ОАО «Башнефтегеофизика»

Геофизические исследования и работы в скважинах

В 7 томах

Том 2

Исследования геологического разреза скважин

УФА 2010

УДК 550.3
ББК 26.21
Ис 85

Рекомендовано научно-техническим советом ОАО «Башнефтегеофизика»
и НПФ «ГеоТЭК»

Редакционная коллегия:
Главный редактор – Я.Р. Адиев, генеральный директор «Башнефтегеофизика», канд. техн. наук; заместитель главного редактора – Г.З. Валеев, заместитель генерального директора «Башнефтегеофизика», главный геолог; члены редакционной коллегии: Р.Б. Булгаков – канд. техн. наук; Р.А. Валиуллин – д-р техн. наук, профессор; В.М. Коровин – д-р техн. наук; Ш.Г. Шаисламов – канд. техн. наук; С.Н. Шматченко; Г.Г. Шаисламова (ответственный секретарь).

Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 2. Исследования геологического разреза скважин / Сост.: Р.Б. Булгаков. – Уфа: Информреклама, 2010. – 240 с., ил.

ISBN 978-5-904555-15-3 (т. 2)
ISBN 978-5-904555-12-2 (общий)

© ОАО «Башнефтегеофизика», составление, 2010
© ООО «Информреклама», оформление, 2010

Уважаемые коллеги, друзья!



Российская геофизика пришла в XXI век, пройдя большой и тернистый путь. Начавшийся в прошлом столетии научно-технический прогресс, затронул все сферы геофизики. Основой прогресса послужили новейшие открытия в фундаментальных науках и наступившая эра компьютерных технологий. Именно эти ключевые факторы коренным образом изменили нефтегазовую геофизику. Ушли в далекую историю аналоговые каротажные станции, на смену «ручной» интерпретации пришла компьютерная обработка и интерпретация скважинных материалов, с появлением комплексных цифровых приборов изменились технологии проведения каротажа. В целях сокращения времени на принятие решений по скважине были успешно внедрены в повседневную практику современные системы связи, в том числе и спутниковые технологии. Повысился общий уровень достоверности и представительности выдаваемых геофизических заключений. В то же время объективные реалии современной геофизики таковы, что идет постоянный процесс расширения круга решаемых задач. В этих условиях задача подготовки и переподготовки кадров выходит на первый план. При этом мы столкнулись с отсутствием современной учебно-методической и специальной литературы в области геофизики, что и послужило поводом к подготовке данного издания. Пособия составлены ведущими специалистами ОАО «Башнефтегеофизика» и коллегами из Башкирского государственного университета, НПФ «Геофизика», ВНИИГИС, которые изложили материал в свете своего научно-производственного опыта и понимания проблем геофизики. Главной целью настоящего издания было, не претендуя на роль первооткрывателей, подготовить и издать учебно-методические пособия, которые охватили бы все сферы нефтегазовой геофизики и отобразили бы новейшие достижения в отрасли. Учебные пособия предназначены для подготовки (адаптации, переподготовки) специалистов, получивших образование в ВУЗах и ССУЗах геофизического или близкого профиля. Надеемся, что изложенная информация будет полезной широкому кругу специалистов, а также студентам, магистрантам и аспирантам соответствующих специальностей. Издания не планируется использовать для коммерческого распространения.

Главный редактор,
генеральный директор
ОАО «Башнефтегеофизика»,
кандидат технических наук ***Я.Р. Адиев***

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ
в 7 томах

Сводное оглавление издания

Том 1. Промысловая геофизика
Том 2. Исследования геологического разреза скважин
Том 3. Исследования действующих скважин
Том 4. Контроль технического состояния скважин
Том 5. Вторичное вскрытие пластов и специальные операции
Том 6. Программно-управляемые и информационно-измерительные системы для ГИРС
Том 7. Геолого-технологические исследования в скважинах

Оглавление

Стр.

Введение 9
Глава 1. Комплекс методов ГИС для геологической документации разрезов скважин 15
§ 1. Классификация методов геофизических работ в скважинах 15
§ 2. Комплекс методов ГИС для скважин различного назначения 16
§ 3. Влияние параметров буровых растворов на качество ГИС 25
§ 4. Оценка качества материалов 29
Глава 2. Литологическое расчленение разрезов скважин 32
§ 1. Терригенный разрез 32
§ 2. Карбонатный разрез 34
§ 3. Хемогенный разрез 35
Глава 3. Выделение коллекторов в разрезе скважин 39
§ 1. Модель коллектора, вскрытого буровой скважиной 39
§ 2. Признаки коллекторов в показаниях методов ГИС 44
§ 3. Выделение коллекторов по количественным критериям 52
§ 4. Динамические методики выявления коллекторов 57
Глава 4. Применение материалов ГИС при геологических построениях 66
§ 1. Корреляция разрезов скважин 66
§ 2. Прогнозирование зон АВПД 70
§ 3. Роль инклинометрии при решении маркшейдерских задач 76
Глава 5. Глинистость коллекторов 83
Глава 6. Определение пористости коллекторов 90
§ 1. Определение открытой пористости межзерновых коллекторов по данным метода сопротивлений 91
§ 2. Определение открытой пористости межзерновых терригенных коллекторов по данным метода ПС 94

§ 3. Определение общей пористости пород по данным стационарных нейтронных методов 95
§ 4. Определение общей пористости пород по данным плотностной модификации гамма-гамма-метода..... 97
§ 5. Определение общей пористости пород по данным акустического метода 99
§ 6. Определение общей пористости глинистых коллекторов по данным комплексной интерпретации диаграмм ГИС..... 101
§ 7. Определение трещинной пористости по данным метода сопротивлений..... 103
§ 8. Определение общей пористости коллекторов сложного минерального состава 106
§ 9. Определение эффективной пористости по данным ГИС..... 108
§ 10. Комплексирование данных ГИС и керна для определения пористости коллекторов 109
Глава 7. Определение проницаемости коллекторов..... 114
§ 1. Определение проницаемости продуктивного коллектора по удельному сопротивлению..... 114
§ 2. Определение проницаемости с использованием данных ГИС и керна..... 117
§ 3. Определение проницаемости по результатам исследований пластов аппаратами на кабеле и на трубах..... 119
Глава 8. Определение нефтегазонасыщения коллекторов 126
§ 1. Определение характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщения по данным электрометрии..... 126
§ 2. Применение прямых методов оценки насыщения 141
§ 3. Прогнозирование характера отдачи коллекторов..... 151
Глава 9. Петрофизическая основа интерпретации ГИС 154
§ 1. Области и формы использования керновых данных.... 154
§ 2. Вопросы исследования керна 156
§ 3. Статистические характеристики петрофизических связей 158
§ 4. Влияние качества петрофизических связей на точность конечных результатов интерпретации ГИС 165
§ 5. Влияние термобарических условий залегания пород на их физические свойства 169
§ 6. Комплекс необходимых петрофизических связей..... 174
Глава 10. Автоматизированная обработка и интерпретация данных ГИС..... 177
§ 1. Место компьютеров в автоматизации процессов обработки и интерпретации..... 177
§ 2. Оперативная обработка и интерпретация материалов ГИС..... 181
§ 3. Сводная интерпретация материалов ГИС 196
Глава 11. Заключение по результатам комплексного исследования геологического разреза скважины 200
§ 1. Подготовка заключения 200
§ 2. Содержание и форма заключения 202
§ 3. Особенности заключения по горизонтальным участкам ствола 211
§ 4. Статистическая оценка эффективности ГИС в открытом стволе..... 221
§ 5. Хранение материалов ГИС и результатов их интерпретации 225
Список принятых сокращений 227
Список условных обозначений..... 230
Список используемой литературы 233
Предметный указатель..... 236

ВВЕДЕНИЕ

Исследование геологического разреза скважин – наиболее важная и исторически первая задача, для решения которой зародилась промысловая геофизика. Начавшись с точечных замеров температуры (Д.В. Голубятников, 1906–10 гг.) или удельных электрических сопротивлений по стволу скважины (К. и М. Шлюмберже, 1926 г., в СССР с 1929 г.), промысловая геофизика в настоящее время для изучения геологического разреза скважин производит автоматизированную, компьютерную регистрацию десятков параметров различной физической природы. Решение основной задачи промысловой геофизики сводится к тому, чтобы получить без отбора керна или при минимальном отборе необходимые сведения о геологическом разрезе скважины, содержании в нём полезных ископаемых, структуре продуктивных горизонтов и их коллекторских свойствах, а также познать геологическое строение месторождений по данным индивидуальной, комплексной и обобщающей интерпретации диаграммных и иных материалов геолого-геофизических наблюдений.

Методы интерпретации результатов геофизических измерений начали разрабатываться с первых же лет промышленного применения ГИС, которое распространялось интенсивно, лавинно как в «старых» (Баку, Грозный), так и в новых тогда нефтедобывающих районах (Ишимбай, Туймазы, в целом Волго-Уральская нефтегазоносная провинция). Академик В.А. Фок впервые в 1932 г. создал общую теорию электрометрии скважин трёхэлектродными зондами для случая цилиндрических

границ раздела. На основании этих исследований Л.М. Альпиным и С.Г. Комаровым были разработаны способы определения удельного электрического сопротивления пород по данным боковых электрических (каротажных) зондирований (БКЗ). В.Н. Дахнов, П.М. Белаш и Е.А. Нейман впервые осуществили электромоделирование процессов электрометрии на интеграторах с проволочной сеткой. Данные этих работ и исследований Л.М. Альпина, А.Е. Кулинковича и других позволили более обоснованно подойти к интерпретации кривых сопротивления в пластах ограниченной толщины.

