. 1 Бельского месторождения

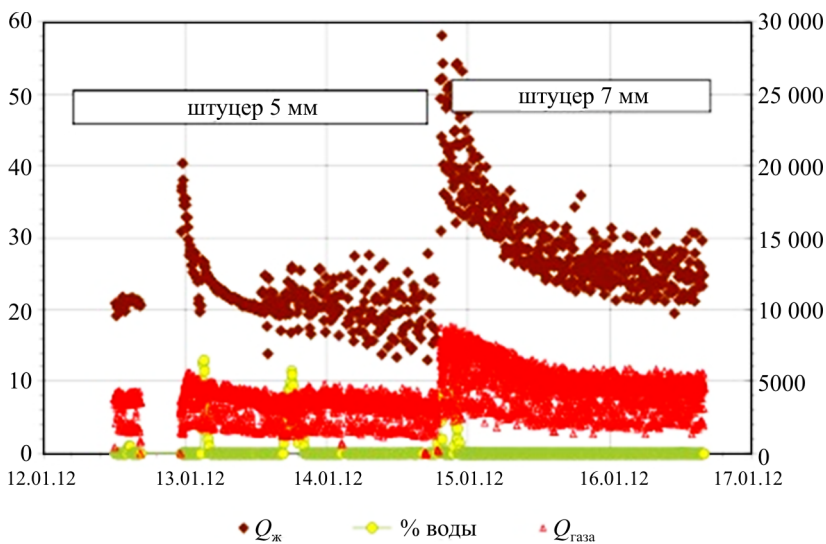


Рис. 3.20. Замер дебитов нефти и газа установкой АСМА,
скв. 1 Бельского месторождения

При исследованиях нагнетательных скважин прибор может находиться вблизи устья скважины, но обязательно ниже уровня жидкости.

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. Различия в дебитах от режима к режиму должны оставаться примерно одинаковыми (рис. 3.21–3.24).

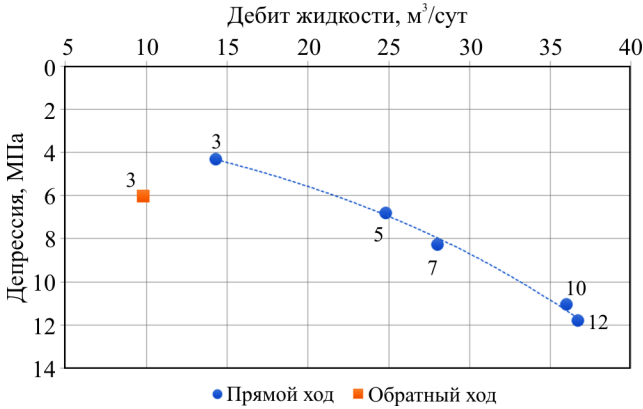


Рис. 3.21. Индикаторная диаграмма скв. 13 Логовского месторождения (объект Бб)

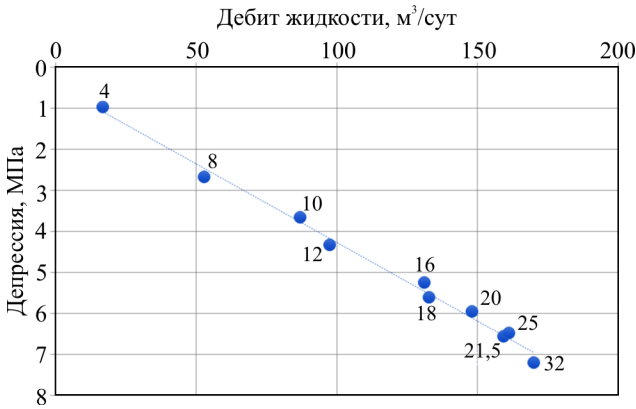


Рис. 3.22. Индикаторная диаграмма скв. 224 Уньвинского месторождения (объект Тл-Бб)

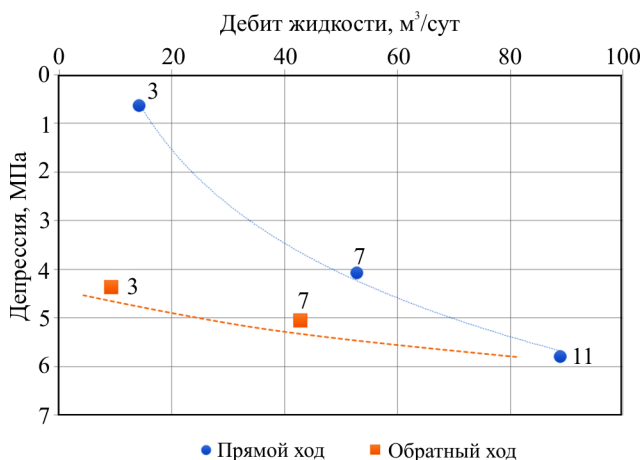


Рис. 3.23. Индикаторная диаграмма скв. 9070 Гагаринского месторождения (объект Фм)

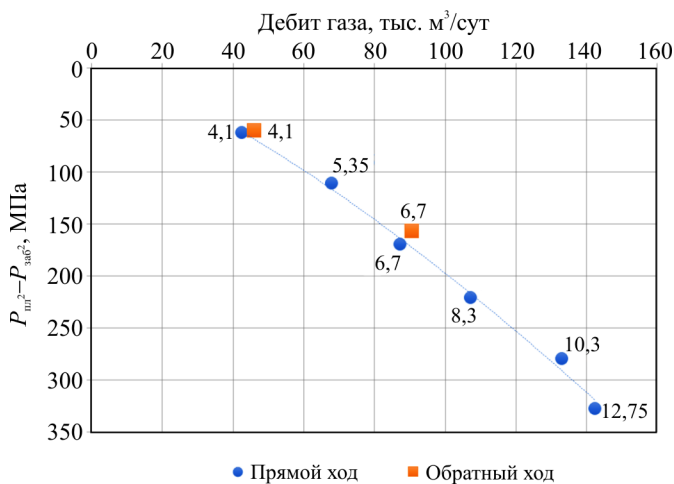


Рис. 3.24. Индикаторная диаграмма скв. 6 Маговского месторождения. Маговское поднятие (объект Т-Фм)

Время работы скважины на каждом режиме должно составлять от нескольких часов до нескольких суток в зависимости от дебита скважины.

Исследование добывающих скважин, оборудованных штанговыми насосными установками, с помощью мобильной установки вывода скважин на режим (МУВР).

Производилась оценка добывных возможностей скв. 741 Красноярско-Куединского месторождения (Куединское поднятие) (объект Тл-Бб) на разных режимах работы с помощью установки МУВР, текущего коэффициента продуктивности и текущего пластового давления. Схема подключения мобильного комплекса МУВР представлена на рис. 3.25.



Рис. 3.25. Схема подключения мобильного комплекса МУВР

В процессе исследований режимы работы скважины задавались сменой частоты тока, подаваемого на двигатель штангового насоса. Рабочий режим скважины на частоте тока 50 Гц, поэтому порядок смены режимов был выбран следующий: 30 Гц, а затем 53 Гц. На всех создаваемых режимах непрерывно велась регистрация динамических уровней в затрубном пространстве, затрубного давления, обводненности, параметров работы ШГН, а также дебита жидкости и газа, замеренного с помощью установки АСМА (рис. 3.26–3.28).

После выхода на каждый установившийся режим работы производились отборы проб добываемой продукции для оценки обводненности (табл. 3.3). Результаты проведенных исследований приведены в табл. 3.4 и 3.5.

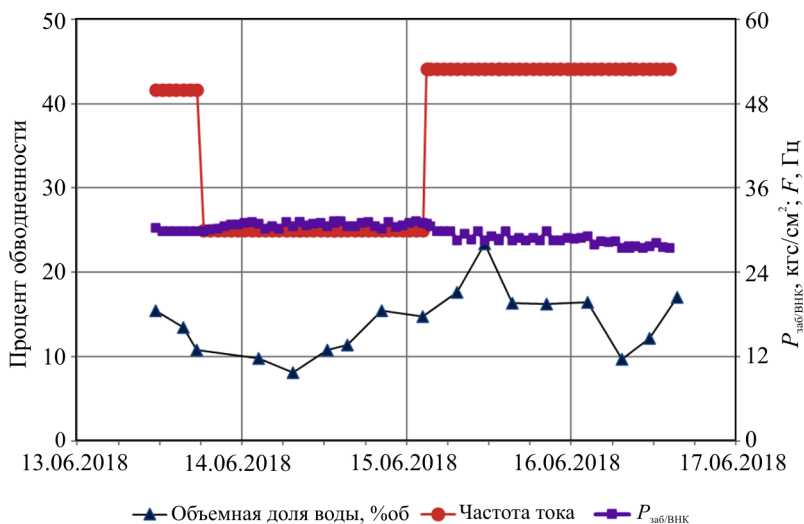


Рис. 3.26. Замеры обводненности, частоты тока и забойного давления на ВНК при исследовании скважины

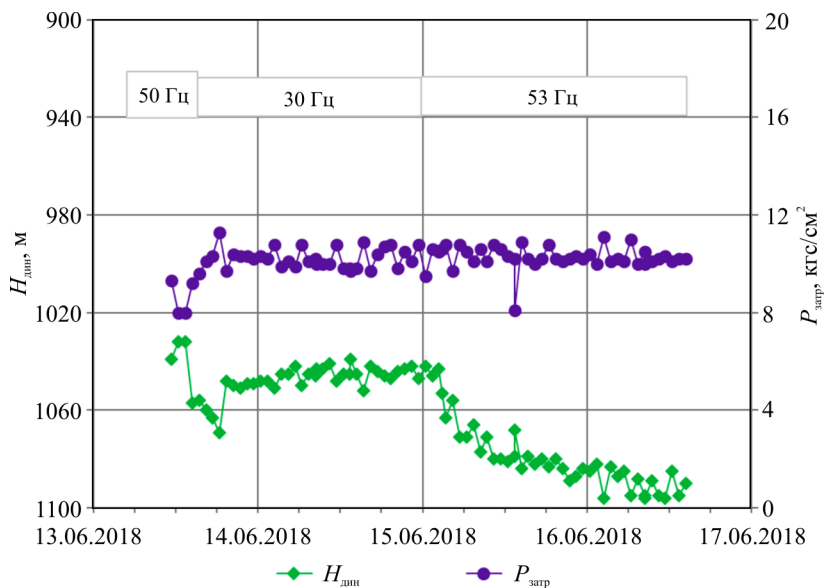


Рис. 3.27. Замер динамических уровней и давления в затрубном пространстве

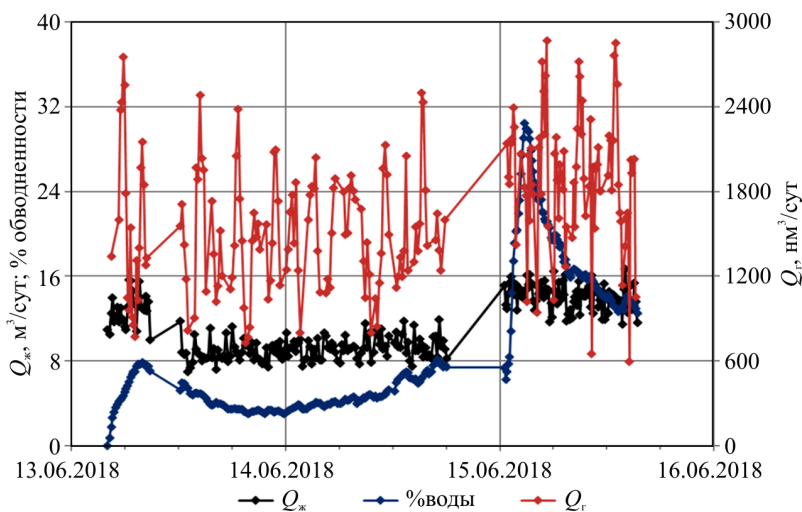


Рис. 3.28. Замеры дебита жидкости, дебита газа и обводненности продукции при исследовании скважины установкой АСМА

Таблица 3.3

Результаты анализа проб жидкости при исследовании скважины

Дата и время отбора пробы	Режим работы, Гц	Плотность нефти, кг/м ³	Объемная доля воды, %об
13.06.2018 15:00	50	899,4	15,4
13.06.2018 19:00		895,4	13,5
13.06.2018 21:00		895,4	10,8
Среднее значение		896,7	13,2
14.06.2018 6:00	30	894,4	9,8
14.06.2018 11:00		895,4	8,1
14.06.2018 16:00		895,4	10,8
14.06.2018 19:00		895,4	11,4
15.06.2018 0:00		895,4	15,4
15.06.2018 6:00		899,4	14,8
Среднее значение		895,9	11,7
15.06.2018 11:00	53	907,4	17,6
15.06.2018 15:00		909,4	23,4
15.06.2018 19:00		895,4	16,3
16.06.2018 0:00		897,4	16,2
16.06.2018 6:00		897,4	16,4
16.06.2018 11:00		899,4	9,7
16.06.2018 15:00		897,4	12,2
16.06.2018 19:00		896,4	17,0
Среднее значение		900,0	16,1

Таблица 3.4

Результаты исследования скважины

Ре- жим	$Q_{\text{ж}}$	$Q_{\text{н}}$	Обводнён- ность	N качаний	$P_{\text{заб/ВНК}}$ пласт Тл-Бб	$N_{\text{дин}}$	$P_{\text{затр}}$	Загрузка ПЭД
Гц	м ³ /сут	м ³ /сут	%	кач/мин	кгс/см ²	м	кгс/см ²	%
50	13,9	12,8	7,6	4,1	29,8	1063	10,3	90
30	10,0	9,4	6,0	3,0	31,9	1043	10,5	78
53	15,0	13,0	13,4	4,9	27,5	1090	10,2	100

Таблица 3.5

Расчет параметров ПЗП по ИД

Параметры	$P_{\text{пл}}$ на ВНК (-1209,0 м)	Коэффициент продуктивности по жидкости	Гидропровод- ность ПЗП	Проницае- мость ПЗП
	пласт Тл-Бб			
Размерность	кгс/см ²	м ³ /(сут·кгс/см ²)	мкм ² ·см/мПа·с	мкм ²
Значение	40,0	1,26	18,90	0,896

По полученным данным построена индикаторная диаграмма (рис. 3.29). По ней оценены текущее пластовое давление и коэффициент продуктивности скважины, определены параметры ПЗП (таблица). Индикаторная диаграмма имеет прямолинейный вид, что указывает на сохранение линейного закона фильтрации Дарси в достигнутом диапазоне депрессий. Обводненность продукции по отобраным пробам изменяется от 8,1 до 23,4 %, поэтому при расчете параметров ПЗП использованы расчетные свойства эффективной жидкости.

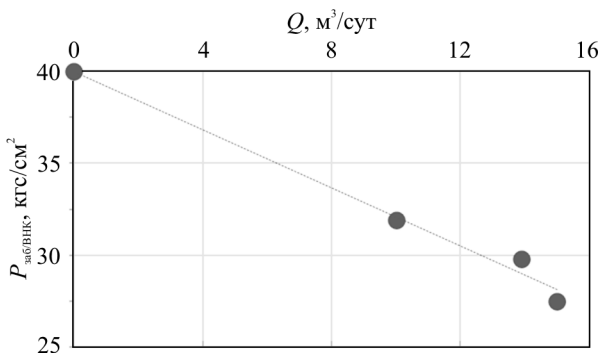


Рис. 3.29. Индикаторная диаграмма

По результатам проведенного исследования на скв. 741 Красноярско-Куединского месторождения (объект Тл-Бб) получены следующие результаты:

- оценено текущее пластовое давление без остановки скважины на КВД по полученным точкам индикаторной диаграммы;
- определены текущий коэффициент продуктивности и фильтрационные параметры ПЗП;
- при снижении депрессии отмечается тенденция к уменьшению обводненности продукции, а при увеличении депрессии – к её росту. Стоит отметить, что эта тенденция может иметь лишь временный эффект;
- прирост дебита по нефти на частоте 53 Гц незначителен по сравнению с рабочим режимом скважины, поэтому рекомендуется продолжить работу скважины на режиме 50 Гц.

3.2.2. Исследования методом восстановления давления

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 (КВДз) или при закрытии скважины на устье (КВДу).

Исследования методом КВДз 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 (поступление флюида из пласта после закрытия скважины). Исследования одинаково успешны в фонтанирующих и непереливающих скважинах.

Исследования методом КВДз могут быть выполнены в процессе опробования пластов. При этом используется оборудование типа КИИ или аналогичные устройства.

Исследования методом КВДу предполагают перекрытие притока на устье. Информативность исследования существенно снижена вследствие влияния послепритока. Исследования возможны только в фонтанирующих скважинах.

При исследованиях методом КВДу 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.

3.2.3. Исследования методом восстановления уровня

Исследования методом КВУ проводятся в нефонтанируемых скважинах после снижения уровня жидкости в стволе в процессе эксплуатации или после цикла освоения.