Надо подчеркнуть, что ускоренному развитию электрического каротажа и превращению его в современный метод изучения разрезов скважин в значительной степени способствовала в те далёкие годы плодотворная работа коллектива советских геологов В.В. Денисевича, Д.В. Жабрева, И.И. Потапова, В.А. Сельского, А.Н. Снарского, Г.М. Сухарева, И.Я. Фурмана, Г.А. Хельквиста под руководством Д.В. Голубятникова и И.М. Губкина. И все последующие годы изобилуют примерами того, что наибольшие успехи в развитии ГИС и интерпретации материалов достигаются в тех методах и в тех регионах страны, где сильны позиции прогрессивных геологов, заказчиков, руководителей отрасли, реально понимающих возможности и ограничения промысловой геофизики и руководствующихся не одним только удешевлением метра «проходки».

Позже, в 1950–70[е] гг. были разработаны методики определения пористости, нефтегазонасыщения, толщины пластов коллекторов, выделения в разрезе пластов различного литологического состава. Эти данные, получаемые в результате интерпретации геофизических материалов, стали в широких масштабах применяться при подсчёте запасов нефти и газа. В разработку этих вопросов, связанных с интерпретацией материалов многих видов ГИС, внесли вклад геофизические школы Московского нефтяного института – ныне Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина (В.Н. Дахнов, В.В. Ларионов, А.И. Холин, Б.Ю. Вендельштейн, В.М. Добрынин и др.),

ВНИИЯГГ – ныне ГНЦ ВНИИ геосистем (Ф.А. Алексеев, Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов, Ю.С. Шимелевич, Д.Ф. Беспалов, Д.М. Сребродольский, Н.К. Кухаренко, Р.А. Резванов и др.), института ВНИИГеофизика и его филиалов (С.Г. Комаров, Н.А. Перьков, Ю.А. Гулин, А.А. Молчанов, П.А. Бродский, Н.Н. Сохранов и др.).

Несмотря на то, что идея машинной, в какой-то форме автоматизированной обработки и интерпретации материалов ГИС витала в умах геофизиков буквально с появлением значительных объёмов материала, скажем, с конца 1940[х] гг., реальные попытки в этом направлении стали возможны с появлением электронных вычислительных машин. В 1960[е] гг. была показана возможность машинной обработки материалов БКЗ, инклинометрии, гидродинамических исследований с помощью ИПТ, а в следующем десятилетии эти обработки (кроме БКЗ) стали выполняться в производственных режимах и объёмах. На грани 1970–80[х] гг. началось широкое развитие машинной обработки материалов ГИС в комплексе для получения заключений об исследованном разрезе с выделением и оценкой эффективных толщин пластов коллекторов, их пористости, нефтегазонасыщения. В эту работу включились и до сих пор работают названные выше научные школы, возникли и успешно работают новые научно-исследовательские коллективы в институтах, университетах, производственных объединениях. Наиболее значительные из них – Центральная геофизическая экспедиция бывш. Миннефтепрома СССР (А.С. Кашик, И.М. Чуринова, В.Н. Боганик, А.З. Горин и др.), НПЦ «Тверьгеофизика» (Р.Т. Хаматдинов, Г.Г. Яценко, А.И. Фионов, В.Г. Фоменко, Ф.Х. Еникеева, Е.В. Чаадаев и др.), институт ВНИИГИС (В.Т. Перелыгин, А.И. Сидорчук, О.Е. Рыскаль и др.). В настоящее время компьютерная обработка данных ГИС применяется практически повсеместно в промысловой геофизике.

Надо подчеркнуть, что резкое ускорение и расширение компьютеризации отечественной промысловой геофизики в последние 10–20 лет стало возможным с появлением персональных компьютеров, которые оказались незаменимыми как при регистрации материалов ГИС

на скважине, так и при их обработке и интерпретации. Максимально упростились по сравнению с прежними технологиями процессы получения, преобразования и передачи массивов информации, причём практически на любые расстояния. Силами специалистов Башгосуниверситета (Р.А. Валиуллин, И.С. Ремеев, А.Ш. Рамазанов и др.), с привлечением специалистов ОАО «Башнефтегеофизика», инженерных сил других родственных подразделений в республике, была разработана интегрированная система обработки и интерпретации данных ГИС, получившая название БашГИС.

Успешному развитию методов геофизического исследования разрезов скважин, их внедрению в практику работ, особенно в подсчёт запасов, серьёзно способствовало возникновение нового научного направления – нефтепромысловой петрофизики, изучающей физические свойства горных пород, законы изменения и взаимной связи их, причём в неразрывном комплексе с вопросами насыщения пород различными флюидами в реальных термобарических условиях недр. Значительный вклад в становление и развитие нефтяной петрофизики внесли В.Н. Дахнов, С.Г. Комаров, В.Н. Кобранова, Н.Б. Дортман, Г.М. Авчян, Б.Ю. Вендельштейн, В.М. Добрынин, Л.И. Орлов, В.М. Березин, Б.И. Тульбович и многие другие.

Для научно обоснованной интерпретации данных ГИС необходимо знать:

– физические свойства горных пород и буровых растворов (промывочных жидкостей);

– зависимости измеряемых параметров от этих свойств;

– методику перехода от параметров, измеряемых в скважине, к физическим свойствам горных пород;

– совокупность геофизических признаков (физических свойств пород и измеряемых параметров), позволяющих однозначно определять породы, пройденные скважиной, и выявлять в них полезные ископаемые – нефть и газ;

– зависимость конфигурации кривых измеряемых параметров от

условий залегания пород, отличающихся друг от друга толщиной, порядком чередования и физическими свойствами.

Широкое распространение машинной обработки не должно порождать у только что приступающих к работе специалистов иллюзорных выводов, что все интерпретационные проблемы в геофизике решены, работа интерпретатора машинизирована, стоит только поддерживать на должном уровне парк вычислительной техники и снабжение материалами. Изучение недр, т. е. геологическая интерпретация ГИС, состоит из решения эвристических задач, которые постоянно обновляются и усложняются за счёт:

– выхода нефтегазопоисковых и разведочных работ в новые районы;

– появления принципиально новых типов объектов исследования, например, горизонтальных стволов в горизонтально залегающих пластах;

– повышения требований государства и недропользователей к полноте, детальности, достоверности геологического документирования недр.

Нет сомнения, что развитие геофизических работ в скважинах будет продолжаться ещё непредсказуемо много лет.

Настоящий том пособия составлен Булгаковым Р.Б. с участием Терехова О.В., составившего главу 10 и § 3 главы 11.

Глава 1. КОМПЛЕКС МЕТОДОВ ГИС ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

§ 1. Классификация методов геофизических работ в скважинах

Всю совокупность операций, проводимых геофизическими подразделениями в скважинах с помощью аппаратов и инструментов, спускаемых на кабеле, реже на гибких трубах, на бурильных и насосно-компрессорных трубах, принято называть геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС), которые подразделяются на:

– геофизические исследования скважин (ГИС) – исторически самую раннюю и главную ветвь ГИРС, включающую в настоящее время десятки методов исследования, различающихся по физической природе и целевому назначению и служащих для исследования геологического разреза скважины как в открытом, так и в обсаженном стволе; синонимами понятия «геофизические исследования скважин» являются «промысловая геофизика» и «скважинная геофизика»;

– производственные операции в скважинах (ПОС), выполнение которых на геофизическом оборудовании оказалось много эффективнее, и потому они заняли постоянное место в комплексе ГИРС (например, вторичное вскрытие пластов, торпедирование с различными целями, установка изоляционных мостов, свабирование, термогазохимическое воздействие на пласты и др.);

– контрольные операции в скважинах (КОС), являющиеся исследованиями различными по физической сущности методами, в целях до-

ставить недропользователю (заказчику) оперативную информацию о состоянии скважины при проведении в ней различных работ (например, ориентирование инструмента при направленном бурении, выбор места торпедирования прихваченных труб, контроль процесса тампонажа, привязка глубин при перфорации, ИПТ и др. операциях, отбивка забоя, шаблонирование и т. д.).

Методы ГИС принято подразделять на косвенные и прямые. Косвенными являются большинство методов – электрические, ядерные, акустические, механические и др., которые позволяют судить о пройденном скважиной разрезе и наличии искомого полезного ископаемого по наблюдённым величинам физических параметров, опираясь на известные зависимости между ними. Этот процесс называется интерпретацией материалов ГИС.

Прямыми называются такие исследования, которые заканчиваются хотя бы одним из следующих результатов:

– реальные образцы горных пород изучаемого разреза;

– реальные образцы или однозначно опознаваемые следы содержащегося в породах полезного ископаемого – нефти, газа, воды;

– гидродинамические параметры пласта.

Следует помнить, что все без исключения косвенные и прямые методы применяются при геологической документации разрезов скважин и практически все находят применение при контроле технического состояния скважин, контроле разработки и доразведке месторождений.

§ 2. Комплекс методов ГИС для скважин различного назначения

Геофизические исследования разрезов нефтяных и газовых скважин всех категорий подразделяют на два уровня:

– общие, материалы которых предназначены для расчленения разбуренных разрезов, выделения в них основных литолого-стратиграфических комплексов пород, перспективных и продуктивных отложений;

– детальные, которые выполняют в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах с целью определения количественных характеристик пластов.

Геологическую интерпретацию данных общих и детальных исследований выполняют непосредственно по завершении скважинных работ (оперативная интерпретация) и на этапе подсчёта запасов нефти и газа (сводная интерпретация), используя для этого петрофизическое обеспечение в разной стадии готовности.

Таким образом, под *оперативной интерпретацией* подразумевают выдачу заключений о наличии в разрезе пробуренной скважины пластов-коллекторов, характере их насыщения, а также рекомендаций по опробованию пластов. Отличительной особенностью оперативной интерпретации является то, что она проводится на всех этапах разведки нефтяных и газовых месторождений, в том числе и первых пробуренных на площади скважинах, когда ещё нет надёжных материалов для сопоставления геологических данных (керн, опробование пластов и др.) и геофизических исследований скважин.

Сводная интерпретация проводится по отдельным пластам и месторождениям с целью обобщения всех имеющихся по ним геолого-геофизических данных; при этом стоит задача возможно более полной оценки пласта – геометрических параметров, коллекторских свойств и характера насыщения. В результате сводной интерпретации обычно выдаются исходные данные для подсчёта запасов нефти и газа и для проектирования разработки или доразведки пласта, а также усовершенствуются приёмы и критерии интерпретации.

Вопросам интерпретации материалов ГИС, преимущественно оперативной, чем занимается геофизическое предприятие, посвящён весь

этот том настоящего пособия, причём в заключительных главах 10 и 11 рассмотрено составление комплексного заключения по данным ГИС.

Общие исследования

Общие исследования выполняют во всех скважинах по всему разрезу, вскрытому бурением. Они обеспечивают:

– определение пространственного положения и технического состояния стволов скважин;

– выделение стратиграфических реперов и разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный, хемогенный, вулканогенный, кристаллический);

– идентификацию литолого-стратиграфических комплексов, к которым приурочены продуктивные и/или перспективные на нефть и газ отложения;

– расчленение разреза на пласты, их привязку по относительным и абсолютным отметкам глубин, внутри- и межплощадную корреляцию разрезов;

– привязку интервалов отбора керна по глубине;

– литологическое изучение интервалов разреза, не охарактеризованных керном;

– привязку по глубине интервалов опробований, испытаний, перфорации, материалов геофизических исследований в обсаженных скважинах;

– информационное обеспечение интерпретации наземных (полевых) геофизических исследований.

Комплекс общих исследований единый для всех районов страны и практически для всех категорий скважин (таблица 1.1). В эксплуатационных скважинах при кустовом бурении полный комплекс выполняют в вертикальных скважинах, в наклонных скважинах из него могут исключаться БК, АК, ГГК-П.

Этапы, интервалы и объёмы общих исследований закладывают в проекты на строительство скважин. В зависимости от решаемых задач исследования подразделяют на промежуточные и заключительные, которые выполняют полным комплексом в заданных интервалах, и привязочные, назначаемые по мере необходимости.

Промежуточные исследования проводят по завершению разбуривания интервалов, намеченных для перекрытия кондуктором (с перекрытием в колонне методами ГК, НК, АК интервала спуска шахтного направления), техническими (технической) колоннами, а также эксплуатационной колонной выше первого продуктивного или перспективного интервала.

Таблица 1.1

Обязательные комплексы геофизических исследований необсаженных скважин для решения геологических и технических задач

Структура комплекса	Категория скважин		
	Опорная, параметрическая	Структурная, поисковая, оценочная, разведочная	Эксплуатационная
Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, ПС, КС (1–2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрия, Инкл., Рез., термометрия, ВСП, СК	ГТИ, ПС, КС (1–2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрия, Инкл., Рез., термометрия[1], ВСП[2], СК	ГТИ[3], ПС, КС (1–2 зонда из состава БКЗ), БК[3], ГК, НК, АК[3], ГГК-П[3], профилеметрия, Инкл., Рез.
Постоянная часть детальных исследований	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилеметрия, ГК (СГК), НК, ИНК, АК, ГГК-П (ГГК-ЛП), Накл., ЯМК, КМВ	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилеметрия, ГК (СГК), НК, АК, ГГК-П (ГГК-ЛП)[4], Накл.[5]	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК[3], БМК, профилеметрия, ГК (СГК)[3], НК, АК, ГГК-П (ГГК-ЛП)[3, 4]
Изменяемая часть детальных исследований (дополнительные исследования): – в сложных (трещинных, глинистых, битуминозных) коллекторах	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯМК	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯМК	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯМК

Продолжение таблицы 1.1

Структура комплекса	Категория скважин		
	Опорная, параметрическая	Структурная, поисковая, оценочная, разведочная	Эксплуатационная
– для определения межфлюидных контактов	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК
– при низком выносе керна	СКО (отбор образцов пород сверлящим керноотборником)	СКО	
– при неоднозначной интерпретации	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине
– для моделирования залежей и при проведении 3D-сейсморазведки			Накл., ВСП

Примечания:
[1] – в нескольких скважинах на площади (месторождении);
[2] – во всех поисково-оценочных скважинах, в разведочных скважинах – при близком расположении сейсмопрофилей;
[3] – при кустовом бурении – в вертикальных скважинах кустов;
[4] – в разрезах с карбонатными коллекторами;
[5] – в поисковых, оценочных и разведочных скважинах при наклоне границ пластов более 5° к оси скважины.

Для оценки пространственного положения и технического состояния ствола скважины с целью её безопасного бурения выполняют промежуточные исследования ограниченным комплексом методов, включающим инклинометрию, профилеметрию, а также, при необходимости, ГК или БК для привязки результатов.

Заключительные исследования проводят по окончании бурения скважины. В глубоких скважинах исследования выполняют в интервалах, не превышающих 1000 м.

Привязочные исследования проводят с целью оценки положения текущего забоя относительно стратиграфических реперов, а также при-

вязки к разрезу интервалов отбора керна, опробований и испытаний. Для этого используют один-два метода из следующего перечня: ПС, ГК и НК, БК (или ИК), профилеметрия.

Измерения температуры проводят на двух режимах – неустановившемся и установившемся.

Данные измерений на неустановившемся режиме используют для решения оперативных задач:

– определения температурного режима работы бурильного инструмента и геофизических приборов;

– выделения поглощающих и отдающих пластов;

– определения высоты подъёма цемента в затрубном пространстве;

– учёта температуры при интерпретации геофизических материалов.

Измерения на установившемся режиме проводят после длительного (более 10 суток) пребывания скважины в покое для определения естественной температуры пород и её распределения по разрезу. Более точно продолжительность пребывания скважины в покое устанавливают по результатам повторных измерений во времени – допустимой считают такую продолжительность пребывания скважины в покое, после которой температура пород в любой точке разреза изменилась не более чем на 1 °С в течение значительного (не менее суток) интервала времени.

Детальные исследования

Детальные исследования во всех скважинах выполняют в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах, а в опорных и параметрических скважинах – также в неизученных ранее частях разреза. В комплексе с материалами других видов исследований и работ (опробований, испытаний, керновыми данными и др.) они обеспечивают:

– расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м, привязку пластов по глубине скважины и абсолютным отметкам;

– детальное литологическое описание каждого пласта, выделение коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых и смешанных) и определение их параметров – коэффициентов глинистости, общей и эффективной пористости, проницаемости, водо- и нефтегазонасыщенности (если эффективная толщина коллектора превышает 0,8 м);

– разделение коллекторов по характеру насыщенности на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтенасыщенные;

– определение положений межфлюидных контактов, границ переходных зон, эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин;

– определение пластовых давлений и температур;

– определение минерализации пластовых вод;

– прогнозирование потенциальных дебитов;

– прогнозирование строения геологического разреза в околоскважинном и межскважинном пространствах.

Объёмы и качество материалов детальных исследований, полученных в скважинах, пробуренных на месторождении, должны обеспечить:

– построение геометрической, компонентной, фильтрационной и флюидальной моделей залежи (залежей);

– определение подсчётных параметров с достоверностью, регламентированной нормативным документом;

– обоснование коэффициентов извлечения;

– составление технологических схем и проектов пробной и опытно-промышленной эксплуатации и проектов разработки;

– получение исходной информации для мониторинга залежей и месторождений.

Полный комплекс детальных исследований включает постоянную и изменяемую части (таблица 1.1).

Постоянная часть детальных исследований практически одна и та

же для всех категорий скважин в разных районах страны с той лишь разницей, что в комплексы для опорных и параметрических скважин включают ядерно-магнитный каротаж и каротаж магнитной восприимчивости.

Изменяемая часть детальных исследований определяется конкретной геолого-технологической ситуацией в скважине и может содержать по согласованию между недропользователем и производителем работ (геофизическим предприятием) полностью или частично все виды исследований и работ, перечисленные в таблице 1.1, в том числе специальные исследования.

Специальные исследования планируют и выполняют по индивидуальным программам с целью изучения коллекторов сложного строения, которые не удаётся полностью охарактеризовать материалами обязательного комплекса. Они включают повторные измерения при смене скважинных условий:

– во времени методами БК и ИК в процессе формирования зоны проникновения на высокоминерализованной и пресной промывочных жидкостях соответственно, а также при принудительном продавливании жидкости в породы созданием избыточного давления на устье скважины;

– на двух промывочных жидкостях, удельные сопротивления которых отличаются на порядок и более или когда одна из них содержит нейтронопоглощающие вещества;

– при продавливании в породы жидкостей, содержащих искусственные короткоживущие радионуклиды (изотопы);

– в газоносных объектах – повторные измерения НК в течение нескольких месяцев в обсаженной скважине по мере расформирования зоны проникновения.

Этапы, интервалы и очерёдность проведения детальных исследований определяются проектами на строительство скважин:

– их выполняют в минимальный (не более 5 суток) срок после раз-

буривания продуктивного или перспективного на нефть и газ интервала. При большой толщине продуктивных (перспективных) пород интервал исследований не должен превышать 400 м;

– с учетом различного влияния изменений свойств промывочной жидкости на результаты исследований отдельными методами и возможного прекращения работ в любой момент вследствие непредвиденного поведения скважины первыми выполняют электрические и электромагнитные методы (ПС, БКЗ, БК, ИК, МК, МБК), затем методы, отражающие литологию и пористость пород – ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрию, и завершают исследования методами и работами, которые входят в изменяемую часть обязательного комплекса – ГДК, ОПК, СКО, ИПТ.