Следует различать принципиальные возможности данного метода при регистрации кривой изменения давления непосредственно на забое (КВУз) и пересчетным способом при регистрации вторичных параметров (динамических уровней) на устье (КВУу). По сути, это два принципиально отличных метода с разной информативностью и достоверностью оценок, но исторически относимых к единому методу оценки давления в условиях послепритока (т.е. к «КВУ»).

Таким образом, исследования могут быть выполнены путем регистрации кривой изменения давления на забое скважины во времени (КВУз штатный режим) и/или регистрации кривой изменения динамического уровня в затрубье на устье (КВУу, экспресс-исследования).

При исследованиях методом КВУз регистрируется непрерывная кривая изменения давления во времени на забое скважины. Если вынос жидкости на устье маловероятен, измерения про-

водятся 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 КВУу регистрируются дискретные значения изменения динамического уровня на забое скважины. Исследования методом КВУу 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.

3.2.4. Исследования методом падения давления

Исследования методом КПД предполагает 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.

3.2.5. Регистрация кривых стабилизации давления

Исследования методом КСД предполагает 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 (рис. 3.30). В течение всего периода исследований прибор должен находиться в скважине на фиксированной глубине. В добывающей скважине измерения

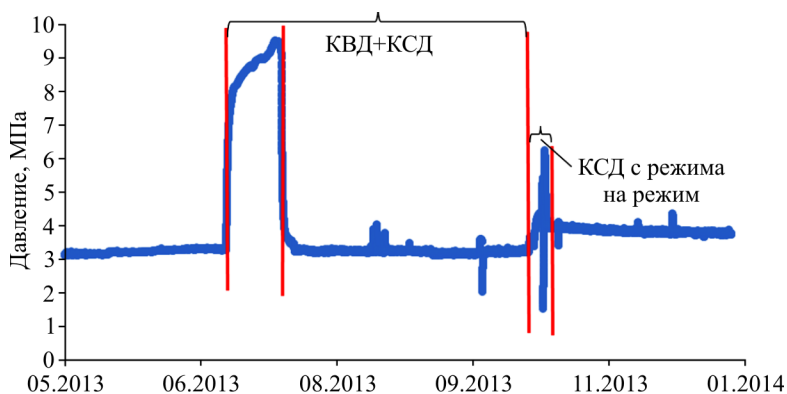


Рис. 3.30. Проведение исследований на примере скважины Чураковского месторождения

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 3–5 раз превышающий период исследований. Данные о предыстории включают значения дебитов и продолжительности, предшествующих проведению ГДИС циклов эксплуатации.

3.2.6. Регистрация 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 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, поглощения 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).

3.2.7. 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, продолжительность циклов и пр.)

определяются условиями работы скважины и выбираются для каждой скважины (рис. 3.31 и 3.32).

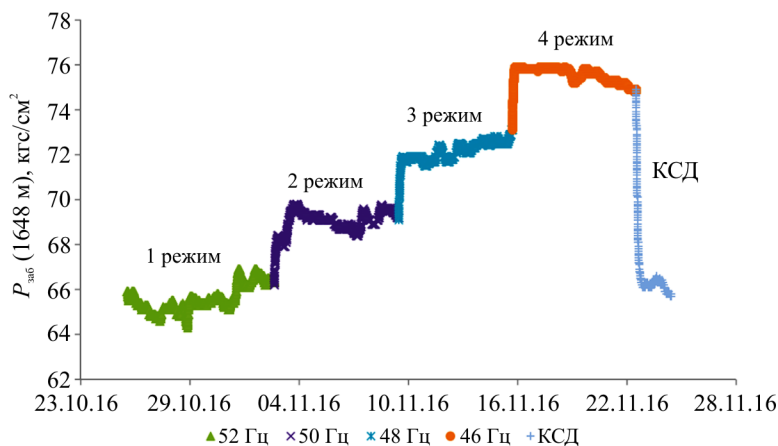


Рис. 3.31. График изменения забойного давления на приеме насоса при проведении исследований на скважине Курбатовского месторождения

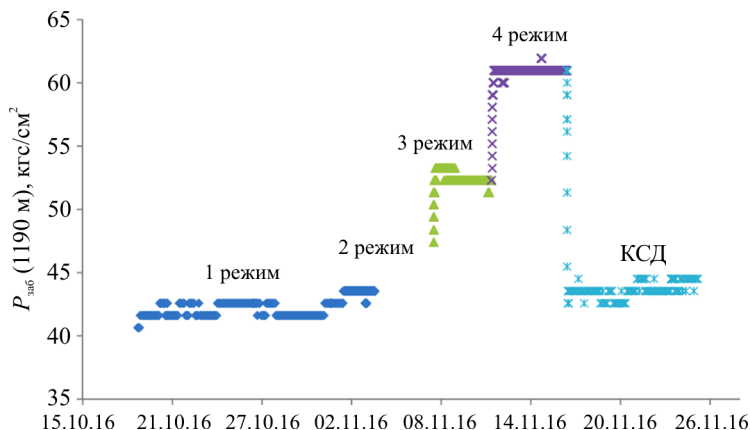


Рис. 3.32. График изменения забойного давления на приеме насоса при проведении исследований на скважине Альняшского месторождения

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 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.

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.

3.2.8. 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 (КВУз) и восстановления давления. Недос-

татком 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 ПЗП.

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.

Достоинствами гидродинамических способов опробования пластов ИПК считаются: 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, возможность оценки анизотропии проницаемости (рис. 3.33).

В современной модификации пластоиспытателя многократного действия на кабеле для открытого ствола реализован ряд новых возможностей. Основная из них – это наличие мультizonдового 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 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 – проб производится предварительная очистка призабойной зоны от фильтра буровой 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).

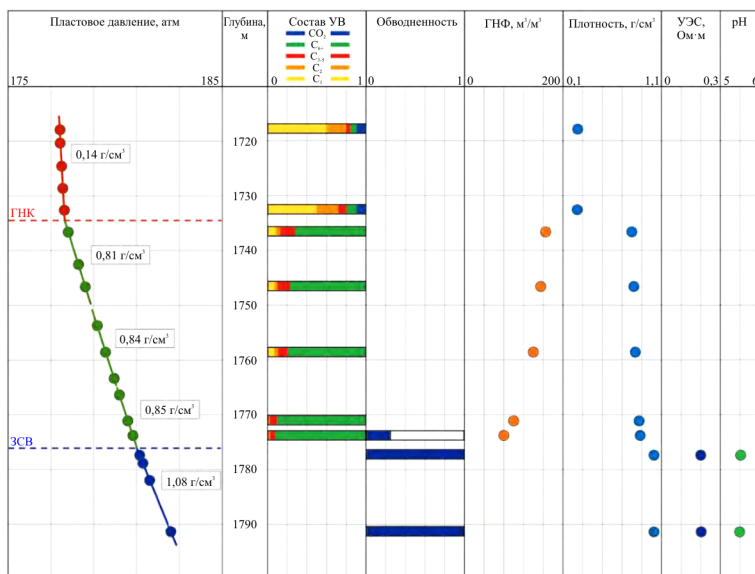


Рис. 3.33. Подтверждение флюидальных контактов и обнаружение композиционного градиента по результатам глубинного анализа флюида

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 (рис. 3.34). Предварительное состояние обсадной колонны оценивают по данным ультразвукового имиджера, акустической цементометрии (АКЦ+ФКД). Анкерные башмаки прижимают пакер прибора к обсадной трубе, чтобы обеспечить уплотнение с поверхностью ЭК. После проверки качества уплотнения происходит сверление коронкой на гибком валу. По окончании проведения испытаний отверстие в колонне заклепывается.

На рис. 3.35 приведена схема применения моделей анализаторов пластового флюида на основе оптической спектроскопии. Оптические анализаторы измеряют две основные характеристики жидкости в трубке потока: 1) оптическое светопоглощение (спек-

трометрия) в видимом и ближнем инфракрасном частях спектра, что используется для разграничения жидкостей и их количественного анализа; 2) изменение показателя преломления (рефрактометрия), что используется для обнаружения свободного газа.

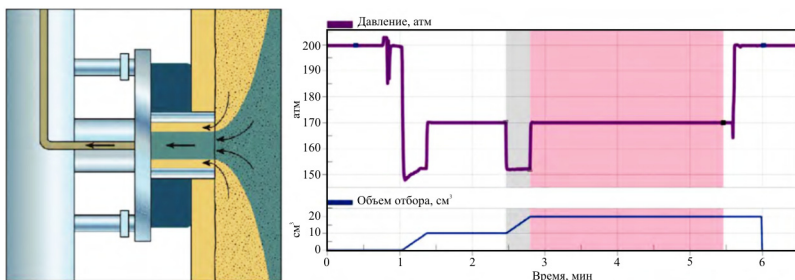


Рис. 3.34. Пример проведения замера с двумя претестами: схема контакте прижимного зонда с пластом (слева) и график изменения давления (справа)

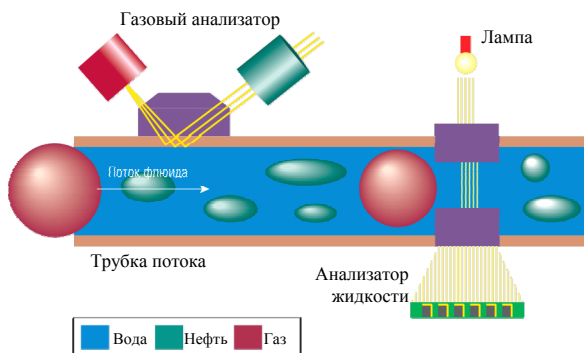


Рис. 3.35. Принцип работы оптических анализаторов флюида MDT/CHDT

На рис. 3.36 приведена стандартная диаграмма данных, полученных при помощи оптического анализатора флюида OFA.

На рис. 3.37 приведена диаграмма, на которой изображены результаты опробования испытателем пластов MDT с модулем оптического анализатора газового содержания. Профиль замеренного пластового давления по глубине, полученный с исполь-

зованием MDT (изображен на первом трэке диаграммы), подтверждает глубины газонефтяного и водонефтяного контактов, в то время как распределение плотности и газонефтяного фактора по глубине, полученное с использованием компоновки MDT с оптическим модулем CFA, позволяет построить профиль композиционного состава жидкости (второй трэк), что подтверждает

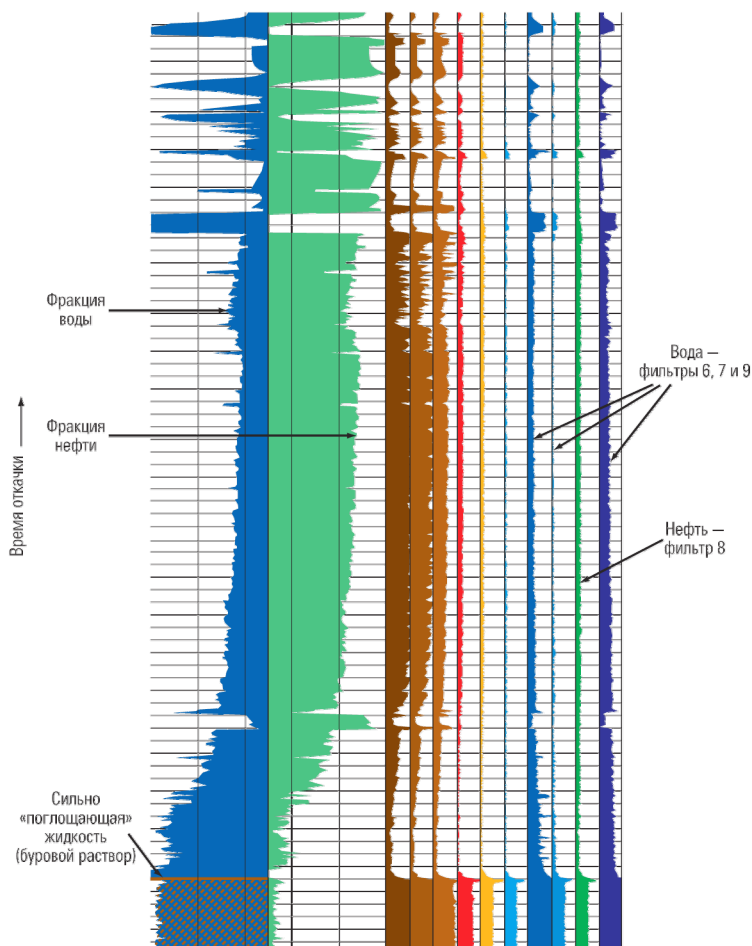


Рис. 3.36. Диаграмма данных оптического анализатора флюида OFA

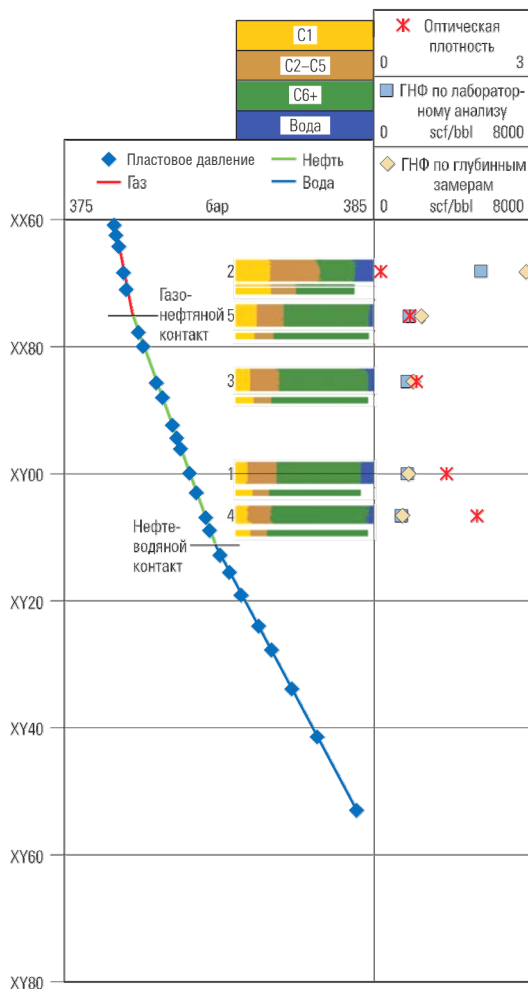


Рис. 3.37. Результаты испытаний и глубинного анализа компонентного состава пластовой жидкости

характер насыщения коллекторов. На втором трэке, под основной цветовой гаммой, описывающей композиционный состав жидкости, находится тонкая цветовая гамма, отображающая окончательные результаты лабораторных исследований отобранных проб. Соотношение значений глубинного анализа при помощи

модуля CFA и значений лабораторных исследований указывают на очень близкую сходимость результатов, особенно в интервалах 5, 3, 1, 4. Лабораторные результаты газонефтяного фактора на разных глубинах (третий трэк) также подтверждают глубинные значения, полученные в процессе отбора пробы.

Более точное понимание вертикального режима течения необходимо для управления разработкой месторождения. Знание вертикальной проницаемости и однородности пласта в структурном отношении особенно важно для принятия оптимального решения о системе заканчивания скважины в многопластовой залежи. Не менее важно иметь точные значения вертикальной проницаемости также и при вторичном извлечении или при планировании работ с использованием различных методов интенсификации добычи. Вертикальная и горизонтальная проницаемость может быть оценена по результатам прямых замеров, проведенных многозондовыми модулями создания депрессии и регистрации интерференции давления в удаленных по стволу скважины наблюдательных зонах (рис. 3.38). Оценка вертикальной и горизонтальной проницаемости проводится при помощи различных аналитических и численных моделей бесконечного гомогенного поперечно-изотропного пласта.

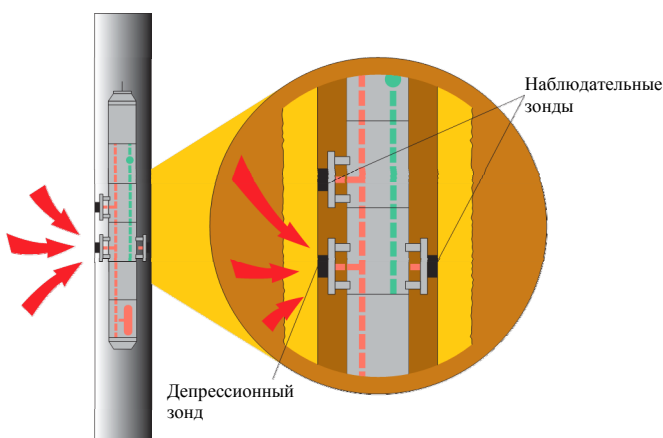


Рис. 3.38. Трехзондовая конфигурация МДТ для замера давления и расчета анизотропии проницаемости

Использование MDT предусматривает несколько способов оценки свойств коллектора. Благодаря возможности откачки флюида в пробоотборные камеры или просто в скважину при помощи глубинного насоса, а также использованию модуля двойного пакера возможно провести так называемый мини-DST (аналог испытания испытателем пластов на трубах). Такая компоновка позволяет в определенной мере заменить стандартный пластоиспытатель на трубах и, как следствие, значительно снизить время испытаний. Особую ценность это представляет для дорогостоящего морского бурения.