Детальные исследования проводят при заполнении скважины той же промывочной жидкостью, на которой велось бурение. При изменении свойств жидкости (особенно её удельного электрического сопротивления – на порядок и более) исследования отдельными методами – ПС, БК, МБК – выполняют дважды: до и после изменения свойств жидкости.

В заключение данного параграфа необходимо пояснить следующее. Названные здесь предельные размеры интервала исследований – общих 1000 м и детальных 400 м – определяют верхний предел требований нормативных документов. Эти требования подлежат безусловному выполнению. Недропользователь может допустить некоторое превышение названных интервалов при условии, что их проходка укладывается в нормативные пять суток. Последнее требование чаще приводит к необходимости уменьшать интервалы исследований, особенно в глубоких скважинах и в скважинах с тяжёлыми геолого-техническими условиями, т. е. при низких скоростях бурения.

§ 3. Влияние параметров буровых растворов на качество ГИС

Современное глубокое бурение на нефть и газ ведётся с применением буровых растворов многих десятков разновидностей. Это связано, прежде всего, с многообразием геолого-технических условий бурения от района к району, которые требуется учитывать при разработке растворов. Кроме того, многочисленны функции бурового раствора в технологии проводки скважины, для обеспечения которых специалисты бурения, применяя новейшие достижения химии, физики, смежных с бурением производств, придают необходимые свойства буровым растворам. Это и порождает отмеченное выше многообразие их видов.

Вот важнейшие функции буровых растворов:

– удаление шлама из забоя и вынос его на поверхность при бурении;

– удержание шлама во взвешенном состоянии в скважинах при остановках циркуляции;

– смазка и охлаждение трущихся частей и поверхностей труб, турбобура, долот;

– создание противодавления на пласты-коллекторы во избежание аварийных проявлений нефти, газа, воды и на пласты, склонные к осыпанию и разрушению;

– передача энергии от грязевых насосов к турбобуру в случае турбинного бурения;

– охлаждение электробура в случае его применения в качестве забойного двигателя;

– защита продуктивных (перспективных) пластов-коллекторов от загрязнения проникающим фильтратом или самим буровым раствором;

– передача кодированных сигналов в виде импульсов давления с забоя до поверхности для приборов, работающих на забое, в виде акустических продольных волн между стенкой скважины и акустической аппаратурой;

– перенос с забоя скважины до чувствительных приборов на поверхности микроскопических количеств углеводородов, попавших в него при вскрытии пласта породоразрушающим инструментом, что служит прямым признаком продуктивности;

– создание электропроводной среды, соединяющей исследуемый разрез с многочисленными измерительными установками электрометрического ряда (кроме аппаратуры индукционного метода, для которой гальваническая связь с исследуемым разрезом не требуется).

Из названных функций буровых растворов последние три при создании новых композиций технологами бурения учитываются не всегда и не полностью. В отечественной литературе о буровых растворах сколько-нибудь обстоятельного рассмотрения этих вопросов нет, не считая редких указаний на влияние реологических свойств и удельных сопротивлений на успешность геофизических работ в скважинах. Более того, и в геофизической литературе нет полного, системного анализа этого вопроса с оценкой обретений и потерь для бурения, подсчёта запасов, разработки месторождений при различных вариантах буровых растворов. На производстве выбор буровых растворов тоже решается по существу с учётом главным образом требований проводки скважины и в какой-то мере – качества первичного вскрытия коллекторов. Между тем параметры бурового раствора оказывают существенное влияние на качество получаемых материалов ГИС, являющихся незаменимыми при грамотном ведении разработки, подсчёта запасов и самого строительства скважины. Поэтому отметим основные случаи снижения качества или полной невозможности получения удовлетворительного результата ГИС.

Все применяемые буровые растворы можно разделить на два класса – электропроводящие и непроводящие. К первому относятся все растворы на водной основе (РВО): техническая вода, глинистый раствор, безглинистый полимерный различного солевого состава. К непроводя-

щим растворам относятся: растворы на нефтяной основе (РНО), растворы на углеводородной основе (РУО), известково-битумные (ИБР), водоинвертные эмульсионные (ВИЭР). Последние, хотя и содержат воду, являются непроводящими, ибо вода в данной эмульсии является дисперсной фазой, т. е. не создаёт непрерывной проводящей среды.

Минерализация бурового раствора и его фильтрата, точнее их удельное сопротивление $\rho_ф$, неоднозначно влияет на эффективность различных геофизических методов. Наиболее типично и успешно для большинства районов бурение на пресном глинистом растворе ($\rho_ф > \rho_в$), для которого характерно выделение коллекторов и пород с низкой глинистостью отрицательными аномалиями на диаграмме ПС и выделение коллекторов по положительным приращениям на диаграммах микрозондов. С ростом минерализации глинистого раствора и приближением значения $\rho_ф$ к значению $\rho_в$ резко снижается эффективность методов ПС и микрозондов как средств выделения коллектора, а также существенно уменьшается эффективность индукционного метода и БКЗ для изучения разрезов с высокими удельными электрическими сопротивлениями.

Одновременно приближение $\rho_ф$ к $\rho_в$ создает более благоприятные условия для оценки продуктивности коллектора по комплексу разноглубинных методов электрометрии, поскольку при $\rho_ф = \rho_в$ в продуктивных коллекторах формируются зоны только понижающего проникновения ($\rho_{зп} < \rho_{нп}$), а в водоносных – $\rho_{зп} \approx \rho_{вп}$.

Таким образом, наиболее благоприятными для проведения ГИС являются пресные буровые растворы с УЭС в пределах от 0,8 до 2 Ом·м, дальнейшее снижение крайне нежелательно. Но если какие-то веские обстоятельства заставляют опускать величину УЭС ниже 0,8 Ом·м, нужно снижать её до уровня УЭС пластовой воды. Это особенно уместно делать в карбонатном разрезе. Поиски компромисса на уровне от 0,2 до 0,3 Ом·м, как показала практика, хорошего результата не дают.

Последние годы при бурении скважин иногда применяют в каче-

стве промывочной жидкости нефильтрующиеся растворы. Наиболее широкое применение получили растворы на непроводящей основе: известково-битумные (ИБР) и инвертные водоэмульсионные (ВИЭР). Для ГИС важнейшими их особенностями являются огромное удельное сопротивление и отсутствие (или очень малое) проникновения в коллекторы. Из этих особенностей растворов вытекают ограничения использования геофизических методов: в их комплекс возможно включение только тех, для которых не требуется прямой электрический контакт с породой. Из электромагнитных методов в этих условиях применимы только индукционный зонд и волновой диэлектрический метод. Отсутствие глинистых корок не позволяет использовать традиционные методы выделения коллекторов. В то же время создаются благоприятные условия для изучения характера насыщения последних геофизическими методами средней и малой глубинности (например, ядерными и акустическими).

В заключение следует упомянуть о некоторых специфических требованиях к параметрам буровых растворов (жидкости в скважине), существенно влияющим на качество ГИС.

Это прежде всего УЭС раствора, о чём уже было сказано. В последние годы расширилось применение сильных электролитов (прежде всего водного раствора KCl) при составлении композиций промывочных жидкостей, что катастрофически снижает их УЭС и делает непригодными для получения качественных материалов электрометрии и промышленной оценки коллекторов, особенно в терригенном разрезе. Потеря полноценных материалов ПС, ВИКИЗ, ИК для интерпретации терригенного разреза невосполнима, даже если недропользователи согласятся на применение в каждой скважине динамических методик ГИС (см. гл. 3) и прямых (ИПТ) методов исследования.

Другой химический реагент, часто входящий в современные промывочные жидкости, полиэтиленгликоль, не оказывая существенного

влияния на УЭС раствора, снижает диффузионно-адсорбционный потенциал, определяющий амплитуду диаграммы ПС. Лабораторные замеры показали снижение $U_{да}$ на 30–40% при содержании ПЭГ в 1% мас. и на 60% при 5% мас.

При проведении газового каротажа (геолого-геохимических исследований) недопустимы добавки в буровой раствор нефтепродуктов, нефти, особенно сырой. Если по технологии бурения такие добавки неизбежны (обычно это аварийные или предаварийные ситуации), необходимо озадачить буровую бригаду:

– сырую нефть дегазировать, тогда остаётся возможность продолжать геохимические наблюдения хотя бы по газообразным компонентам до нормализации ситуации;

– с нормализацией ситуации буровой раствор очистить от нефти и освежить или заменить новым.

При проведении ядерно-магнитного каротажа к качеству жидкости в скважине также предъявляются определённые требования. Магнитная восприимчивость её должна не превышать $400 \cdot 10^{-6}$ ед. СИ (или $5000 \cdot 10^{-6}$ ед. СГСМ). Другим мешающим фактором является наличие в скважине свободной воды или нефти, которые создают сигнал свободной прецессии, накладывающийся на ССП от пласта. Другими словами, вода (нефть) может присутствовать только в связанном виде – с глинистыми частицами, возможно, в мелких порах шлама. Помеха от свободной воды может быть устранена введением в скважинную жидкость небольшого количества ферромагнитного порошка, например, магнетита.

§ 4. Оценка качества материалов

Первичную оценку качества полученных материалов ГИС осуществляет сам исполнитель работ – начальник или оператор партии (отря-

да). Она сводится к сопоставлению полученных диаграмм с типовым разрезом данной площади (месторождения, региона), увязке электронных и магнитных меток в рабочих файлах, увязке глубин всех диаграмм, проверке масштабов физических величин. Если исполнитель обнаруживает сбои или недостатки регистрации того или иного метода, он повторяет этот замер.