Модуль откачки закачивает в пакеры скважинный флюид, создавая давление, приблизительно на 7 МПа превышающее гидростатическое. Расстояние между пакерами можно регулировать, однако при минимальном расстоянии в 1 м можно получить площадь исследования, которая в несколько раз превышает площадь поперечного сечения стандартного зонда MDT.

Стандартное расстояние между пакерами составляет 1 м, однако существуют модификации с интервалами 1,6; 2,5; 3,4 м.

Необходимо отметить, что такие задачи, как оценка контура питания и границ пласта, при исследованиях пластов испытателями на трубах, как правило, не являются основными задачами, стоящими перед мини-DST-тестом, проводимым с помощью MDT, так как их решение требует более длительного исследования. Однако можно производить отбор PVT проб для термодинамического анализа, а также в большинстве случаев оценить горизонтальную и вертикальную проницаемость с радиусом проникновения исследования до нескольких метров.

Модуль двойного пакера целесообразно использовать при исследовании трещиноватых, кавернозных, рыхлых, несцементированных пород, а также плотных или так называемых «перегруженных» (как правило, проницаемость меньше одного или нескольких мД).

Исследование с использованием модуля двойного пакера позволяет в некоторых случаях оценить свойства пласта в радиусе

до нескольких десятков метров замером КВД продолжительностью от десятков минут до нескольких часов.

На рис. 3.39 справа схематически показаны результаты исследований с использованием модуля двойного пакера – диагностический график КВД и график МДН. Модуль двойного пакера

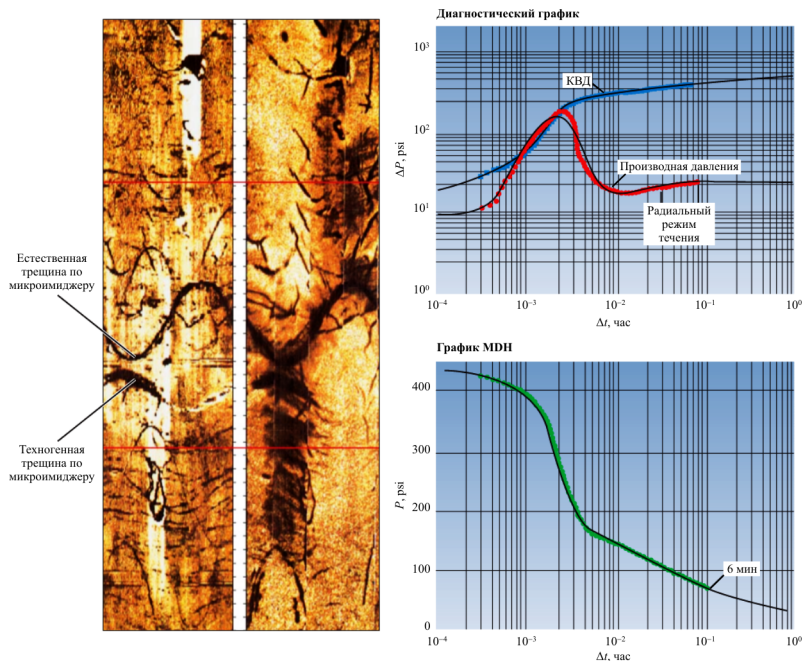


Рис. 3.39. Результаты применения модуля двойного пакера для оценки гидродинамических свойств пласта

был установлен в интервале присутствия естественной трещины, подтверждённой пластовым микроимджером и акустическими измерениями, приведенными на рис. 3.39 слева. В ходе исследований было отобрано несколько проб пластовых флюидов, а между ними была записана КВД. По диагностическому графику производной давления видно, что радиальный режим течения достигается на 6-й минуте. Продолжительность сто-рэдж-эффекта, вызванного трещиной и объемом распакерован-

ного интервала, а также объемом трубки потока жидкости прибора (датчики находятся на расстоянии нескольких сантиметров от интервала создания депрессии) приблизительно в пять раз меньше, чем при исследованиях на трубах для большинства случаев. Этим объясняется достижение радиального течения за шесть минут в данном конкретном случае испытания коллектора с вторичной пористостью.

Мини-ГРП позволяет определить давление гидроразрыва в пластовых условиях путем закачки глубинным насосом жидкости из ствола скважины в пласт, тем самым вызывая создание микро-трещины. Анализируя регистрируемое давление, можно оценить необходимые параметры для планирования ГРП.

Спустив вслед за этим пластовый микроимиджер (например, FMI), можно, кроме того, определить направление распространения гидравлической трещины. На рис. 3.40 приведена последовательность изменения давления в ходе проведения мини-ГРП-теста.

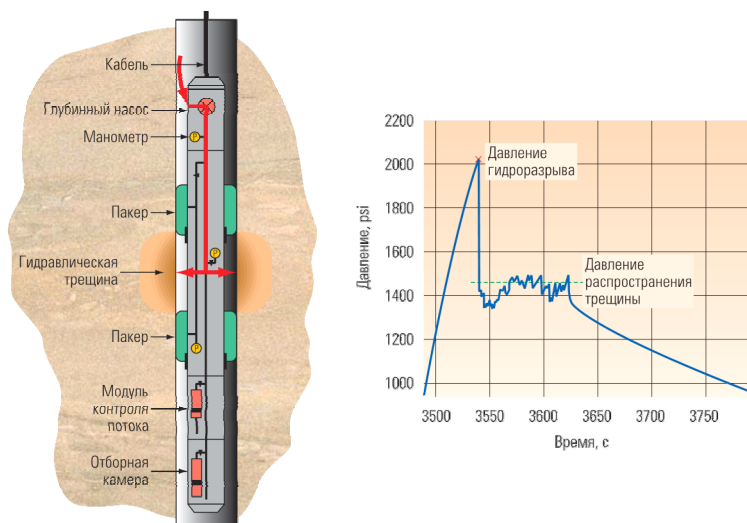


Рис. 3.40. Изменение давления в ходе проведения исследований для определения давления гидроразрыва

Важным отличием испытателей пластов от полномасштабных ГДИС является то, что по падению давления в ходе замера (претеста) рассчитывается подвижность флюида. Более того, на одной глубине в большинстве случаев производится серия претестов для подтверждения достоверности получаемых результатов.

Другим важным отличием является то, что полномасштабные ГДИС позволяют получить лишь общую осредненную оценку свойств исследуемого интервала, в то время как пластоиспытатели на кабеле предоставляют возможность провести серию замеров на интересующих глубинах и, таким образом, проследить изменение порового давления и подвижности флюида с глубиной.

Результатом интерпретации являются построенные профили порового давления и подвижности с классификацией замеров по уровню достоверности, что позволяет выявить существующие гидродинамические барьеры и неравномерную выработку пластов. При наличии достаточного количества достоверных замеров может быть проведена оценка типа и плотности пластовых флюидов, а также уровней флюидальных контактов по градиентам порового давления.

Помимо этого, замеры пластового давления и подвижности могут быть использованы при решении широкого спектра задач, включая:

- подтверждение расчетного профиля проницаемости и уточнение граничных значений «коллектор-неколлектор»;
- оценку гидродинамической сообщаемости;
- мониторинг эффективности системы поддержания пластового давления (ППД);
- настройку гидродинамических и геомеханических моделей;
- оптимизацию плотности бурового раствора и глубины спуска обсадной колонны;
- геонавигацию по замерам давления и подвижности.

На рис. 3.41 представлены результаты, из которых видно, что профилирование пластового давления позволило выявить неравномерную выработку пласта (слева) и оценить насыщение и глубину флюидальных контактов (справа).

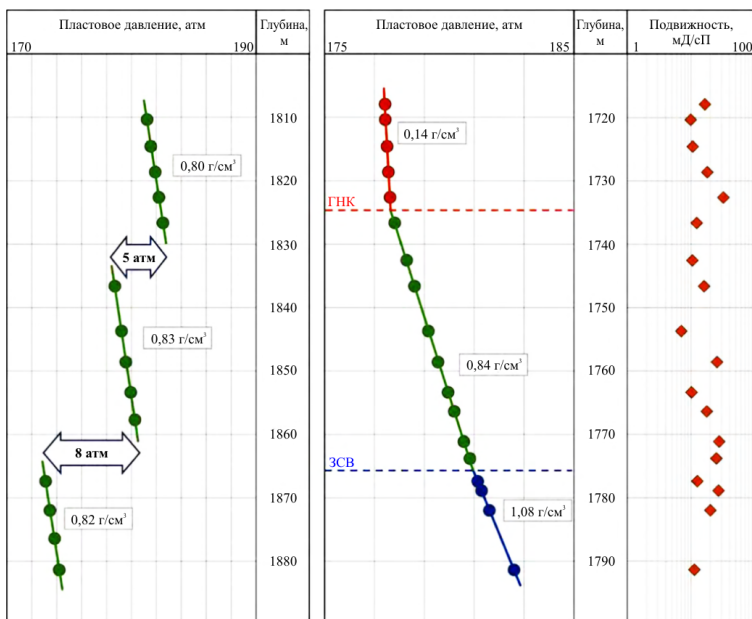


Рис. 3.41. Профилирование пластового давления

В целом интерпретация данных КПД-КВД, полученных с применением пластоиспытателей, аналогична обработке данных классических гидродинамических исследований и может включать:

- контроль качества данных;
- построение индикаторной диаграммы и расчет коэффициента продуктивности путем сопоставления дебитов и депрессии в ходе отбора флюида;
- идентификацию режимов притока по диагностическому графику и, при необходимости, их соотнесение с геолого-техническими условиями испытаний;
- расчет гидропроводности, проводимости и средней горизонтальной проницаемости по радиальному режиму притока, а также оценка коэффициента анизотропии проницаемости (при наличии сферического режима притока и/или данных по вертикальному гидропрослушиванию) и скин-фактора;

- расчет пластового давления по режиму притока и сравнение результата с последним измеренным давлением в ходе КВД;
- создание аналитической модели «скважина-пласт» для проверки и уточнения результатов интерпретации путем настройки модели для максимально точного воспроизведения фактических данных КПД-КВД.

На рис. 3.42 представлено проведение опробования с двойным пакером с переменной скоростью отбора флюида и дополнительным измерением давления с помощью наблюдательного зонда (слева) и индикаторная диаграмма, построенная по результатам испытания (справа).

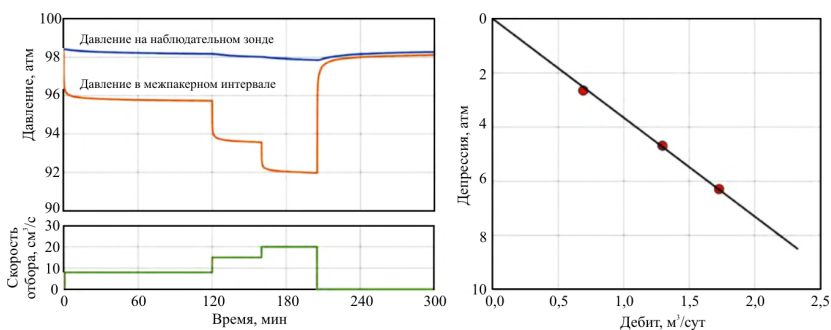


Рис. 3.42. Результаты опробования с двойным пакером

Комплексный анализ данных ИПК по нескольким скважинам месторождения. Сравнение и сопоставление данных, полученных при помощи испытателей пластов на кабеле в разных скважинах месторождения, зачастую предоставляет дополнительную информацию для оценки связности залежи и положения флюидальных контактов.

Отбивка глубины контактов может быть проведена при помощи градиентов пластового давления, построенных по результатам замеров в нескольких скважинах, даже если сам контакт не вскрыт ни одной из исследованных скважин. Для этого, как и в случае анализа профиля порового давления по одной скважине, проводится экстраполяция полученных градиентов и определяется точка их пересече-

ния. Более того, сравнение замеров пластового давления в разных частях залежи позволяет произвести оценку их гидродинамической связности. При этом полученные результаты могут быть проверены и уточнены при помощи анализа свойств пластовых флюидов по данным ИПК (при наличии подобных данных).

Следует заметить, что результаты оценки гидродинамической связности, полученные при изучении изменений композиционного состава пластовых флюидов, являются более достоверными, поскольку для достижения равновесного давления в разных частях залежи требуется сравнительно небольшое время (в геологических масштабах), но для достижения равновесного композиционного состава флюида необходимо время, большее в десятки и сотни раз. Таким образом, производится сравнение характеристик флюидов, полученных с помощью глубинных анализаторов в составе пластоиспытателей, что позволяет выявить изменение свойств УВ с глубиной не только в пределах одной скважины (вертикальное распределение свойств), но и между отдельными скважинами (латеральное распределение свойств). В случае обнаружения вариаций в свойствах флюидов в разных частях месторождения производится расчет градиентов оптической плотности по модели FHZ. Далее построенные градиенты оптической плотности используются аналогично градиентам пластового давления: совпадение значений и образование единого тренда по разным скважинам предполагает наличие единой гидродинамически связанной залежи с переменным композиционным составом флюида. В противном случае более вероятным является обособленность пластов, даже если не обнаружено заметной разницы в пластовых давлениях.

На рис. 3.43 и 3.44 представлены результаты оценки оптической плотности нефти по скважине 1 в южной части месторождения, которые свидетельствуют о наличии композиционного градиента, в то время как в скважине 2 в северной части месторождения наблюдается постоянство композиционного состава с глубиной, что предполагает разобщенность северной и южной частей.

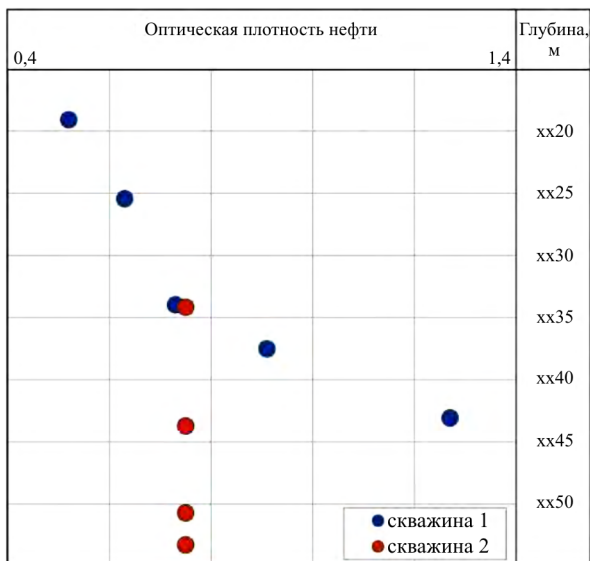


Рис. 3.43. Результаты оценки оптической плотности нефти

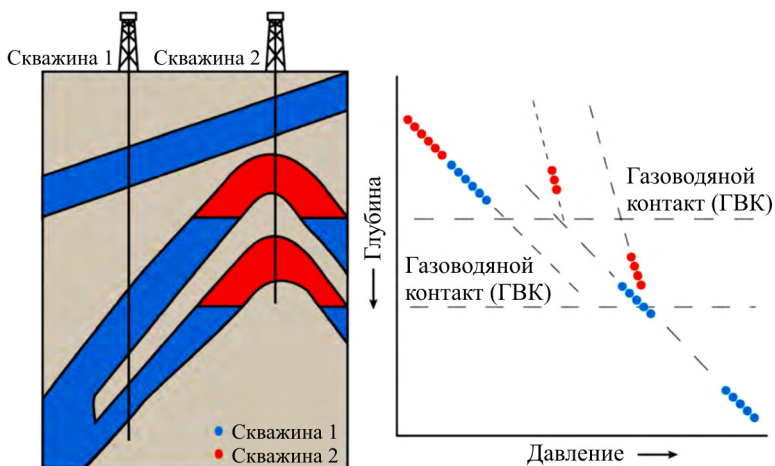


Рис. 3.44. Отбивка газоводяных контактов путем экстраполяции градиентов пластового давления

Приведем результаты интерпретации испытания скважины (ИПК) Маговского месторождения. Всего проведено пять заме-

ров давления в интервале 2098,4–2252,9 м с применением испытателя пластов на кабеле MDT в комплектации с модулем двойного пакера. Получено два замера пластового давления и три сухих замера.

Помимо стандартных испытаний в скважине проведено опробование пластов с применением расширенной конфигурации комплекса MDT с глубинным насосом и оптическим анализатором фракционного (LFA) и компонентного состава (CFA).