Вторичный контроль качества осуществляется при приёмке интерпретационной службой материалов от партии (отряда). Сдаче-приёмке подлежат:

– заказ на проведение геофизических исследований в скважине и программа их;

– акт о готовности скважины к проведению ГИС;

– акт о выполнении исследований по взаимосогласованной между заказчиком и исполнителем форме;

– файл-протокол выполненных исследований;

– рабочие файлы;

– файлы недропользователя.

Качество материала оценивается по следующим критериям:

– наличие и воспроизводимость результатов периодической и полевой калибровок для каждого метода исследований;

– постоянство и соответствие шага дискретизации (по глубине) указанному в заказе;

– соответствие масштаба цифровой регистрации цене младшего разряда цифрового кода в единицах измеряемого параметра;

– соблюдение по всему интервалу исследований заданных скоростей передвижения записывающих приборов;

– наличие перекрытия с предыдущим интервалом исследований, повторной и контрольной записей протяжённостью не менее 50 м при наличии не менее двух меток глубин. Воспроизводимость данных в этих случаях должна находиться в пределах технических или инструктивных допусков;

– расхождение глубин в интервалах перекрытий не превышает следующих значений, м (в скобках глубина исследований, км):

(0,5)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(> 6)
0,5	1	1,5	2	2,5	3	4	5;

– соблюдение ряда частных критериев, установленных геофизическим предприятием и/или недропользователем с учётом накопленного опыта в районе работ (например, особенности показаний микрозондов в глубоких кавернах; показаний нейтронных методов в кавернах при различной минерализации буровых растворов; показания различных методов в опорных пластах и мн. др.).

В производственной практике принято оценивать качество материалов ГИС в трёх градациях: хорошо, удовлетворительно, брак.

Первая оценка присваивается тем материалам, которые выполнены в полном соответствии с требованиями заводских технических инструкций к каждому виду аппаратуры и руководящих отраслевых документов, сейчас это прежде всего «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» 2001 г. [18].

Вторую оценку заслуживают материалы, в которых результаты измерений не выходят за пределы допустимых погрешностей, но обоснование вывода недостаточно полно и строго: отсутствует до 20% меток глубин; отсутствует одна из калибровок (до или после замера), небольшие разрывы в записи отдельных методов, отсутствие контрольных и повторных записей, если оценка погрешностей может быть выполнена иным путём (например, по известным значениям параметра в хорошо изученной части разреза); отсутствие некоторых данных в заголовке диаграммы; иные упущения, которые не препятствуют использованию диаграммы при составлении комплексного заключения.

Оценку «брак» получает тот материал, который записан с погрешностью большей, чем допустимая, причём оценка меры искажения и приемлемая коррекция невозможны. Такой материал в количественную обработку не вводится и практически при составлении заключения не используется.

Для более полного изучения затронутых в данной главе вопросов рекомендуются работы [17, 18, 20] согласно «Списку используемой литературы», помещённому в конце настоящего тома.

Глава 2. ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Литологическое расчленение разреза скважины выполняют по данным полного комплекса ГИС. Методику расчленения рассмотрим на примерах наиболее типичных разрезов для скважин, пробуренных на глинистом растворе.

§ 1. Терригенный разрез

Литологическое расчленение разреза по данным ГИС проводят по следующей схеме:

а) разделение пород на коллекторы и неколлекторы;

б) выделение среди коллекторов и неколлекторов отдельных литологических разностей.

Выделению коллекторов посвящена гл. 3 данной книги; здесь же рассмотрим только вопросы разделения пород на классы неколлекторов.

В терригенном разрезе в неколлекторы входят прежде всего глины, которые выделяются на кавернограмме в интервалах увеличения диаметра скважины по сравнению с номинальным. К неколлекторам относят также породы, отмечаемые номинальным значением диаметра на кавернограмме. Глинам соответствуют наиболее высокие показания ПС и ГК, низкие удельные сопротивления, наиболее низкие показания НГК и микрозондов, наиболее высокие значения ΔT (dT) (рис. 2.1). В остальной части разреза (за исключением коллекторов и глин) выделяют

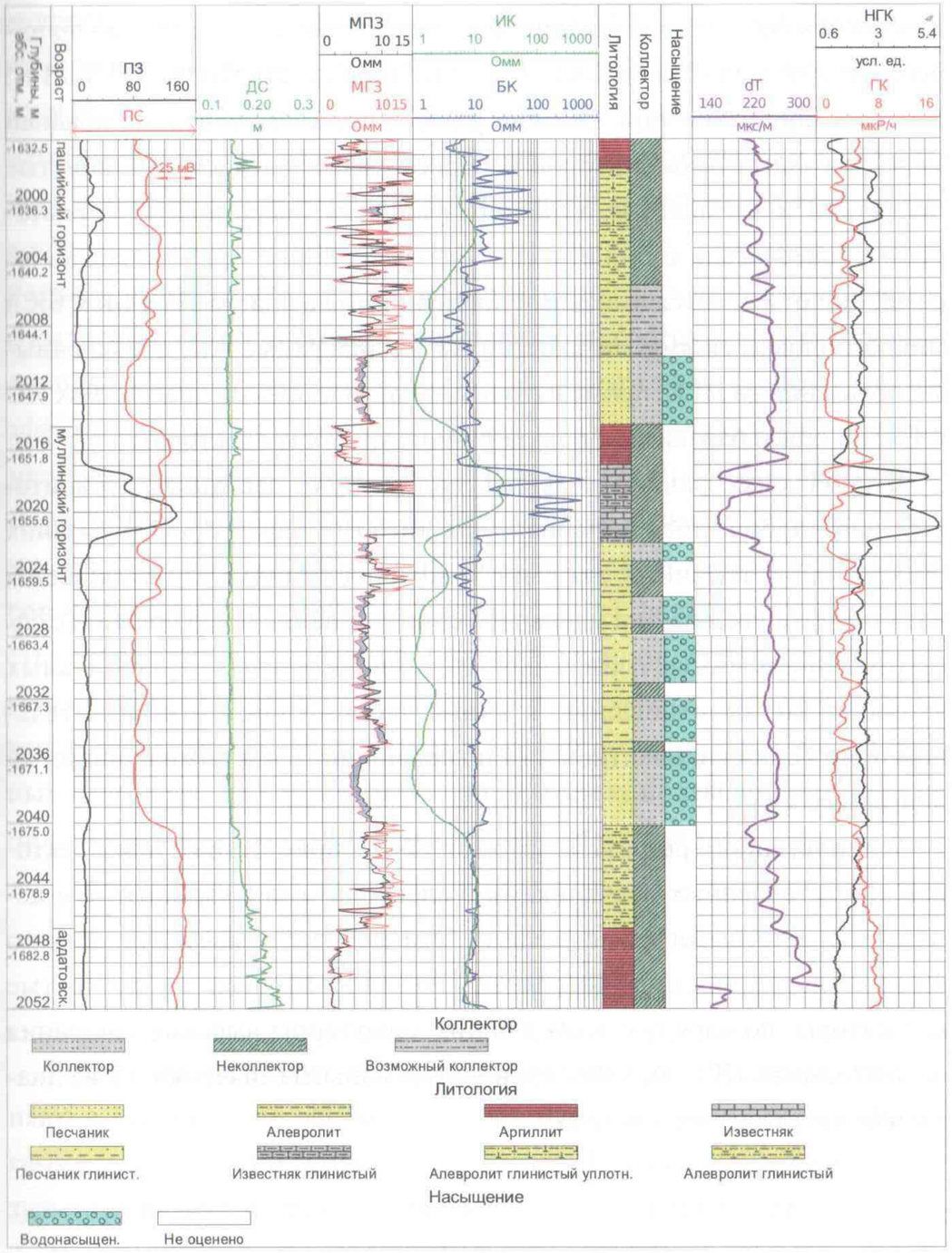


Рис. 2.1. Пример литологического расчленения и выделения коллекторов в терригенных отложениях по данным ГИС

классы неколлекторов с различной глинистостью и пористостью по диаграммам методов глинистости (ПС, ГК), пористости (ННК-Т, АК, ГГК) и метода сопротивлений. Обычно удаётся четко выделить, по крайней мере, два класса неколлекторов. К первому классу относятся глинистые песчаники и алевролиты, характеризующиеся более низкой пористостью и более высокой глинистостью по сравнению с худшими коллекторами; они отмечаются высокими показаниями на диаграммах БКЗ, БК и микрозондов, низкими значениями ΔТ на диаграмме АК, повышенными показаниями НГК, промежуточными значениями на диаграммах ПС и ГК, но более близкими к показаниям в худших коллекторах.

Второй класс включает глины, содержащие песчаный, алевритовый или карбонатный материал, для которых характерны показания всех методов, типичные для глин. Некоторое отличие их заключается в небольшом увеличении удельного сопротивления по сравнению с сопротивлением чистых глин, в наличии незначительных отрицательных аномалий ПС по отношению к линии чистых глин и в незначительном понижении радиоактивности по сравнению с чистыми глинами на диаграмме ГК.

В терригенном разрезе возможно также присутствие неколлекторов, представленных песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом и плотными известняками. Эти породы отмечаются обычно низкими показаниями на диаграммах ПС и ГК – такими же, как чистые коллекторы; но наряду с этим для них характерны высокие показания на диаграммах НГК, микрозондов и минимальные значения ΔТ на диаграмме акустического метода.