По данным глубинного оптического анализа, в интервале 2118,48–2119,48 м был получен приток нефти с газом и водой, при этом Гф $\sim 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (рис. 3.45–3.50). Значительная депрессия, обусловленная низкой проницаемостью, несмотря на минимально возможную скорость отбора, привела к разгазированию пластовой нефти. Отобрано две PVT-пробы, так как в пробоотборники попало значительное количество воды. Важно отметить, что пластовую воду невозможно отличить от ФПЖ на водной основе с помощью оптических методов, поэтому тип водной фракции возможно будет определить только по данным лабораторного анализа отобранных проб.

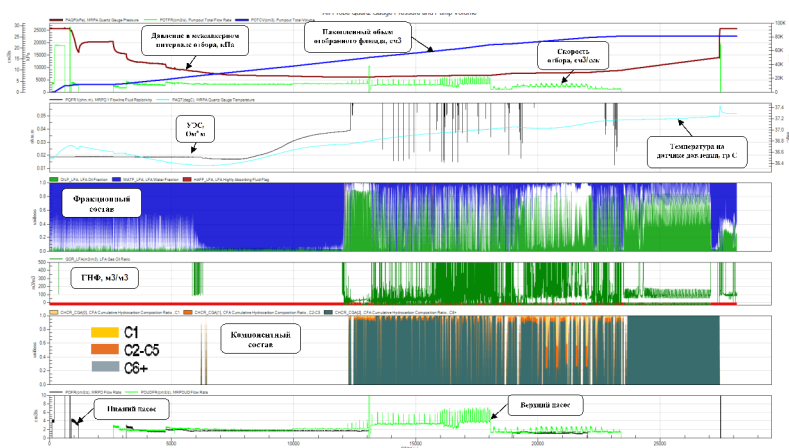


Рис. 3.45. Сводный график параметров отбора (глубина 2119 м)

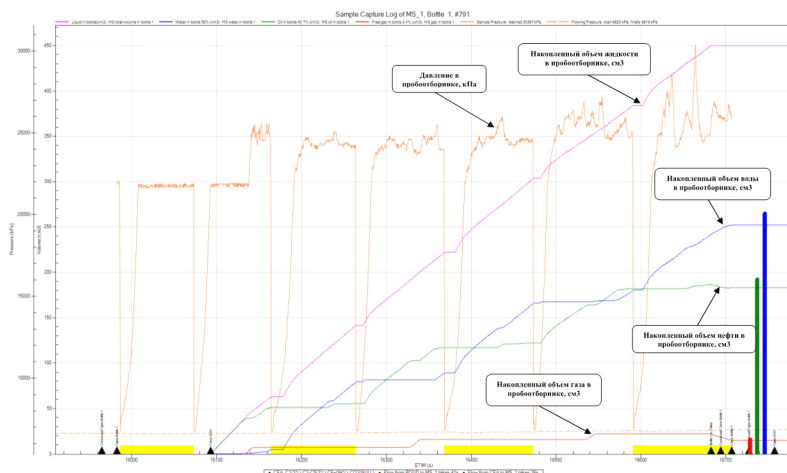


Рис. 3.46. График отбора пробы. Камера 1.1 № 791.
(глубина 2119 м)

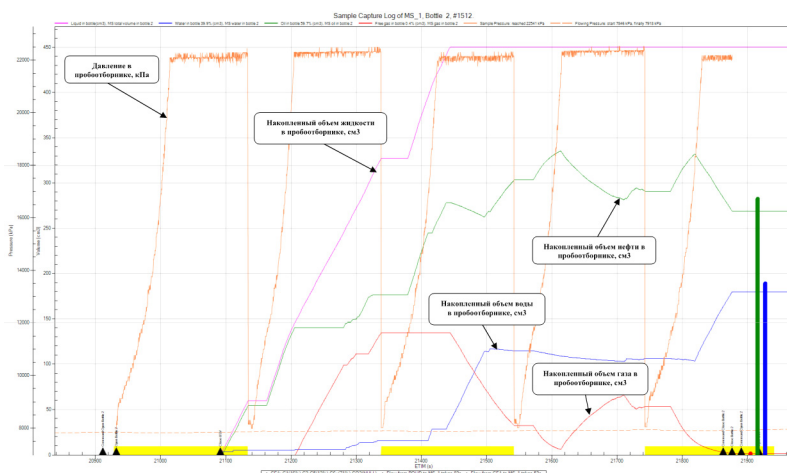
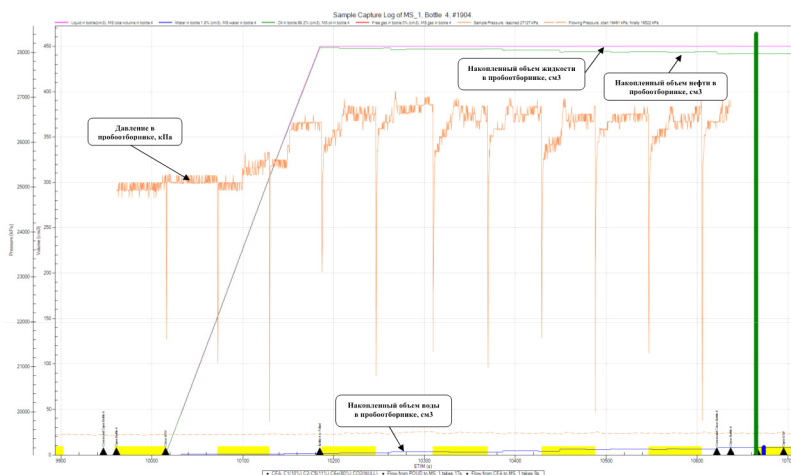
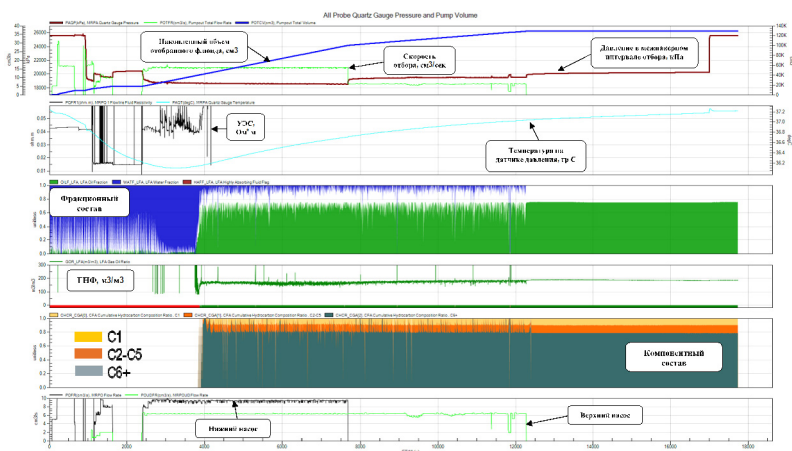


Рис. 3.47. График отбора пробы. Камера 1.1 № 1512
(глубина 2119 м)



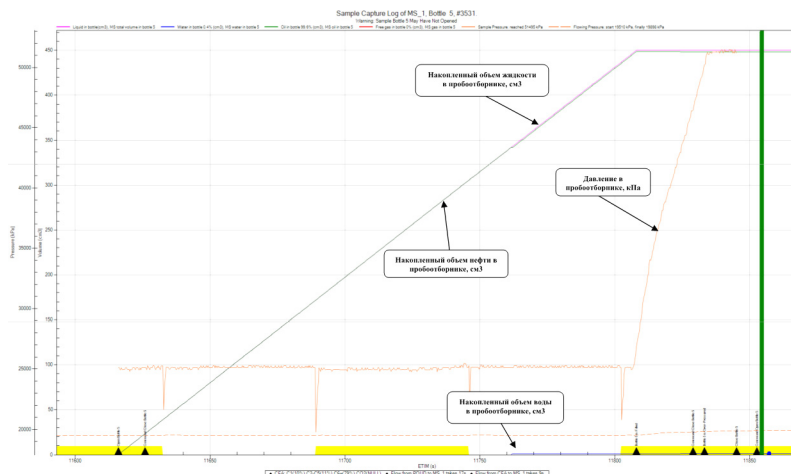


Рис. 3.50. График отбора пробы. Камера 1.3 № 3531
(глубина 2146,24 м)

По данным глубинного оптического анализа в интервале 2145,74–2146,74 м получен значительный приток нефти с газом и водой, при этом ГНФ $\sim 170 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Отобрано две PVT-пробы пластовой нефти. После отбора проб был выполнен замер КВД по технологии мини-DST.

Помимо вышеупомянутых также опробованы следующие интервалы: 2097,86–2098,86 м, 2104,2–2105,2 м, 2252,36–2253,36 м. Все три интервала охарактеризованы как сухие, так как не удалось получить приток из пласта при создании максимально допустимой депрессии на пласт.

Испытания пластов прибором RCI с целью оценки пластового давления, подвижности и насыщения в интервале исследования.

Для контроля качества измерения создаются условия комбинирования снижения и восстановления давления с одновременным расчетом пластового давления (давление считается восстановившимся, если изменение не превышает $0,034 \text{ атм/мин}$, различие между основным тестом и повторным не больше $0,034 \text{ атм}$). Пластовое давление измеряется кварцевым манометром, установленным в сек-

ции пакера прибора RCI SM. Второй кварцевый манометр измеряет давление жидкости в секции падения давления и является дополнительным между циклами всасывания и нагнетания при использовании насоса. Замеры давления корректируются на температуру, поскольку производятся в изолированном кварцевом датчике каждого манометра. Кварцевые манометры калибруются по стандартному значению давления, признанному пригодным для контроля и соответствующим международным стандартам. Принцип работы прибора RCI представлена на рис. 3.51.

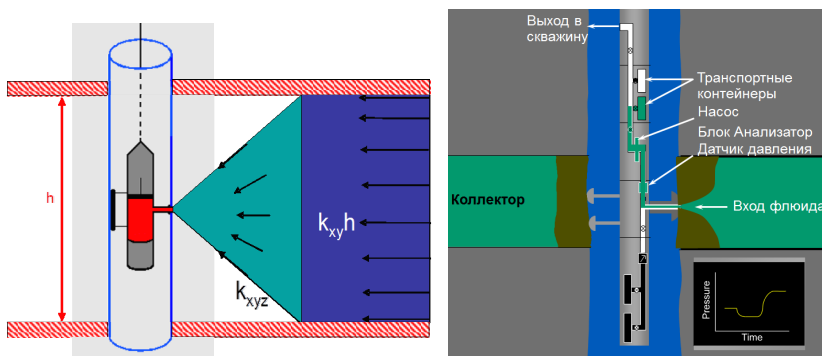


Рис. 3.51. Принцип работы прибора RCI

Планшет ГИС, представленный на рис. 3.52, получен по результатам 41 замера давления на 29 глубинах ГДК (основные + повторные замеры), из них четыре замера на глубинах 3364,5, 3355,6, 3363,0 и 3357,0 м недовосстановившиеся, 15 замеров являются «сухими», остальные подвержены эффекту избыточного давления «supercharge». На рис. 3.53 представлен кросс-плот с финальными давлениями при ГДК на проницаемых точках.

При помощи прибора (модульного пластоиспытателя) на бурильном инструменте с целью уточнения характера насыщения и определения контактов флюидов произведена прокачка на 10 точках при 13 исследованиях одиночным прижимным зондом и 2 точках при одном исследовании компоновкой двойного пакера с отбором 4 проб на двух точках.

ломления в процессе прокатки. На рис. 3.57 представлен график разницы каналов спектра поглощения.

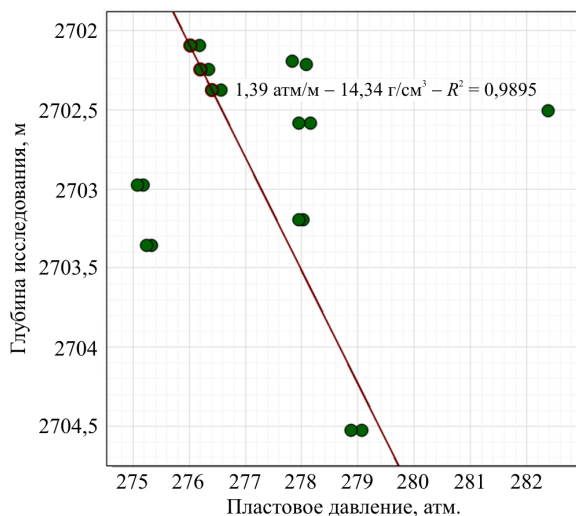


Рис. 3.53. Кросс-плот зависимости давления от абсолютной глубины

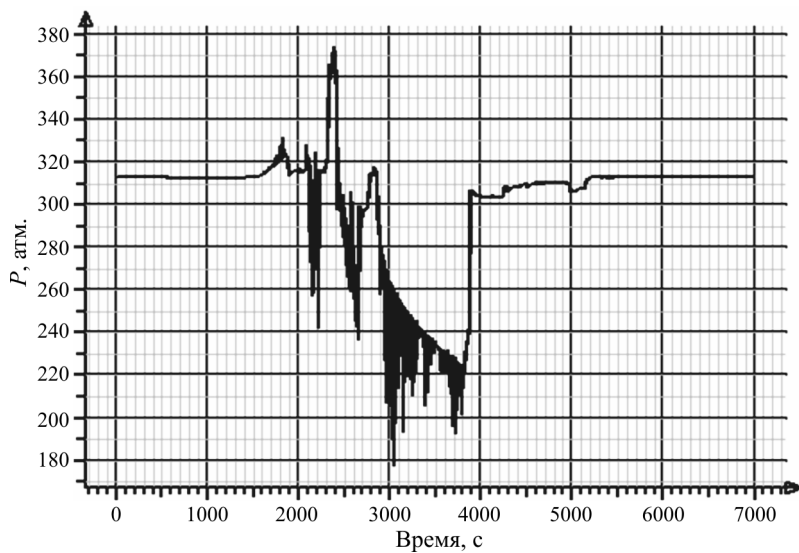


Рис. 3.54. График изменения давления в процессе прокатки

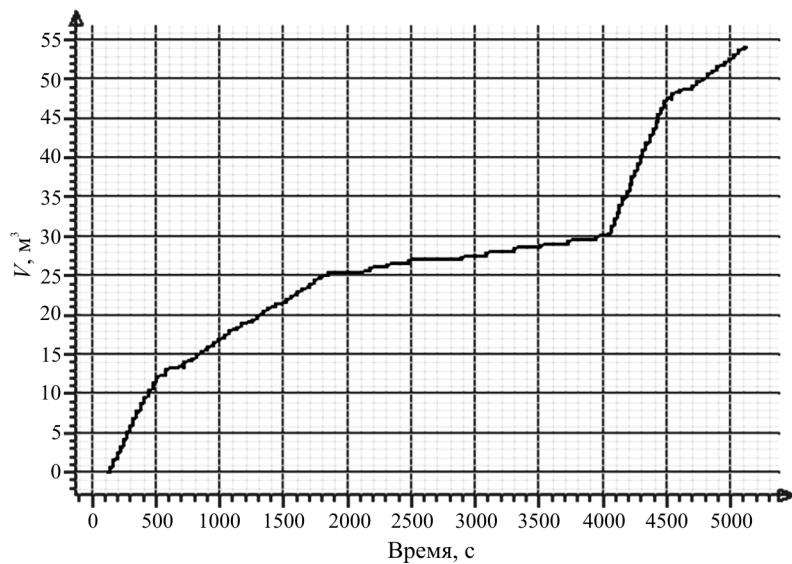


Рис. 3.55. График изменения объема в процессе прокатки

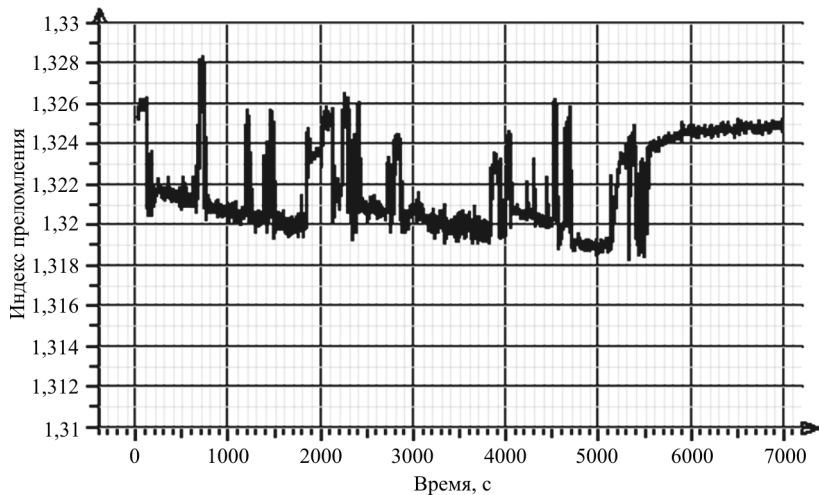


Рис. 3.56. График изменения индекса преломления в процессе прокатки

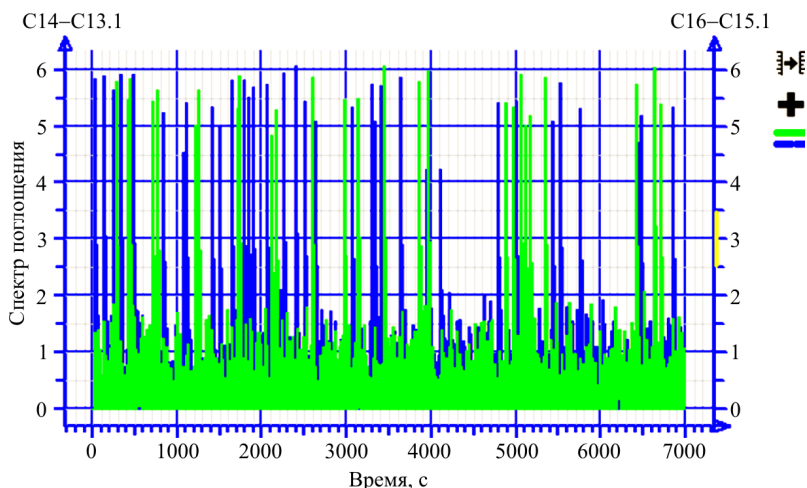


Рис. 3.57. Разница каналов спектра поглощения

3.2.9. Факторы, влияющие на достоверность результатов гидродинамических исследований

Гидродинамические исследования скважин – это комплекс взаимосвязанных методов и средств получения и обработки данных. Эффективность комплекса и достоверность конечных результатов определяется уровнем организации технологического процесса на всех этапах получения и обработки данных.