§ 2. Карбонатный разрез

Карбонатный разрез расчленяют по данным ГИС следующим образом. Сначала выделяют межзерновые коллекторы. В остальной части

разреза проводят литологическое расчленение с выделением сложных коллекторов и коллекторов различных видов. Рассмотрим методику такого расчленения. Методика же выделения межзерновых коллекторов изложена в гл. 3. Вначале выделяют интервалы, соответствующие глинам (по тем же признакам, что и в терригенном разрезе) и карбонатным породам с повышенным содержанием нерастворимого остатка, которые отмечаются повышенными значениями $U_{ПС}$ (иногда на уровне линии глин) и естественной радиоактивности. Карбонатные породы с высокими значениями $U_{ПС}$, как правило, являются неколлекторами и лишь в редких случаях могут быть трещинным коллектором с низкой эффективной пористостью. Остальная часть разреза (за исключением межзерновых коллекторов, глин и пород с повышенным содержанием нерастворимого остатка), представленная низкопористыми чистыми известняками и доломитами, расчленяется на классы неколлекторов и кавернозно-трещинных коллекторов по фильтрационным свойствам и на классы известняков, доломитов и промежуточных литологических разностей по минеральному составу скелета. Первая задача может быть решена по диаграммам стандартного комплекса и специальных исследований ГИС, вторая – по данным комплексной интерпретации диаграмм ННК-Т, ГГК и акустического метода (рис. 2.2).

§ 3. Хемогенный разрез

Разрез, представленный гидрохимическими отложениями, расчленяют в основном по данным ядерных методов – нейтронного (НГК), гамма-метода (ГК) и гамма-гамма-метода (ГГК) с использованием результатов акустического метода и кавернометрии (рис. 2.3).

В этом разрезе по данным ГИС устанавливается наличие следующих литологических разностей: гипса – по низким показаниям НГК, соответствующим высокому водородосодержанию, при низкой пористости (менее 1%) – по данным ГГК и АК; ангидрита – по высоким

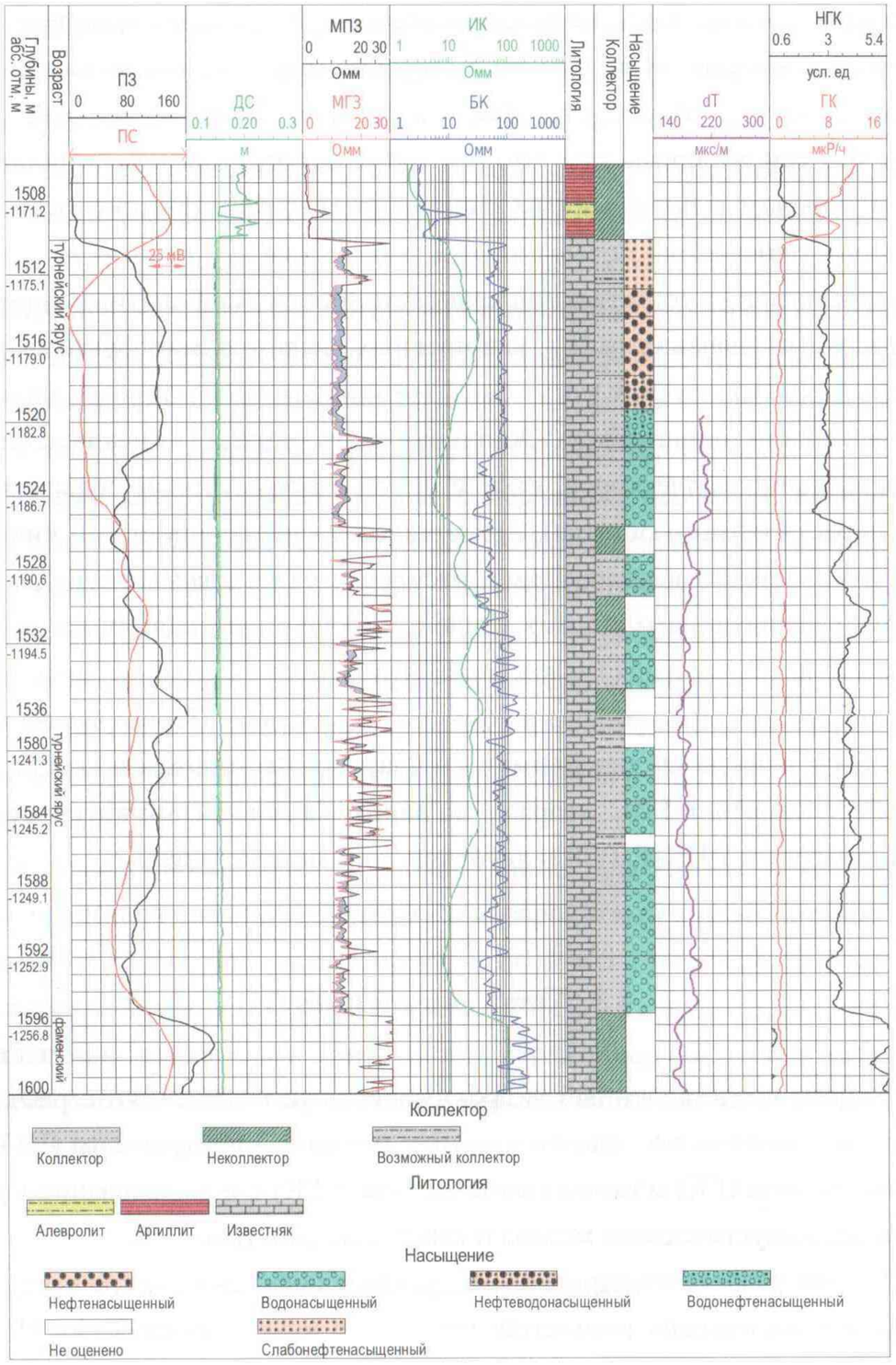


Рис. 2.2. Пример литологического расчленения карбонатного разреза по данным ГИС

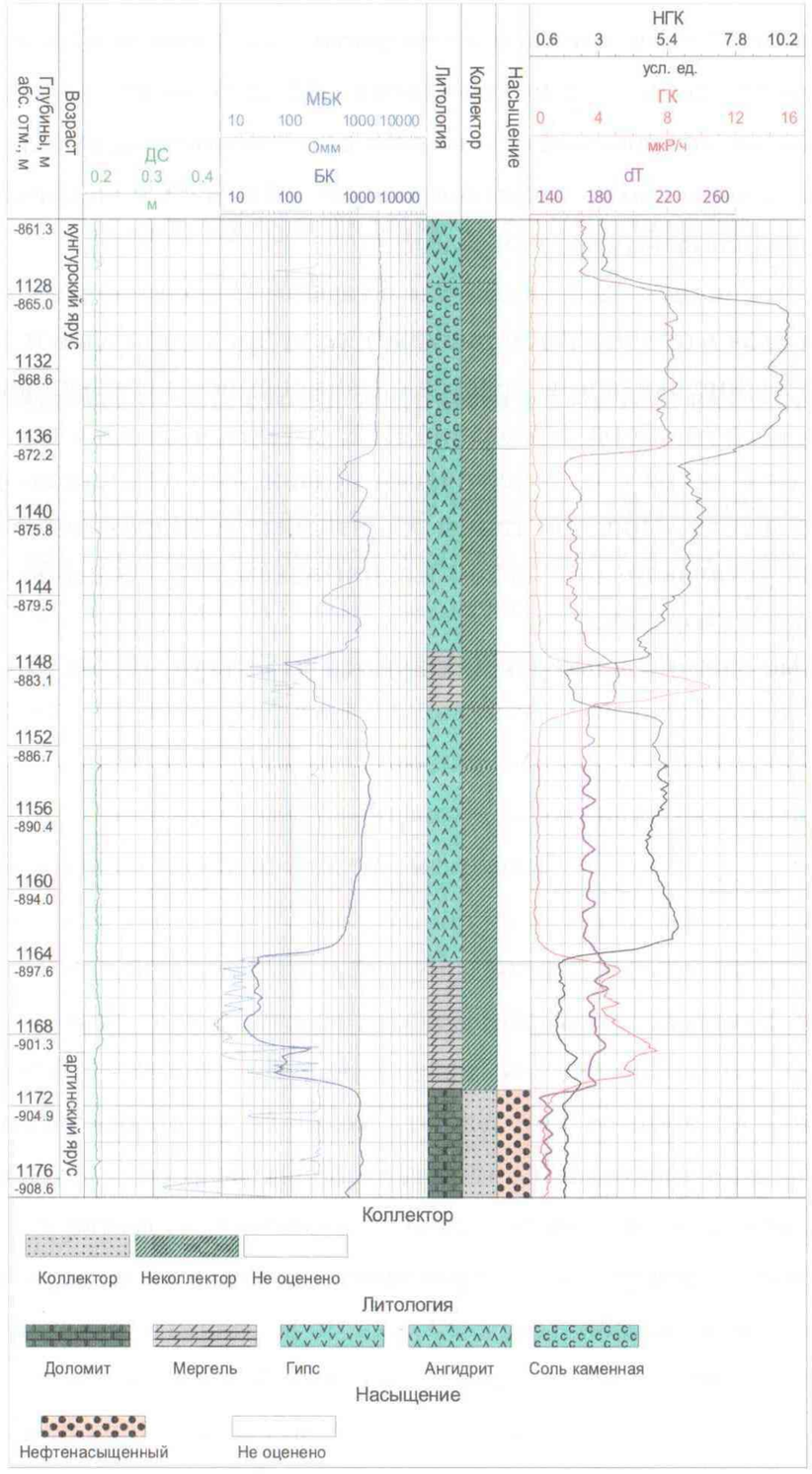


Рис. 2.3. Пример литологического расчленения хемогенного разреза по данным ГИС

показаниям НГК, при низкой пористости – по данным ГГК и АК; каменной соли – по высоким показаниям НГК при увеличении диаметра скважины на кавернограмме и низкой естественной радиоактивности; калийных солей – по высоким показаниям НГК и ГК и увеличению диаметра скважины на кавернограмме.

Увеличение диаметра скважины в каменных солях может и не происходить (как в приведённом рисунке), если проходка солей и дальнейшее углубление скважины ведётся с применением пересыщенного солью бурового раствора. Показания НГК остаются самыми высокими в разрезе, от 8 до 10 у. е., практически независимо от степени размыва соляного пласта. Прослои глины и аргиллита в гидрохимических отложениях устанавливают по тем же признакам, что и в карбонатном и терригенном разрезах.

По теме данной главы рекомендуются работы [8, 10, 20, 26].

Глава 3. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ СКВАЖИН

§ 1. Модель коллектора, вскрытого буровой скважиной

Большая часть открытых залежей нефти и газа связана с межзерновыми коллекторами. Основной опыт выделения и изучения коллекторов геофизическими методами накоплен для межзерновых коллекторов, пройденных скважиной с использованием пресного глинистого раствора при изучении разреза в необсаженном стволе. Коллекторы отличаются от вмещающих пород проницаемостью, пористостью, отсутствием или низким уровнем глинистости, что и является предпосылкой для выделения их геофизическими методами.

Рассмотрим основные процессы, происходящие в коллекторе межзернового типа, вскрываемом при бурении на пресном глинистом растворе (фильтрат глинистого раствора менее минерализован, чем пластовая вода). В процессе бурения скважины параметры бурового раствора поддерживаются на таком уровне, при котором гидростатическое давление столба раствора в скважине превышает пластовое давление. Эта разность давлений (репрессия) вызывает проникновение фильтрата раствора в проницаемые породы, а твёрдые частицы из бурового раствора оседают на стенке скважины, образуя т. н. глинистую корку. Глинистая корка обычно имеет очень низкую проницаемость и существенно снижает скорость фильтрации в пласт.

В непосредственной близости к стенке скважины практически вся пластовая вода и некоторая часть углеводородов (если они были) вы-

мываются и оттесняются вглубь пласта. Образуется «промытая зона» небольшой толщины (по-видимому, до 10–30 см), удельное сопротивление которой может быть описано на основе уравнения Дахнова-Арчи следующим образом:

$$\rho_{пп} = P_п \cdot \rho_ф \quad \text{для водоносного пласта,} \qquad (3.1)$$

$$\rho_{пп} = \frac{P_п}{(1 - K_{он})^2} \cdot \rho_ф \quad \text{для продуктивного пласта,} \qquad (3.2)$$

здесь $P_п$ – параметр пористости,

$\rho_ф$ – удельное сопротивление фильтрата,

$K_{он}$ – коэффициент остаточного нефтенасыщения в промытой зоне.

Остаточное нефтенасыщение в промытой зоне зависит от ряда факторов, в частности, от вязкости нефти, увеличиваясь для более вязких нефтей и в более гидрофобных коллекторах.

По мере удаления от стенки скважины перемещения пластовых флюидов постепенно уменьшаются, образуя переходную зону («зону проникновения»), в которой удельное сопротивление последовательно изменяется от $\rho_{пп}$ до $\rho_п$ в незатронутой проникновением части пласта (рис. 3.1).

Иногда, в нефте- или газонасыщенных пластах, где подвижность углеводородов, благодаря различию относительных фазовых проницаемостей, выше, чем у воды, нефть или газ удаляются из зоны проникновения быстрее, раньше, чем связанная вода. В этом случае на краю зоны проникновения, при переходе к незатронутой части пласта может сформироваться кольцевая («окаймляющая») зона с высоким насыщением пластовой водой, своеобразный вал пластовой воды. Если $\rho_в$ ниже $\rho_ф$, эта окаймляющая зона будет иметь $\rho_{оз}$, меньше, чем $\rho_{пп}$ и $\rho_п$. Такая зона образуется не во всех нефтенасыщенных пластах, а если и образуется, то обычно со временем исчезает. В практике интерпретации материалов ГИС имеется немало примеров, подтверждающих представление

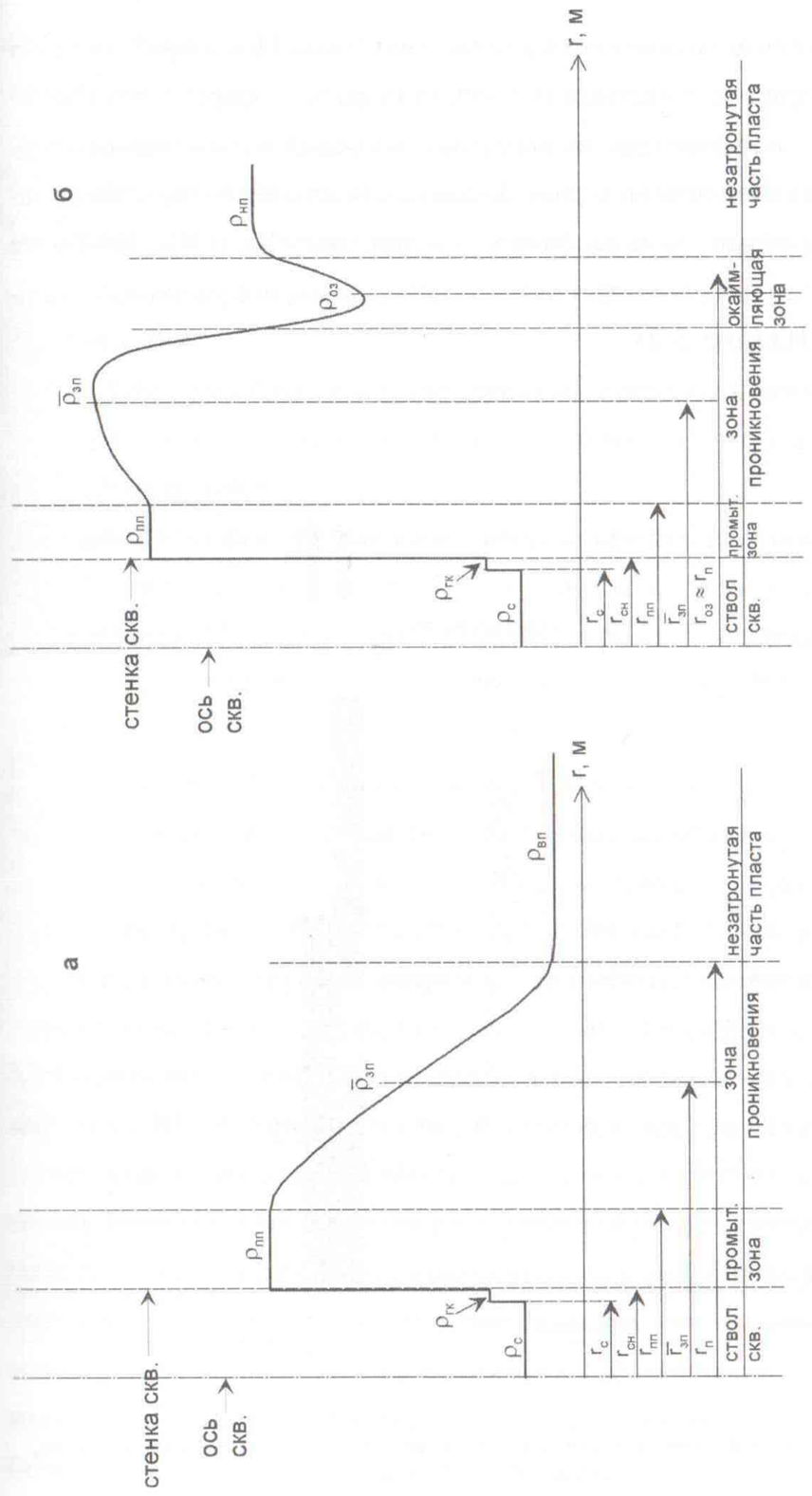


Рис. 3.1. Изменение удельного сопротивления исследуемых сред в радиальном направлении от оси скважины до незатронутой части водоносного (а) и продуктивного (б) пласта-коллектора

$r_с$, $r_{сн}$, $r_{пп}$, $\bar{r}_{зп}$, $r_{оз} \approx r_п$ – радиусы скважины фактический и номинальный, промытой зоны, зоны проникновения средний, окаймляющей зоны и незатронутой части пласта;

$\rho_с$, $\rho_{ГК}$, $\rho_{пп}$, $\bar{\rho}_{зп}$, $\rho_{оз}$, $\rho_п$ – удельные сопротивления названных сред

о существовании низкоомной окаймляющей зоны. При обработке БКЗ встречаются кривые зондирования «нестандартной» формы, хотя хорошее качество электрометрии не вызывает сомнений на основании опорных (без проникновения) пластов. Такого же рода «несоответствия» замечаются при совместном рассмотрении диаграмм БК и ИК. Наиболее убедительные примеры можно найти в материалах, полученных с аппаратурой ВИКИЗ (рис. 3.2).