Весь комплекс работ, называемый гидродинамическими исследованиями скважин, можно условно разделить на три этапа: подготовительный, этап проведения ГДИ, этап интерпретации материалов ГДИ.

На первом – подготовительном этапе на скважине производится ревизия системы замера дебита, исправности устьевого оборудования и др.

На этом этапе планируются промысловые исследования. На основании анализа проведенных работ по определению режима работы скважины и исходя из задач, которые необходимо решить с помощью данных исследований, выбираются метод исследований, соответствующая технология проведения работ и необходимая измерительная техника.

Метрологические характеристики глубинных измерительных приборов, используемых для регистрации давления, такие как разрешающая способность, стабильность (повторяемость) показаний и возможность длительной регистрации давления в скважине в условиях высоких температур, должны соответствовать поставленным задачам.

На первом этапе основными источниками ошибок – возможными причинами получения недостаточной информации по данным ГДИ, являются неисправность фонтанной арматуры, устьевое оборудование, системы замера дебита и низкие метрологические характеристики применяемой измерительной аппаратуры. Единственным способом избежать этих ошибок является устранение всех перечисленных выше факторов.

Еще одним источником ошибок на этом этапе может быть неправильное планирование исследований, например неверное задание времени работы на режимах или времени закрытия скважины для регистрации кривой восстановления давления. Предотвратить возникновение подобных ошибок позволяет наличие опыта исследователя и разработанные заранее методические рекомендации по проведению гидродинамических исследований скважин на определенном месторождении, вскрывающих коллекторы определенного типа при данном способе эксплуатации.

На втором этапе – этапе проведения исследований, необходимо непрерывно осуществлять регистрацию тех параметров, динамика которых позволяет представить уже при проведении исследований общую картину процессов, протекающих в системе «пласт-скважина». Эта информация, в свою очередь, позволяет в режиме реального времени, руководствуясь опытом и методическими рекомендациями, оперативно принимать решения по корректировке технологии исследований. В большинстве случаев источники ошибок на втором этапе можно устранить технологическими или методическими приемами.

На третьем этапе – этапе интерпретации материалов исследований скважин, ошибки могут возникать, как при первичной подготовке замеренных данных давления и дебита, так и за счет

применения упрощенных методик обработки, не соответствующих происходящим в пласте и в скважине процессам.

Информативность и достоверность материалов гидродинамических исследований существенно возрастает, если применяемая компьютерная программа содержит набор интерпретационных моделей для разных типов коллекторов, для пластов различной формы, для разных условий на скважине и на границе пласта. Программа должна иметь аппарат для диагностики интерпретационных моделей. Успешное проведение диагностирования возможно лишь в том случае, если на всех предыдущих этапах не было существенных нарушений: использовались глубинные манометры с требуемыми метрологическими характеристиками, строго выполнялись технологии исследований и т.д.

Согласно выявленным источникам ошибок на всех этапах ГДИ, влияющих на достоверность фильтрационных параметров пласта, и известным классификациям погрешностей из теории ошибок, основ метрологии и анализа данных, представлена универсальная классификация источников ошибок при определении параметров по данным ГДИ (рис. 3.58). Универсальность диаграммы заключается в двух основных ее функциях, а именно в систематизации всех факторов, влияющих на достоверность конечных результатов, а также в том, что она предназначена для выделения основных направлений повышения точности определяемых параметров.

Классификация источников ошибок представлена в виде причинно-следственной блок-схемы, являющейся разновидностью организационной диаграммы. Причинно-следственная блок-схема отображает в данном случае пути появления ошибок и их влияние на определяемые параметры при рассмотрении всего комплекса взаимосвязанных методов и средств получения и обработки ГДИ. Влияние ошибок показано в графических элементах, отображенных красной пунктирной линией. В них приведены основные параметры пласта и скважин, необходимые для решения задач разработки месторождений, а именно коэффициенты продуктивности, проницаемости, скин-фактор и пластовое давление, на которые влияет та или иная ошибка.

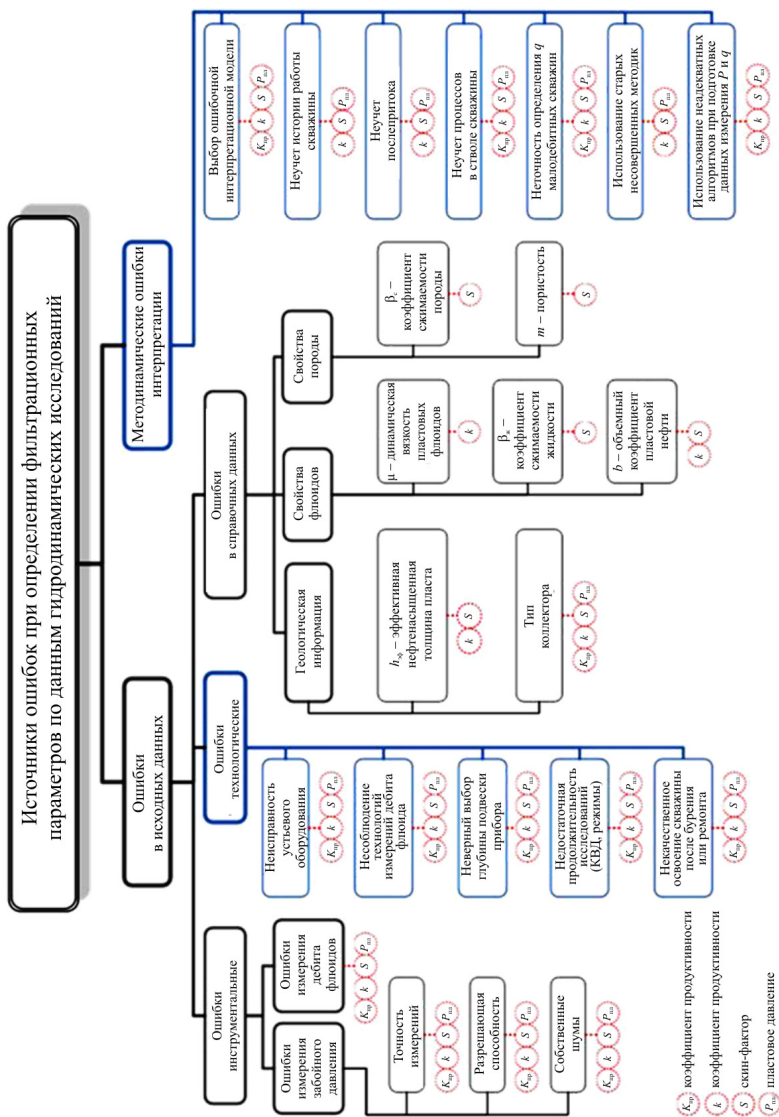


Рис. 3.58. Классификация ошибок, источников их возникновения и влияния на определяемые параметры пласта

К вопросу о направлениях повышения достоверности определяемых по ГДИ параметров. Следует отметить, что в графических элементах, выделенных синей линией, приведены те ошибки (технологические и ошибки интерпретации), ответственность за которые несет специалист в области ГДИ в отличие от инструментальных ошибок и неточностей в справочных данных. Исправление указанных ошибок является основным направлением повышения достоверности определяемых по ГДИ фильтрационных параметров пласта.

Инструментальные ошибки связаны с метрологией измерений, и, как правило, исследователь вынужден пользоваться тем измерительным оборудованием, которое есть у него в наличии. Чтобы перейти на качественно иной уровень точности измерений дебита жидкости или давления, необходимо использование более совершенных измерительных средств. В настоящей работе по этой категории ошибок проанализировано влияние метрологических характеристик приборов на точность определения параметров пласта.

Технологические ошибки, такие как, например, несоблюдение технологий измерений дебита флюида, неверный выбор глубины подвески прибора, недостаточная продолжительность работы на режимах и простаивание скважины во время регистрации КВД в значительной степени зависит от опыта и квалификации исследователя.

Исправность устьевого оборудования и качественное освоение скважины после бурения или ремонта должны обеспечить представители компании-недропользователя. Однако контролирует их обеспечение и принимает решение о готовности скважины к дальнейшему проведению ГДИ непосредственно исследователь. Поэтому большинство предложенных методов повышения достоверности направлено на минимизацию именно технологических ошибок:

- выбор технологии проведения ГДИ низкопроницаемых коллекторов, позволяющей осуществить контроль за различными перетоками в системе «пласт-скважина» и уточнить истинный дебит притока из пласта;

- выбор правильной глубины установки забойных манометров в скважинах при фонтанном способе эксплуатации, и в скважинах, оборудованных ЭЦН;
- выбор технологии проведения ГДИ, позволяющей осуществить контроль за степенью очистки скважины, выявить начало поступления газа из газовой шапки и подтягивание воды из водонасыщенной части пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах и др.

Справочные данные необходимы для расчёта параметров, входящих в комплексы, определяемые по данным ГДИ. Эти справочные данные характеризуют пластовые флюиды и коллекторские свойства пласта и определяются по ГИС и в лабораториях при анализе керна и флюидов.

Методические ошибки интерпретации зависят от качества первичной обработки данных измерений и подготовки их к интерпретации, от полноты учёта различных процессов, протекающих в пласте и скважине, от уровня компьютерной программы интерпретации материалов исследований, используемой исследователем. Также немаловажную роль для качественного проведения обработки играет квалификация интерпретатора. Идея разработки «одной кнопки», при нажатии которой автоматически и достоверно определяются все интересующие исследователя параметры, не может и не должна быть реализована. Точность определения фильтрационных параметров зависит от многих составляющих: качественной подготовки замеренных данных, выбора интерпретационной модели, полноты представления интерпретатором картины процессов в системе «скважина-пласт». Поэтому оценить количественно влияние всего комплекса составляющих очень сложно.

3.2.10. Исследования методом гидропрослушивания

Гидропрослушивание заключается в изучении особенностей распространения упругого импульса (возмущения) в пласте между различными скважинами. Для этого в одной из скважин, называемой возмущающей, изменяют режим работы; это может быть

остановка скважины, ее пуск в работу с постоянным дебитом или изменение забойного давления и дебита. После создания импульса в возмущающей скважине наблюдают за изменением давления в соседних реагирующих скважинах. Совершенно очевидно, что изменение давления в реагирующих скважинах обусловлено как импульсом в возмущающей скважине, так и параметрами пласта в направлении каждой реагирующей скважины. Методы гидропрослушивания обладают большой разрешающей способностью и позволяют, кроме гидропроводности, определить в явном виде и пьезопроводность области реагирования. В настоящее время методы гидропрослушивания применяются не только для оценки взаимодействия (интерференции) скважин, но и для определения непроницаемых границ и положений водонефтегазовых контактов, определения мест локальных и площадных перетоков между пластами.

Известно несколько методов гидропрослушивания, отличающихся различными способами создания возмущающего импульса: изменением дебита возмущающей скважины на постоянную величину; созданием фильтрационных гармонических волн давления. А также различными способами обработки кривых изменения забойного давления в реагирующих скважинах: с использованием эталонной кривой; дифференциальным и интегральным; по характерным точкам кривых реагирования; по экстремуму кривой реагирования. При интерпретации результатов гидропрослушивания применимы те же подходы, которые используются для ГДИ скважин в целом. Основная специфика интерпретации этого вида гидродинамических исследований состоит в том, что изменение давления в реагирующей скважине (аномалию) наблюдают на фоне общих изменений давления, вызываемых разработкой части или даже всей залежи. Обнаружение аномалии в реагирующей скважине свидетельствует о ее гидродинамической связи с возмущающей скважиной. Скорость нарастания и величина аномалии определяются параметрами исследуемого пласта. По результатам аномалии возможна раздельная оценка средних значений гидропроводности и пьезопроводности пласта. Это позволяет рассчитать среднюю

работающую толщину пласта, т.е. толщину, по которой происходит движение флюида по пласту на момент исследования. Это очень важная информативная возможность метода, отличающая его от других модификаций ГДИ.

Точность определения параметров пласта по данным гидропрослушивания зависит не только от качества используемой измерительной аппаратуры, но и от того, что происходит в соседних от возмущающей скважинах, т.е. от общего гидродинамического фона в исследуемой области залежи. Поэтому для получения качественной информации необходимо по возможности стабилизировать режимы работы всех скважин, находящихся в исследуемой области.

Результаты гидропрослушивания на месторождении им. Архангельского (пласт Ал). Цель проведения исследования заключалась в следующем: оценка гидродинамической связи залежи нефти с законтурной областью коллектора пласта Ал, при наличии связи определение осредненных фильтрационных характеристик пласта между скважинами и текущего энергетического состояния законтурной области залежи.

Для проведения гидропрослушивания выбраны: в качестве возмущающей – добывающая скв. 55, в качестве реагирующей – законтурная скв. 62. Расстояние по забоям между скважинами составляет 1200 м (рис. 3.59).

В скв. 62 были спущены два манометра МС-107 на глубину 2100 метров. Для создания импульса давления скв. 55 остановлена на 24 дня и затем пущена в работу с прежним дебитом. Хронограмма изменения пластового давления в скв. 62 приведена на рис. 3.60.

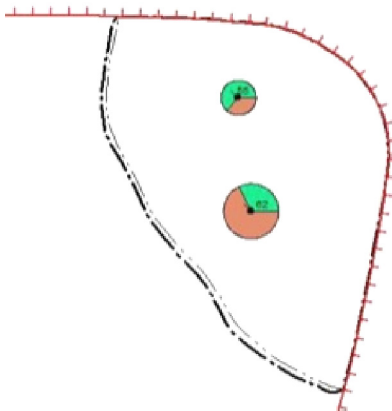


Рис. 3.59. Карта эксплуатации объекта Ал месторождения им. Архангельского

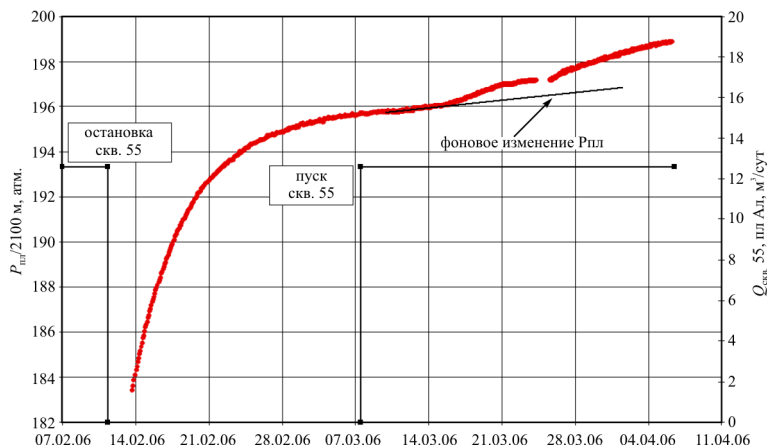


Рис. 3.60. Хронограмма изменения пластового давления в реагирующей скв. 62 на остановку скв. 55 месторождения им. Архангельского

На рис. 3.60 видно, что на фоне затухающего роста пластового давления начиная с 11.03.2006 г. происходит увеличение темпов роста давления – это отклик на остановку скв. 55. Приняв полученный импульс давления за реакцию скв. 62 на остановку скв. 55, произведен расчет осредненных параметров между исследуемыми скважинами интегральным методом. В результате проведенного исследования установлена слабая гидродинамическая связь залежи с законтурной областью питания, определена средняя работающая толщина пласта и осредненные фильтрационные параметры пласта (табл. 3.6).

Таблица 3.6

Фильтрационные параметры между исследуемыми скважинами

Гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$	Пьезопроводность, $\text{см}^2 / \text{с}$	Толщина связи, м
0,14	313	0,2

Результаты гидропрослушивания на месторождении им. Архангельского (пласт Бб). Цель исследований: оценка гидродинамической связи внутри залежи пласта Бб, определение осредненных фильтрационных характеристик коллектора между выбранными скважинами и текущего энергетического состояния залежи.



Рис. 3.61. Карта эксплуатации объекта Бб месторождения им. Архангельского

Возмущающей выбрана скв. 56, реагирующей – скв. 61, расстояние между скважинами по забоям – 2300 м (рис. 3.61).

Скв. 61 остановлена 2 февраля, а 10 февраля в нее были спущены спаренные манометры МС-107 (№ 122 и № 1124) на глубину 2000 м. Регистрация изменения пластового давления в реагирующей скважине производилась до 20 марта 2006 г. Оба манометра зарегистрировали идентичный характер изменения пластового

давления. Хронограмма изменения пластового давления, полученная манометром № 1124, приведена на рис. 3.62. Для создания возмущающего импульса давления скв. 56 10 февраля 2006 г. в 10:00 была закрыта, а 26.02.2006 г. в 14:00 пущена в работу в прежнем режиме и с прежним дебитом.

В процессе исследований в реагирующей скв. 61 зарегистрированы отклики давления на остановку и пуск скв. 56. Полученные импульсы давления в 3 раза превышают чувствительность прибора, что указывает на надежность их выделения. Обработка полученных импульсов давления проведена интегральным методом. Результаты приведены в табл. 3.7.

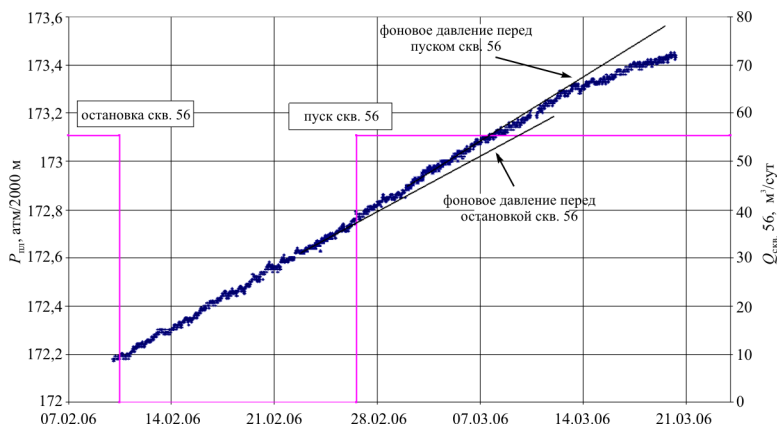


Рис. 3.62. Хронограмма изменения пластового давления в реагирующей скв. 61 на остановку скв. 56 месторождения им. Архангельского

Таблица 3.7

Фильтрационные параметры между исследуемыми скважинами

Метод обработки	Гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа}^*$	Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	Толщина связи, м
Интегральный – на остановку скв. 56	7,6	2300	1,4
Интегральный – на пуск скв. 56	7,9	2530	1,3
Среднее значение	7,7	2415	1,35

В табл. 3.8 приведены гидродинамические параметры коллектора, рассчитанные по КВД в скв. 56 и 61.

Таблица 3.8

Фильтрационные параметры пласта, рассчитанные по КВД

Номер скв.	Вид исследования	Эффект. толщина, м	Гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа}^*$	Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	Проницаемость, мкм^2
56	КВД (31.08.2005)	11,4	398,6	14722	0,863
61	КВД (3.09.2005)	5,4	202	15892	0,932

Полученные результаты гидропрослушивания показывают, что фильтрационные параметры коллектора между скв. 56 и 61 значительно ниже, чем параметры, определенные по КВД, в районе скважин. В частности, гидропроводность ниже в 40 раз, проницаемость в 6 раз. При этом толщина коллектора, по которому осуществляется гидродинамическая связь, в 4–8 раз ниже, чем вскрытые перфорацией эффективные толщины в исследуемых скважинах. Отсюда можно сделать вывод, что гидродинамическая связь осуществляется между скважинами, вероятнее всего, по одному из пропластков, имеющему не самые высокие фильтрационные параметры.

Таким образом, с помощью проведения гидропрослушивания установлено наличие гидродинамической связи внутри залежи Бб между скв. 56 и 61, а также, что гидродинамическая связь осуществляется, вероятнее всего, по одному из пропластков, имеющих относительно невысокие фильтрационные характеристики.

Результаты гидропрослушивания на Логовском месторождении (пласт Т-Фм). Цель исследований: оценка наличия гидродинамической связи и фильтрационных параметров коллектора.

Выбраны две нагнетательные скв. 209 и 214. Расстояние по забоям между скважинами 430 м (рис. 3.63).

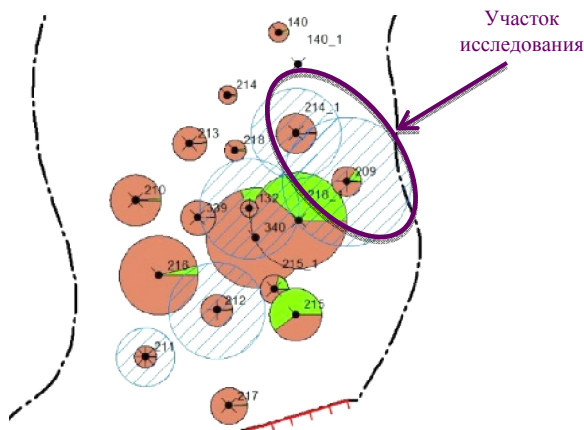


Рис. 3.63. Карта эксплуатации объекта Т-Фм Логовского месторождения

Для регистрации пластового давления в скв. 214 03.11.2006 г. на глубину 1200 метров были спущены два манометра МС-107. Через четверо суток, 07.11.2006 г., с 21:30 был создан возмущающий импульс давления путем пуска под закачку скв. 209 на 36 ч. Во время закачки приемистость скв. 209 составляла $87 \text{ м}^3/\text{сут}$. Работы закончены 19.11.2006 г. Оба манометра записали идентичный характер изменения пластового давления, результаты приведены по одному из манометров (рис. 3.64).

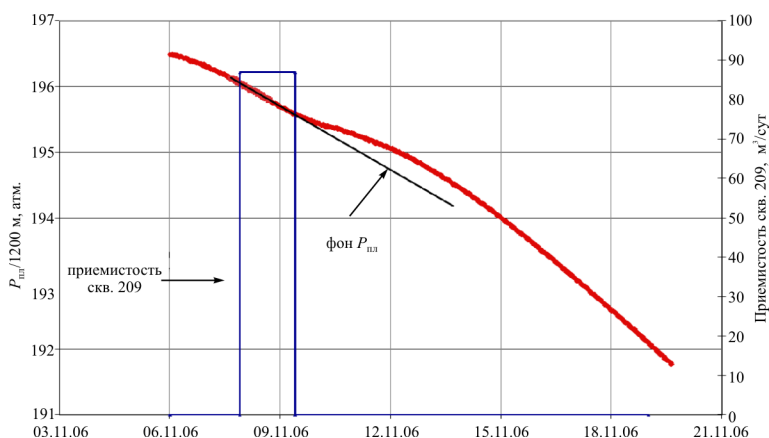


Рис. 3.64. Изменение пластового давления в скв. 214 Логовского месторождения при проведении гидропрослушивания

Начиная с 20 октября и весь период проведения исследований режимы работ ближайших добывающих скв. 210, 213, 218, 340 и нагнетательной скв. 132 не менялся. В результате чего в исследуемой залежи не было создано шумовых импульсов давления кроме запланированного.

Как показано на рис. 3.64, регистрируемое в скв. 214 пластовое давление отреагировало на пуск под закачку и остановку закачки воды в скв. 209 существенным изменением темпов снижения пластового давления. Таким образом, в скв. 214 зарегистрирован положительный импульс давления, связанный с реакцией

на создание планового возмущения. Полученные результаты исследований позволили оценить фильтрационные характеристики коллектора между скв. 209–214. Обработка данных проведена двумя методами, результаты приведены в табл. 3.9.

Т а б л и ц а 3.9

Фильтрационные параметры между исследуемыми скважинами

Метод обработки	Гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа}$	Пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	Толщина связи, м
По экстремуму	28,7	1345	16,4
Интегральный	14,6	727	15,4
Среднее значение	21,7	1036	15,9

Следует отметить, что расчетная толщина связи в 3 раза превышает вскрытую перфорацией эффективную толщину коллектора, выделенную по ГИС, в скважинах. Это, возможно, связано с тем, что в работе скважин участвуют толщины, не выделенные по ГИС и имеющие низкие фильтрационные параметры.

3.3. Этапность и периодичность исследований и 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 поведением пластов, вскрытых скважиной. Глубины производства скважинных измерений могут варьировать от сотен до 5000–6000 м, а максимальные температуры и давления 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 условий, ожидаемых во время исследования в скважине, должны оптимальным образом комбинироваться методы и технологии (в том числе и с учетом информации предшествующих исследований и исследований соседних скважин). В табл. 3.10 приведены принципы комплексирования методов и технологий ГИС-контроля, рекомендуемые при решении основных задач контроля разработки месторождений нефти и газа.

Таблица 3.10

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 и др.)
1. Уточнение геологической модели в зоне расположения скважины		
1.1. Уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины		
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 пластов (пропластков). На этапе опробования
Границы продуктивных толщин при дополнительном использовании неэлектрических методов оценки насыщения	Методы открытого ствола вместе с методами НК, ИНК, УКК, ВАК, МНА	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные скважины. Фоновые ПГИ в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения
Границы продуктивных толщин при обсадке продуктивного интервала стекло-пластиковыми трубами	ИК, ДК, ВИКИЗ, ТМ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны. В статике или динамике. На этапе освоения

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
Привязка методов ГИС-контроля к терригенному разрезу	ГК, ЛМ	Все скважины с терригенным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении ГИС-контроля
Привязка методов ГИС-контроля к карбонатному разрезу	НК, ЛМ	Все скважины с карбонатным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении исследований ГИС-контроля
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		
Профильная или объемная корреляция границ продуктивных толщин при использовании данных опробования	Методы открытого ствола с методами оценки приток-состава, опробователями пластов	Разведочные и осваиваемые эксплуатационные скважины. Опробование при установке пакеров для разобщения отдельных пластов. На этапе опробования
Геологические неоднородности и нарушения в межскважинном пространстве	ВСП, ГДП межскважинное прослушивание, 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, оценка состава притока		
Профиль (интервалы) притока жидкости	РМЖ, ТА, ТМ	Добывающие нефтяные, водозаборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 10 % ДФ (20 % – в начальной стадии заводнения), периодичность – 1 год
	ТМ, ТА, замер уровней	Насосные ДФ – по необходимости

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
Профиль (интервалы) притока газа	РМГ, ТА, ТМ, ШИ	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват 20 % ДФ, периодичность – 1 год
Дебиты (интервальные) притока жидкости	РМЖ. Многокомпонентная смесь (нефть+вода), ухудшающая 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 ДФ, СФ при КРС
Дебиты (интервальные) притока газа	РМГ. Наличие жидкости в потоке снижает точность количественных оценок	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват 20 % ДФ, периодичность – 1 год
Состав интервального притока смеси жидкости (нефти с водой) включая ее обводненность	ТА, ВЛ, БМ, ПЛ, РИ, ШС	Добывающие нефтяные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват 10 % ДФ, периодичность – 1 год
Состав интервального притока газожидкостной смеси включая ее обводненность	РИ, БМ, ВЛ, ТА, ШС	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват до 10 % ДФ, периодичность – 1 год
Структура газожидкостного потока в интервале оценки состава притока	РМГ, БМ, ВЛ, ТА	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват до 10 % ДФ, периодичность – по обстановке
Гидравлические потери в лифте при потоке газожидкостной смеси в интервале оценки состава притока	РМГ, БМ	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Охват – до 10 % ДФ, периодичность – по обстановке
Профиль (интервалы) приемистости воды	РМЖ, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины. Охват 30 % (50 % – в начале закачки) НФ, периодичность – 1 год

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
Профиль (интервалы) приемистости газа	РМГ, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины по газу. Охват 30 % (50 % – в начале закачки) НФ, периодичность – 1 год
Расходы (интервальные) приемистости воды	РМЖ, ТА	Нагнетательные скважины. Охват 30 % НФ, периодичность – 1 год
Расходы (интервальные) приемистости газа	РМГ, ТА	Нагнетательные скважины по газу. Охват 30 % НФ, периодичность – 1 год
2.2 Определение начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта		
Начальное ВНК	ГИС, НК, ИНК, УКК, 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 газонасыщенных)
Начальное ГВК	ГИС, НК, временные	
Начальное ГНК	ТМ	
Начальная нефтегазонасыщенность	НК, ИНК, УКК, ВАК	
Начальная нефтенасыщенность		
Начальная газонасыщенность	НК	
Положение ВНК	НК, ИНК, УКК, ВАК	Контрольные (наблюдательные) глухие скважины (100 % КФ), 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 газонасыщенных)
Положение ГВК	Временные НК	
Положение ГНК		
Текущая нефтегазонасыщенность	НК, ИНК, УКК, ВАК	
Текущая нефтенасыщенность	То же, плюс ИНК с закачкой МВ и последующей очисткой пласта при обработке	То же, плюс добывающие нефтяные скважины (технология ИНК с закачкой МВ и прослеживанием темпа и степени очистки у отдельных толщин) – охват ДФ 3 %, периодичность – по необходимости
Текущая газонасыщенность	НК, ИНК (ИННК), ВАК	

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
Изменение нефтегазонасыщенности	Временные замеры НК, ИНК	То же (100 % КФ), плюс эксплуатационный фонд скважин. Охват 5 %, по необходимости – ТФ
Изменение водонасыщенности во времени	То же	
Обводнение продуктивных толщин при обсадке стеклопластиковыми трубами, количественные оценки текущей нефтегазонасыщенности и ее изменений	ИК, ДК, ВИКИЗ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны (ОФ 100 %). Периодичность: от 3 месяцев (прослеживание фронта обводнения) до 2 лет (оценка остаточной нефтегазонасыщенности)
2.3. Работающие толщины пласта		
Работающие толщины пласта при притоке	Серия ТМ, ШС, РМ, ТА	Добывающий фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Охват 10 % ДФ, периодичность – 1 год
Работающие толщины пласта при поглощении		Нагнетательный фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Охват до 30 % НФ, периодичность – 1 год
Действующие толщины пласта, затронутые процессами выработки		ЭФ свыше 10 %, периодичность – 1 год
Обводненные (обводняющиеся) толщины неперфорированного пласта	Серия ТМ, ГК (по радиогеохимическому эффекту РГЭ), ШС (ШИ), ВАК, ИНК (УКК)	То же, применение методов РК, АК – по необходимости
Обводненные (обводняющиеся) толщины перфорированного пласта	То же и методы оценки состава (ВЛ, ПЛ, РИ, БМ)	
Коэффициент вытеснения вырабатываемых толщин	ИННК с закачкой МВ, УКК	Добывающие скважины. Фоновые замеры, замеры при закачке МВ, при очистке пласта от МВ на режимах отбора. По программе специальных исследований
	Трассирование фильтрационных потоков	По специальной программе закачки трассеров через НФ (ДФ – реагирующие)

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
3. Гидродинамический мониторинг свойства пласта		
3.1. Оценка параметров режима работы скважины и энергетических свойств пласта		
Устьевые: давление (бу-ферное, затрубное и в межтрубье), температура	Замеры во времени и замерной установке или устьевых БМ, ТМ	Эксплуатационный фонд скважин. Ежедневные наблюдения (в том числе автономными датчиками под ЭЦН)
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 (специальная программа)	Эксплуатационный фонд скважин. В процессе проведения ГДИС и ПГИ. Охват ЭФ до 50 % (расчетами до 100 %). Периодичность: ЭФ – 3 мес., сеть ОФ – ежемесячно
Пластовое давление	Замеры во время БМ, РМЖ, Г+БМ. Пересчитывается с отметки на ВНК (а.о.)	Охват ДФ 10 %, НФ 50 % (периодичность полгода), ОС – ежеквартально, ПФ – до 100 %
Депрессия (репрессия) на пласт(ы)	Замеры во время БМ, РМЖ, Г+БМ. Пересчитывается с отметки на ВНК (а.о.)	Охват ДФ 10 %, НФ – 50 % (периодичность полгода), ОС – ежеквартально, ПФ – до 100 %
Фактическая продуктивность пласта (удельная) по жидкости	Замеры во времени в кровле пласта БМ, РМЖ, Г	То же для нефтяных и нагнетательных скважин
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
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)

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
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 год
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 охватывающих залежь. Охват ЭФ не менее 20–30 %, периодичность порядка 0,5–1 год
Коэффициент потенциальной фазовой (по нефти, по газу) продуктивности	Расчеты на основании данных о проницаемости по ГДИС, работающих эффективных толщин и реальном радиусе контура питания. Текущая информация о вытеснении нефти (газа) из пласта	Опорная сеть эксплуатационных скважин, равномерно охватывающих залежь. Охват ЭФ не менее 20–30 %, периодичность порядка 0,5–1 год
Прогноз изменения потенциальной продуктивности пласта при последующей разработке месторождения	Расчеты на основании данных о проницаемости по ГДИС, работающих эффективных толщин и реальном радиусе контура питания. Гидродинамическая (фильтрационная) модель месторождения, обобщающая данные по истории разработки, ФХИ	
Динамика изменения температуры пласта	ТМ в статике	ЭФ (выборочно при ПГИ), КФ – периодичность 2 раза в год
3.2. Оценка фильтрационных свойств		
Гидропроводность удаленной 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 год

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
Проницаемость удаленной зоны пласта (с учетом работающей по ПГИ) эффективной толщине	Замеры во времени на забое БМ	То же, охват ЭФ 10–20 %, периодичность 1 год, для опорной сети базовых ГДИС – 0,5 лет
Гидродинамические связи продуктивных толщин по вертикали в удаленной зоне пласта	ГДП, поточечное испытание (БМ), трассирование фильтрационных потоков	Эксплуатационные добывающие скважины и нагнетательные скважины. По программе специальных исследований
3.3. Оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне		
Гидропроводность ближней зоны пласта	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины, фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ до 20 %, периодичность 0,5–1 года
Коэффициент прибойной закупорки		
Скин-фактор		
Коэффициент гидродинамического совершенства скважины		
4. Технологический контроль работы скважины		
4.1. Оценки работы элементов подземного оборудования (по необходимости)		
Срабатывание пусковых муфт (при компрессировании)	Устьевые давления на замерной установке типа ТМ, БМ	Добывающие малодебитные скважины. Исследования в процессе спуска в работу (осваиваемые, малодебитные, с КРС)
Герметичность пакера (способом контроля уровня 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 специальной программе
Эффективность работы насосов ЭЦН	Дебиты по замерной установке, динамическим уровням (ЭХ), методам оценки динамических уровней в стволе (ВЛ, БМ и др.)	Добывающие нефонтанирующие скважины, оборудованные ЭЦН. Периодичность определяется мероприятиями промыслового мониторинга и технологических измерений ГДИС

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
4.2. Оценки состояния продукции в стволе работающей скважины		
Уровень жидкости в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)	ЭХ (уровни) или замеры ВЛ, РИ, БМ, ПЛ, ТА	Добывающие скважины. В процессе испытания с определением приток-состава
Уровни жидкости в межколонном пространстве	ЭХ, ГТК (ПЛ по рассеиванию гамма-квантов)	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением приток-состава при отсутствии пакера
Фазовые уровни в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)	ВЛ, РИ, БМ, ПЛ, ТИ	Добывающие скважины с многокомпонентной продукцией. В процессе ПГИ с определением приток-состава
Состав смеси на забое в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)	БМ (ГШ), ВЛ, РИ, ТМ	
Динамика изменения уровней жидкости (работа ЭЦН)	ЭХ	Добывающие нефонтанирующие скважины, оборудованные электроцентробежным насосом. Периодичность определяется мероприятиями промыслового мониторинга и ГДИС
Интервалы разгазирования нефти в стволе при снижении забойного давления ниже давления насыщения	БМ, ПЛ, ТМ	Добывающие нефтяные и газоконденсатные скважины. Периодичность – по необходимости (при создании условий для разгазирования продукции)
4.3. Определение межпластовых перетоков (по стволу)		
Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков	Прямые замеры РМ совместно с БМ (ПЛ), 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 приток-состава
Направления межпластовых перетоков		
Тип флюида в межпластовом перетоке		
Дебиты межпластовых перетоков		

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
4.4 Определение суммарных фазовых расходов скважины		
Суммарный расход ста- бильно работающей скважины по жидкости	Замерные установки или РМЖ (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), дополнительно – ФХИ (анализ проб)	Добывающие нефтяные скважины или водозаборные скважины. В процессе ПГИ с определением приток- состава
Суммарный расход сква- жины по газу	Замерные установки или РМЖ, дополни- тельно – ФХИ (анализ проб продукции)	Добывающие газовые сква- жины. В процессе ПГИ с определением приток- состава
Суммарные фазовые де- биты газожидкостной продукции для стабильно работающей скважины (включая ее обводнен- ность)	Замерные установки или РМЖ, БМ, ТМ или РМЖ (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), ПЛ (БМ), ВЛ, ФХИ дополнительно	Добывающие обводняющие- ся нефтяные или газовые скважины. В процессе ПГИ с определением приток- состава
Суммарный расход неста- бильно работающей ма- лодебитной скважины по жидкости	ЭХ (уровня) или ПЛ (ВЛ, БМ)	Добывающие обводняющие- ся нефтяные скважины, экс- плуатирующиеся в режиме накопления (подъема уров- ня). В процессе ПГИ с опре- делением приток-состава
Суммарные фазовые де- биты газожидкостной продукции для неста- бильно работающей ма- лодебитной скважины (включая ее обводнен- ность)	ЭХ (уровни) или БМ (ВЛ, ПЛ)	Добывающие обводняющие- ся нефтяные или газовые скважины, эксплуатирую- щиеся в режиме накопления (подъем уровня). В процессе ПГИ с определением приток- состава
5. Технический контроль состояния скважины		
5.1. Уточнение положения элементов конструкции (по необходимости)		
Муфты обсадных и лиф- товых колонн	ЛМ, ГГДТ, ЭМД	Обсаженные скважины. В процессе любых исследо- ваний по ПГИ
Траектория ствола сква- жины	Инклинометрия гиро- скопическая	Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
Искусственный забой	Шаблонирование, ЛМ, ГК	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)	ЛМ, МК, ЭМД, ГГДТ или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ или по специальной программе
Определение мест прихвата НКТ, другого оборудования	Прихватоопредели-тель ПХ, ЛМ	Обсаженные скважины. В процессе ликвидации аварий (КРС)
Определение герметичности искусственного забоя (моста)	Методы оценки притока в динамике на различных режимах	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
5.2. Оценка состояния внутриколонного пространства труб (вне продуктивных интервалов) – по необходимости или с периодичностью 1 раз в 2 года		
Сальники (гидратные пробки, солевые отложения)	Шаблонирование, МК или методами оценки притока, ШИ в динамике	Обсаженные добывающие скважины. В процессе ликвидации причин непрохождения приборов (шаблонов)
Коррозия элементов в конструкции скважины	МК, ЭМД, ГГДТ, 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 %.
5.3. Выявление негерметичности колонн и уточнение границ фильтра (по необходимости или при КРС)		
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 контрастной по температуре жидкости	Фонд эксплуатационных скважин. После первичной или повторной перфорации, при подозрениях на негерметичность
Негерметичность муфтовых соединений	ТМ, ШИ и методы притока в динамике, РИ с закачкой МВ; ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости	Фонд эксплуатационных скважин при подозрениях на негерметичность

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
Выявление дефектов тела труб через колонну (НКТ, ЭК)	ЭМД	Фонд эксплуатационных скважин. При подозрениях на аварийное техническое состояние
5.4. Контроль качества цементажа (по необходимости или при КРС)		
Наличие (полное или частичное) цемента в заколонном пространстве	ТМ после заливки, ГГЦ, АКЦ	Фонд добывающих скважин. Охват 100 %. После выполнения цементажа
Содержание цемента по направлениям	ГГЦ, АКЦ, ВАК	
Сцепление цемента с породой и колонной	АКЦ, ВАК	Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность ЦК и заколонные перетоки
Качество цементажа колонны	ВАК	
Негерметичность цементного кольца, создающая условия для заколонных перетоков флюидов	В динамике методами ТМ, ШИ, ШС	То же и в процессе ПГИ на оценку приток-состава
6. Контроль интенсификации		
6.1. Оценка эффективности очистки забоя (при ГТМ, КРС)		
Удаление с забоя жидкости (воды)	ВЛ, БМ, РИ, ПЛ, ТА	Эксплуатационные скважины после проведения ГТМ
Удаление с забоя грязи (буровой жидкости)	То же	
Удаление с забоя механических примесей	Шаблонирование	
6.2 Оценка эффективности вскрытия пласта (по необходимости)		
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
Интервал установки изолирующего элемента (кольцевой пакер, «пластырь», «летучка» и т.п.)	ЛМ, МК, ЭМД	
Эффективность установки изоляции 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 притока (приемистости) в динамике	

Продолжение табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
Эффективность закачки в пласт (или его часть) полимерных герметиков	ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике, технологии МВ	Нагнетательные скважины по программе специальных мероприятий по коррекции профиля приемистости (изоляции высокопроницаемых толщин)
6.3. Оценки эффективности очистки призабойной зоны		
Эффективность свабирования (компрессирования)	Серия ТМ, БМ	Эксплуатационные скважины после проведения соответствующих мероприятий
Эффективность кислотной обработки	НК, ТМ, методы оценки притока, ГК	Эксплуатационные скважины после проведения СКО
Эффективность АВ воздействия на пласт (акустического) или др.	ТМ, методы оценки притока, ШС	Эксплуатационные скважины после проведения ГТМ
6.4 Оценки эффективности воздействия на удаленную зону пласта		
Эффективность гидроразрыва пласта	ТМ, БМ, методы оценки притока, ВАК	Эксплуатационные скважины после проведения соответствующих мероприятий (ГРП)
Эффективность термогидрохимических воздействий	ТМ, методы оценки притока	Эксплуатационные скважины после проведения ТГХВ
6.5 Оценки эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины		
Эффективность торпедирования (обрыва) колонны	ПО, МК, ТМ, ГГДТ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
Эффективность установки цементного моста	ТМ, методы оценки притока	
Эффективность установки взрыв-пакетов	ТМ, методы оценки притока, ЛМ, МК, ГГДТ	
Эффективность ликвидации парафино-гидратных образований с помощью электронагревательных или индукционных нагревателей, механических скребков	ЛМ, МК, ТМ, ТИ	

Окончание табл. 3.10

Группа стандартных задач. Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность и др.)
7. Выявление и оценка заколонных перетоков		
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 приток-состава или в процессе технического контроля
Пространство межпластовых перетоков	То же. Дополнительно методы оценки профиля притока (приемистости) в стволе и оценки качества цементации (АКЦ, ГГДТ, ВАК)	
3. Направления межпластовых перетоков	Серия ТМ, МНА, КНАМ, ШС, а также активные способы: ГК, ИНК (с закачкой МВ)	
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	
Дебиты межпластовых перетоков снизу (для жидкости свыше 0,5 м ³ /сут, газа 500 н.м ³ /сут) Дебиты межпластовых перетоков сверху (для жидкости свыше 3 м ³ /сут, газа 3000 н.м ³ /сут)	Серия ТМ на переходных режимах при смене депрессии и в статике во времени – с момента остановки	

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 иссле-

дований (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 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).

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: а) измерения на технологическом режиме эксплуатации; б) серию измерений на установившихся режимах, отличающихся депрессией на пласт; в) серию разновременных измерений непосредственно после прекращения эксплуатации; г) регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых восстановления давления и температуры после прекращения эксплуатации; д) серию разновременных измерений непосредственно после пуска или изменения дебита скважины; е) 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, харак-

теризующихся нестационарными условиями исследований, используют технологии: а) регистрацию серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока; б) 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); в) регистрацию кривых изменения во времени давления на устье скважины (на буфере, в межтрубье) и на забое; г) 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 составляющие технологии измерений следующие: а) 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); б) 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); в) 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); г) 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); д) регистрация серии разновременных диаграмм по глубине непосредственно после пуска или изменения дебита скважины – через 0,5, 1, 2, 3, 5 часов; е) 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 малодобитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего газожидкостного потока, дополнительно проводят регистрацию временных флуктуаций параметра давления и других методов изучения приток-состава. Продолжительность цикла регистрации флуктуации 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. Необходимо также соблюдение требований, связанных с контролем качества первичных данных: а) 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); б) регист-

рация при каждом исследовании положений муфт обсадной колонны, ГК или НК для привязки данных измерений; в) определение текущего состояния многолетнемерзлых пород и конструкций скважины в интервале их залегания; г) выполнение исследований полным комплексом методов, предназначенных для решения задачи; д) выполнение исследований в интервале, превышающем по протяженности изучаемый объект (с целью получения данных против опорных пластов и в интервалах глубин с невозмущенными характеристиками); е) выполнение повторного измерения по всему интервалу основной записи при условии постоянного режима работы скважины; ж) исследования в эксплуатационных и перфорированных наблюдательных скважинах, где существует опасность избыточного давления на устье (с применением лубрикаторов); з) согласование методики ПГИ с условиями и очередностью технологических операций в скважине.

Активные технологии применяют в скважинах, находящихся в эксплуатации, когда стандартные технологии оказываются неэффективными и заключаются в проведении геофизических измерений в процессе активных воздействий на пласты, которые включают воздействия: а) химические – обработка пород соляной, плавиковой и другими кислотами; б) термические – прогрев пласта либо закачка в пласт воды с другой температурой; в) гидродинамические – снижение и повышение уровня флюидов в скважине, методика переменных давлений; г) закачка в исследуемые пласты меченых веществ (МВ), которые представляют собой жидкости, обогащенные искусственными радиоактивными изотопами (ИР) либо содержащие вещества с аномальными свойствами поглощения нейтронов; д) 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.

3.4. Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения

Одной из целей системных исследований пластов и скважин является учет уже полученных ранее результатов ПГИ-ГДИС при составлении программ последующих исследований. Таким образом, оптимально, если на сервисном и добывающих предприятиях при планировании новых исследований действует эффективная обратная связь, учитывающая результаты ПГК как в конкретных скважинах, так и всей системы геомониторинга.

Основным условием осуществления системного контроля является наличие согласованного плана исследований между проектирующими, добывающими и геофизическими организациями. Этим планом предусматривается система мероприятий, содержащая четкую формулировку задач по контролю, способы их решения, периодичность исследований. Многообразие особенностей геологического строения месторождений, типов залежей, систем разработки исключает возможность единого подхода при планировании системных исследований.

Выбор скважин для проведения комплексов ПГИ-ГДИС осуществляется с учетом особенностей распределения коллекторов и типов разрезов, расположения нагнетательных скважин, доступности скважин для исследований. Так, для исследования глубинными приборами доступны в основном фонтанные и газлифтные скважины, а скважины с ЭЦН и ШГН требуют определенной корректировки в конструкции ГНО.

Вследствие опасности прихвата приборов исследования скважин приборами повышенных габаритов (при соотношении диаметра прибора к внутреннему диаметру колонны свыше 1:2 и при длине прибора свыше 5 м) в интервалах ствола с углами более 30° могут быть ограничены (решение о проведении ПГИ принимается индивидуально в зависимости от технического состояния ствола конкретной скважины и по результатам соответствующего шаблонирования). В ГС стандартный комплекс ПГИ малоэффективен и требует привлечения специальных технических и технологических средств.

Опорная сеть скважин выбирается в зависимости от задачи, для решения которой она используется, и может меняться во времени и по площади. Периодичность исследований каждой залежи может отличаться и устанавливается по результатам, которые получены для сходных месторождений, либо благодаря имеющемуся объему информации. Периодичность исследований во времени, в зависимости от сложностей геологического строения, может меняться. Исследования по изучению керна, вопросам фильтрации, анализу проб нефти ведутся в основном соответствующими лабораториями НИПИ на постоянной основе. Системный контроль за разработкой месторождений подразумевает проведение различных исследовательских операций (ГИС, ПГИ, ГДИС, анализ керна, проб нефти и пр.), выполняемых в зависимости от поставленных задач.

Планирование комплексного контроля разработки промышленными и геофизическими методами производится в соответствии с техническим заданием утвержденных в установленном порядке проектных технологических документов, которые согласовываются с органами Госгортехнадзора РФ, проектной организацией, добывающей компанией и ее территориальными производственными предприятиями. Техническое задание включает:

- обоснование целей и задач контроля за разработкой на лицензионном участке;
- обоснование опорных сетей (с указанием номеров скважин, базовых комплексов и технологий ПГИ-ГДИС, принятых с учетом стадии разработки);
- обоснование периодичности базовых исследований в скважинах ОС;
- обоснование объемов базовых и прочих исследований комплексами ПГИ-ГДИС;
- обоснование необходимых непрофильных исследований (промысловых, ГХИ);
- требования по авторскому надзору со стороны проектной организации.

Разработчики технического задания обязаны принимать непосредственное участие в контроле за выполнением их требований по различным направлениям исследований, равно как и супервайзерская служба добывающей компании. Работы по промыслово-геофизическому контролю разработки на месторождении организуются территориальными производственными предприятиями добывающей компании. Для проведения как скважинных, так и лабораторных исследований помимо подразделений добывающей компании могут привлекаться на условиях подряда специализированные сервисные организации («исполнитель», «подрядчик»), имеющие лицензию Госгортехнадзора на право ведения соответствующего вида деятельности и удовлетворяющие по качеству исследований «заказчика». Мероприятия ПГИ-ГДИС-ГИС-ПВР проводятся на основе договоров или контрактов, в которых должны быть оговорены все условия, связанные с выполнением этих работ. Ежегодно в рамках бизнес-плана геологическая служба «заказчика» на основе технического задания составляет планы проведения ПГИ и ГДИС не только для опорной сети скважин, но и для всех остальных объектов.

Перед началом выполнения ПГИ сервисная компания должна получить от «заказчика» надлежащим образом оформленную заявку на исследования скважины с указанием всей необходимой для подготовки к исследованиям информации. При отсутствии каких-либо данных, предусмотренных в форме заявки, сервисная компания имеет право потребовать от заказчика их оперативного предоставления и задержать начало выполнения ПГИ. Если заявка была принята без предоставления в ней полной информации об объекте, сервисная компания сама несет ответственность за правильность выполнения ПГИ.

Заявка на ПГИ вместе с заключением и геофизическим планшетом входят в пакет обязательных документов, необходимых для документирования по каждому из исследований. Дополнительно к этому пакету должны быть приложены акты, устанавливающие причину невыполнения различных видов измерений в скважине. Работы по ГИС-ПГИ-ГДИС-ПВР должны проводиться в присутст-

вии представителя «заказчика». Кроме того, к указанным мероприятиям может привлекаться оборудование или персонал (для вспомогательных работ) «заказчика», если это оговорено технологией полевых работ (при этом общее руководство совместных работ возлагается на «исполнителя», а привлекаемые работники должны пройти необходимый инструктаж по безопасному ведению работ).

Если для проведения исследований и геофизических работ на скважинах «заказчиком» одновременно привлекаются представители сразу нескольких подрядных компаний, то общая координация должна возлагаться на представителя «заказчика», который обязан обеспечить дополнительные меры промышленной безопасности на объекте.

Согласно ст. 24 Федерального закона «О недрах», «Все работы, связанные с повышенной опасностью при пользовании недрами, проводятся на основании лицензий на соответствующий вид деятельности». Сервисные организации при выполнении исследований и работ на скважинах должны руководствоваться требованиями и положениями действующих на территории проведения работ нормативных документов по технике промышленной безопасности.

Все ГИРС должны быть обеспечены сертифицированным оборудованием, геофизическим кабелем, скважинной и наземной аппаратурой, технические характеристики которых удовлетворяют геолого-техническим условиям в бурящихся и эксплуатируемых скважинах. В исключительных случаях с разрешения «заказчика» допускается использование опытно-экспериментальных образцов АО и скважинного оборудования. Расстановка техники и оборудования на кустовой площадке должна производиться «исполнителем» в строгом соответствии со схемами, утвержденными «заказчиком».

При проведении ГИРС в условиях нахождения скважины под давлением в комплект скважинного оборудования должны входить лубрикаторы (испытанные под соответствующим давлением), монтаж и работа которых обеспечивается «исполнителем» с предоставлением ему при необходимости специального грузоподъемного агрегата. Спуск и подъем кабеля должен сопровож-

даться контролем глубины, натяжения кабеля и соблюдением технологически оправданной скорости.

Представитель «заказчика» вправе потребовать от «исполнителя» строгого выполнения требований по обеспечению безопасности работ на скважине, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, промышленной санитарии, а при необходимости – запретить дальнейшее выполнение ГИРС. Аварийные ситуации разрешаются при взаимодействии «исполнителя» геофизических работ с «заказчиком» согласно условиям договорных документов с привлечением технических средств и той, и другой стороны.

«Исполнитель» (подрядная организация) при проведении ГИРС ответствен за своевременное оформление, согласование и утверждение у «заказчиков» необходимых заявочных документов, обеспечение работ специальными техническими средствами, выполнение всех требований соответствующих нормативных документов.

«Заказчик» ГИРС ответствен за предоставление сервисной организации всей необходимой геолого-технической документации об объекте и его текущем состоянии (включая полностью заполненную заявку), обеспечение своевременной подготовки скважины и кустовой площадки к планируемым исследованиям (согласно требованиям действующих технологических норм), контроль за проведением ГИРС в соответствии с требованиями по безопасности работ и охраны окружающей среды.

ГИРС разрешается выполнять только после подготовки территории и ствола скважины, что должно быть задокументировано двусторонним актом представителями «заказчика» и «исполнителя» (соответствующие требования по подготовке скважин и порядок их проверки к готовности изложены в нормативных документах (Правила ГИРС-99, РД 153-39.0-072-01).

Полученные при исследованиях первичные материалы ПГИ, ГДИС, ГИС являются собственностью добывающей компании («заказчика») и не могут использоваться или тиражироваться без ее разрешения.

Сервисная компания, производящая измерения, обязана выполнить первичную обработку материалов (увязка, редактирование

и т.п.), что необходимо для проведения дальнейшей интерпретации. Если программой работ предусматривалась также выдача исполнителем заключения по оперативной интерпретации, то оно должно быть передано в комплекте с исходными материалами. Кроме того, «исполнитель» может быть привлечен «заказчиком» к интерпретации (особенно когда выполнялись специальные программы исследований нестандартной аппаратурой или по новым технологиям). Обработка данных выполняется исключительно на компьютерах с документированием результатов в цифровом виде, а при необходимости – и на бумажных носителях («твердые копии»). Количество экземпляров материалов исследований, передаваемых «исполнителем» (или «соисполнителем») работ на бумажных носителях, предварительно согласовывается с заказчиком. Применяемые при обработке и интерпретации программные средства должны быть многократно адаптированы, заранее согласованы с «заказчиком» и супервайзером компании, иметь лицензионное удостоверение (например, выданное в РосАПО, РосПатент и т.п.) или быть сертифицированным в госорганах РФ.

Не допускается применение устаревшего программного обеспечения, не обеспечивающего сохранение конечных результатов в общепринятых стандартных форматах (LAS, XLS, JPEG, TIFF, GIF, BMP и т.п.). Документирование цифровых массивов и результатов интерпретации по методам ПГИ-ГДИС в обязательном порядке производится в базе данных ГДИС-ПГИ.

Рекомендуется проводить интерпретацию стандартных данных технологических, базовых и экспресс-исследований ТИ-ГДИС-ПГИ в соответствующих системах специализированных АРМов непосредственно силами сотрудников добывающей компании. Эти же специалисты должны оценивать качество исходных материалов и полноту выполнения программ ПГИ-ГДИС.

Окончательное заключение о полноте и качестве передаваемых «заказчику» результатов выполненных ПГИ-ГДИС может быть выдано супервайзерской службой добывающей компании либо специализированным подразделением компании, ответственным за анализ и обобщение материалов (в том числе и накопленных в БД)

с целью обоснования и информационного обеспечения «Проекта разработки» или другого проектного документа по месторождению.

Стандартное заключение по результатам комплекса ПГИ-ГДИС (направленных на решение задач оценки характеристик работы пластов и скважины) должно содержать данные:

- об интервалах притока (отдельно по каждой фазе);
- о параметрах работы фильтра (работающих толщинах);
- профилях притока (приемистости) жидкости или газа;
- пластовом давлении;
- величине депрессии (репрессии);
- гидропроводности, текущей проницаемости, фазовой продуктивности;
- неоднородности объекта эксплуатации (скин-факторе, степени вскрытия);
- плотности флюидов в стволе скважины и объемной доле каждого флюида в смеси, заполняющей ствол скважины.

При оценке результативности ГТМ в заключение необходимо отразить как результаты определения эксплуатационных характеристик пласта, так и эффективность проведенных мероприятий по интенсификации притока нефти: увеличение дебита (удельного дебита), порядок изменений скин-фактора, степень вскрытия, восстановление проницаемости в ПЗП, параметры трещины ГРП и др.

3.5. Основные технические требования к подготовке действующих скважин для проведения геофизических и гидродинамических исследований

Геофизические работы в действующих скважинах проводят с учетом требований «Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» (М., 1999), РД 153-39.0-072-01 – «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (М., 2002) и других действующих отраслевых нормативных документов по охране труда на эти виды работ.

Гидродинамические исследования скважин проводят при спущенном технологическом оборудовании в режиме их функционирования при спуске (подъёме) скважинных приборов через НКТ или серповидный зазор, образующийся в межтрубном пространстве при эксцентричной подвеске технологического оборудования. Для исследований применяют скважинные приборы диаметром 28, 36 и 42 мм.

В добывающих скважинах, эксплуатирующихся с применением штанговых глубинных насосов, НКТ должны быть подвешены на эксцентричной планшайбе с отверстием, предназначенным для спуска в скважину приборов, а штанговый насос должен быть оборудован хвостовиком в виде диска с эксцентричными отверстиями для прохождения скважинного прибора под корпус насоса. Обвязка устья скважины должна обеспечить разрядку межтрубного пространства до атмосферного.

Добывающие скважины, эксплуатируемые с применением электроцентробежных насосов, должны быть оборудованы приспособлениями, обеспечивающими беспрепятственное прохождение прибора под насос.

Скважину для проведения исследований и работ готовит недропользователь. Подготовленность (неподготовленность) скважины подтверждается двусторонним актом, который подписывают начальник геофизической партии и представитель недропользователя.

К скважине должны вести подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта. Вокруг скважины должен быть объездной путь.

Около скважины на расстоянии 20–30 м от устья должна быть подготовлена площадка размером 10×10 м, удобная для установки на ней каротажной лаборатории и подъёмника с шириной прохода между ними не менее 3 м и монтажа устьевого оборудования для спуска приборов в скважину. Посторонние предметы между подъёмником и устьем скважины, затрудняющие обзор ролика блок-баланса и геофизического кабеля, а также свободное передвижение работников партии (отряда), должны быть убраны.

При проведении исследований и работ в добывающих и нагнетательных скважинах с давлением на буфере запорной арматуры более 7 МПа, применении приборов массой более 50 кг или длине более 4 м, а также при выполнении работ по свабированию на скважине должен быть установлен агрегат с грузоподъемной вышкой или мачтой, для чего оборудуется дополнительная площадка размером 5×10 м.

Для сбора флюида, отводимого из сальникового устройства лубрикатора, в 5 м от устья скважины должна быть установлена ёмкость объёмом не менее 0,2 м³.

Около устья нагнетательных и контрольных скважин, не оборудованных стационарными площадками, должны быть подготовлены подмости для установки блок-баланса. Подмости высотой более 0,5 м от земли должны иметь лестницу (сходни с поперечными рейками), а если их высота превышает 1,5 м, они и ведущая к ним лестница должны быть оборудованы перилами.

Для подключения геофизического оборудования к силовой электрической цепи должна быть установлена розетка с заземляющим контактом в исполнении, пригодном для наружного подключения, рассчитанном на силу тока 25 А и напряжение 380 В. Розетка устанавливается на расстоянии не более 40 м от площадки установки геофизического оборудования. Перед проведением геофизических работ электрооборудование буровой установки должно быть проверено на соответствие ПУЭ, ПТЭ и ПТБ.

Скважины под давлением должны быть оборудованы фонтанной арматурой и превентером, опрессованы и подключены к сборному коллектору и выкидной линии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на арматуре устанавливаются манометры с трехходовыми кранами. Все задвижки фонтанной арматуры, применяемые при проведении работ, должны быть исправны, свободно открываться и закрываться от руки.

Над фонтанной арматурой должна быть оборудована площадка размером не менее 1,5×1,5 м и имеющая настил, выполненный из металлических листов с ребристой поверхностью, исключающей возможность скольжения, или из досок толщиной не менее 40 мм, с перилами высотой 1,25 м с продольными планками, расположен-

ными на расстоянии не более 400 мм друг от друга. Настил площадки должен иметь борт высотой не менее 150 мм и отверстие диаметром 600 мм для установки лубрикатора и разгрузочной штанги. Для подъёма на площадку оборудуется лестница с уклоном не более 60°, шириной не менее 650 мм с двухсторонними перилами высотой 1 м. Расстояние между ступенями лестницы по высоте не более 250 мм, уклон ступеней внутрь 2–5°, боковые планки ступеней или бортовая обшивка высотой 150 мм.

До проведения ГДИС насосно-компрессорные трубы должны быть прошаблонированы контрольным шаблоном. Диаметр шаблона должен быть на 10 мм больше диаметра применяемого прибора. Длина шаблона должна быть не менее длины геофизического прибора. Низ НКТ должен быть оборудован воронкой, обеспечивающей беспрепятственный вход скважинного прибора в НКТ. При спуске НКТ на забой их низ должен быть оборудован крестовиной.

Для проведения работ при отрицательной температуре в водонагнетательных скважинах и в добывающих скважинах с высоким процентным содержанием воды недропользователь обязан организовать постоянный обогрев устьевого оборудования и лубрикатора. (При температуре ниже – 20 °С геофизические исследования и работы в водонагнетательных скважинах проводить запрещается).

При геофизических исследованиях и ГДИС проведение на скважине других работ запрещается. Разрешается совместное проведение работ бригады ремонта скважин и геофизической партии на одном кусте скважин, если при этом не создаются помехи друг другу.

В тёмное время суток работы должны проводиться при искусственном освещении, которое соответствует нормам освещённости при геофизических работах: места подготовки скважинных приборов – 150 лк; путь прохождения геофизического кабеля, места переноски приборов, прокладки соединительных проводов, нахождения мерной и приемной емкостей – 30 лк.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований. – М., 2006. – 780 с.
2. Косарев В.Е. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений: пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика». – Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 2009. – 145 с.
3. Чоловский И.П., Иванова М.М., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология. – М.: Нефть и газ, 2006. – 680 с.
4. Геофизический и гидродинамический контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, В.А. Коротенко, С.К. Сохошко. – Тюмень: ТюмГНТУ, 2012. – 192 с.
5. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземного хранения газа; ООО «ИРЦГазпром». – М., 2008. – 300 с.
6. Климов В.В., Шостак А.В. Геофизические исследования скважин: учеб. пособие / ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар: Изд. дом «Юг», 2014. – 220 с.
7. Баянов А.С., Меркулов В.П., Степанов Д.Ю. Вертикальное сейсмическое профилирование нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 100 с.
8. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткина, М.С. Хохлова. – М.: Инфра-Инженерия, 2009. – 960 с.
9. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. Справочник инженера по исследованию скважин: учеб. пособие. – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.

10. Попов В.В., Сианисян Э.С. Геолого-технологические исследования в нефтегазовых скважинах: учеб. пособие. – Ростов-н/Д: Изд-во Юж. федер. ун-та, 2011. – 344 с.
11. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин: учебник для вузов; ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2008. – 551 с.
12. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. – Печера: Печерское время, 2002. – 894 с.
13. Крыганов П.В. Методы повышения достоверности результатов гидродинамических исследований нефтяных пластов и скважин: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2012. – 133 с.
14. Акрам Х., Ашуров В. Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов на кабеле МОТ/СНГОТ // Нефтегазовое обозрение. – Шлюмберже. – Осень 2005. – Т. 9, № 1. – С. 30–45.
15. Исмагилов Р.Ф. Усовершенствование методов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов при освоении скважин: дис. ... канд. техн. наук; ОАО «ВНИИнефть». – М., 2010. – 200 с.
16. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин: пер. с англ.; под ред. М.М. Хасанова; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». Институт компьютерных исследований. – М.; Ижевск, 2006. – 512 с.
17. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексованию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М., 2002. – 75 с.
18. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений; Миннефтегазпром, ВНИИ. – М., 1991. – 540 с.
19. Технологический регламент проведения и интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС), выпол-

няемых на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Пермь, 2012. – 140 с.

20. Корпоративный регламент по контролю за разработкой месторождений промыслово-геофизическими, гидродинамическими и специальными методами; ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2012.

21. Корпоративное методическое руководство по проведению и интерпретации гидродинамических исследований скважин для условий терригенных и карбонатных пластов месторождений Группы «ЛУКОЙЛ» / ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2012.

Учебное издание

МАРТЮШЕВ Дмитрий Александрович

ЧЕРНЫХ Ирина Александровна

ЧУХЛОВ Андрей Сергеевич

ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ
И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Учебное пособие

Редактор и корректор *И.А. Мангасарова*

Подписано в печать 06.08.2021. Формат 60×90/16.

Усл. печ. л. 18,7. Тираж 30 экз. Заказ № 166/2021.

Издательство

Пермского национального исследовательского
политехнического университета.

Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.

Тел. (342) 219-80-33