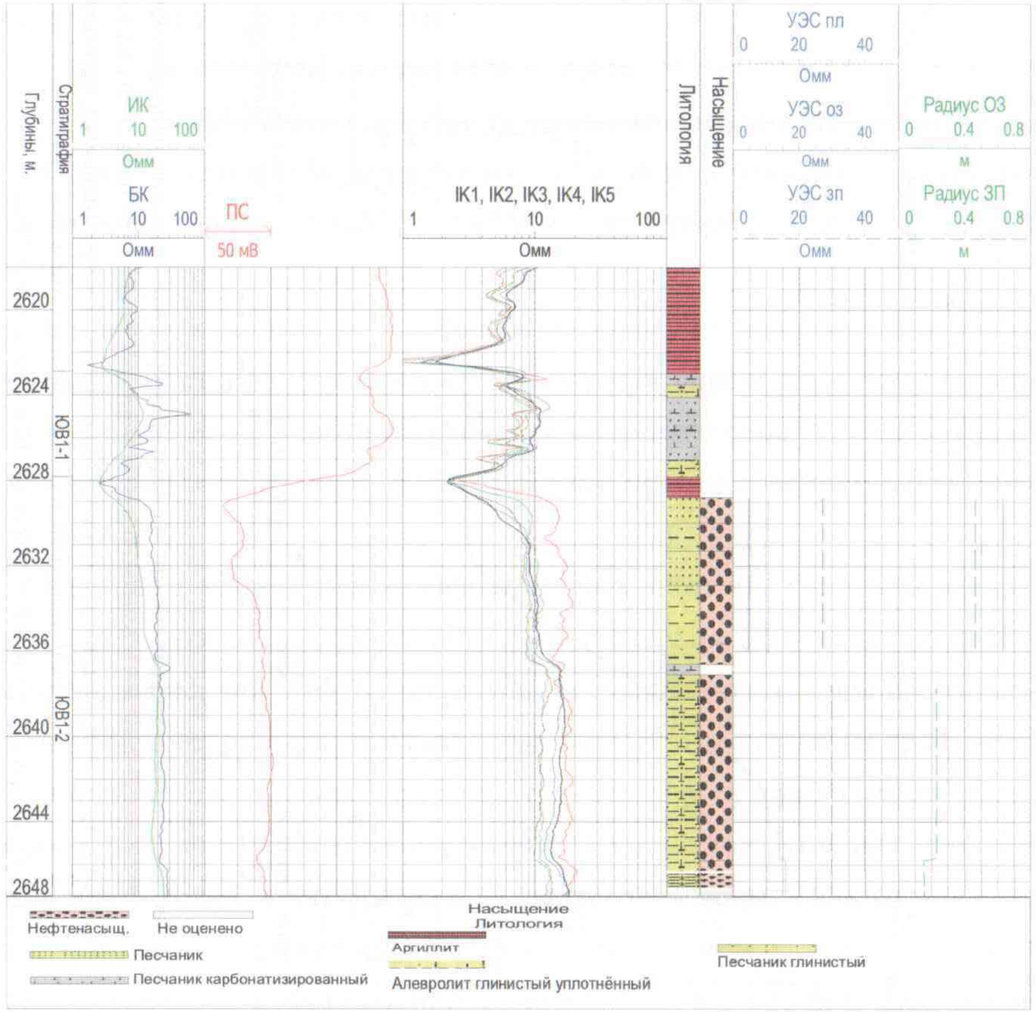


Рис. 3.2. Пример чёткого выделения «окаймляющей зоны» в продуктивном пласте, интервал 2629–2636 м

В трещиноватых породах фильтрат бурового раствора легко (и, возможно, глубоко) проходит в открытые трещины, но очень мало проникает в низкопроницаемые блоки матрицы. В итоге лишь ничтожная часть пластовых жидкостей может быть перемещена под действием фильтрата даже в непосредственной близости к стенке скважины. Поэтому удельное сопротивление ближней зоны и удалённой части пласта мало различаются и не могут быть описаны приведёнными выше уравнениями.

Прежде чем перейти к выделению коллекторов с помощью геофизических методов в разрезах скважины, отметим, что эта задача решается тремя путями:

– используются прямые качественные признаки, основанные на существовании высокой пористости и проницаемости коллектора и на проникновении в коллектор фильтрата бурового раствора; такой путь приемлем в тех разрезах, где имеется чёткое различие между коллекторами и неколлекторами;

– в разрезе, где нет такого чёткого деления пород, приходится отыскивать косвенные признаки, основанные на отличии коллектора от вмещающих пород по пористости, проницаемости, глинистости и другим параметрам, и обосновывать их критические значения;

– в ещё более трудных разрезах, где имеются коллекторы сложных типов (трещинные, кавернозно-трещинные, повышенной глинистости, вулканогенные), приходится прибегать к применению специальных методик ГИС, которые назовём динамическими. Они состоят в проведении измерений каким-либо геофизическим методом до и после целенаправленного воздействия на изучаемый разрез изменением состава и давления жидкости в стволе скважины и в сравнении полученных диаграмм. В результате пласты-коллекторы можно отличить по их изменившимся геофизическим параметрам от вмещающих непроницаемых пород, где не наблюдается заметных изменений. Наконец, в наиболее сложных случаях требуется применять прямые поиски коллек-

торов с помощью пластоиспытателя на трубах, проводя испытания небольшими (единицы, до десятка м) интервалами.

§ 2. Признаки коллекторов в показаниях методов ГИС

Основными качественными признаками коллекторов межзернового типа являются:

– сужение диаметра скважины d_c по сравнению с номинальным $d_{сн}$ (диаметр долота), фиксируемое на кавернограмме, микрокавернограмме, профилограмме; наличие глинистой корки на коркограмме;

– наличие положительных приращений на диаграмме микрозондов (показания потенциал-микрозонда $\rho_{к\ МПЗ}$ выше показаний градиент-микрозонда $\rho_{к\ МГЗ}$, при этом значения $\rho_{к\ МПЗ}$ и $\rho_{к\ МГЗ}$ невысокие (см. рис. 2.1 и 2.2);

– наличие радиального градиента удельного сопротивления, устанавливаемого при сравнении удельного сопротивления породы, определенного по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования (включая БКЗ, ВИКИЗ);

– изменение во времени показаний различных геофизических методов, отражающее формирование во времени зоны проникновения фильтрата бурового раствора в коллектор;

– отрицательные аномалии на диаграммах ПС;

– пониженные или низкие показания нейтронных методов;

– увеличенные интервальные времена на диаграммах акустического метода по скорости;

– низкие и очень низкие показания метода ГК как свидетельство отсутствия (или низкого содержания) в породе глинистого компонента.

Сужение диаметра на диаграммах методов, исследующих профиль скважины, указывает на присутствие глинистой корки на стенке скважины против исследуемого пласта, что является одним из признаков коллектора. Поскольку исследования каверномером входят в стандартный комплекс изучения терригенного разреза, этот признак коллектора широко используют при массовой обработке геофизических материалов. Наличие корки не является признаком коллектора в следующих случаях:

– против тонких плотных прослоев, расположенных в мощном пласте-коллекторе; глинизация стенки скважины происходит в них благодаря «размазыванию» корки, образовавшейся в коллекторе выше и ниже;

– в призабойной зоне ствола скважины, вскрывшей неколлекторы, где сужение диаметра скважины может быть вызвано осаждением частиц шлама;

– в любых участках разреза, не являющихся коллектором, где образуются сальники, обусловленные низким качеством глинистого раствора или неудовлетворительной подготовкой скважины к промыслово-геофизическим исследованиям.

Нередко полагают, что толщина глинистой корки является характеристикой проницаемости коллектора. В действительности толщина корки зависит, в первую очередь, от качества глинистого раствора – чем хуже качество раствора (т. е. чем выше его водоотдача и ниже коллоидальность), тем при прочих равных условиях толще корка. Поэтому наличие корки большой толщины является, прежде всего, признаком неудовлетворительного качества раствора. Только на ограниченном участке отдельной скважины, пройденном при постоянном режиме бурения, толщина корки может являться качественной характеристикой проницаемости.

Положительные приращения на диаграмме микрозондов – надёжный признак межзернового коллектора в той мере, в какой

надёжен признак наличия глинистой корки. Следовательно, в рассмотренных выше случаях, когда присутствие корки не является признаком коллектора, нельзя считать признаком коллектора и положительные приращения.

Положительные приращения в коллекторе на диаграммах микрозондов могут отсутствовать при следующих условиях:

– глинистая корка имеет большую толщину (более 2 см); показания микрозондов одинаковы, поскольку при этом потенциал-микрозонд, как и градиент-микрозонд, исследует глинистую корку;

– водоносный коллектор имеет очень высокую проницаемость как по напластованию, так и по нормали к напластованию; в результате расформирования промытой зоны удельное сопротивление среды, исследуемой потенциал-микрозондом, близко к удельному сопротивлению глинистой корки $\rho_к$.

При бурении скважин на технической воде кавернограммы и диаграммы микрозондов обычно не используют для выделения в разрезе межзерновых коллекторов, поскольку заметных глинистых корок при фильтрации в коллекторы не образуется. Если в разрезе скважины, пробуренной на воде, имеются мощные пласты глин и глинистых пород, содержание глинистого материала в промывочной жидкости в процессе бурения становится значительным; в этом случае отдельные пласты-коллекторы могут отмечаться сужением диаметра и соответственно положительными приращениями на диаграмме микрозондов.

Наличие проникновения фильтрата бурового раствора в пласт устанавливают, сравнивая значения удельного сопротивления породы, полученные при интерпретации диаграмм электрических методов с различным радиусом исследования r, т. е. изучая характер изменения удельного сопротивления породы в радиальном направлении по нормали к оси скважины (см. рис. 3.1). При

этом по данным интерпретации устанавливают либо наличие радиального градиента сопротивления, либо его отсутствие. Наиболее распространённый способ установления радиального градиента сопротивления – интерпретация кривых бокового электрического зондирования. При интерпретации кривых БКЗ в пластах-коллекторах большой мощности получают кривые зондирования, характеризующие проникновение, повышающее ($\rho_{зп} > \rho_п$) или понижающее ($\rho_{зп} < \rho_п$) удельное сопротивление пласта, и двухслойные кривые ($\rho_{зп} = \rho_п$).

Кривые БКЗ типа $\rho_р < \rho_{зп} > \rho_п$ характерны:

1) для водоносных коллекторов, насыщенных минерализованной пластовой водой ($С_в > 20$ г/л); в этом случае величина $\rho_{зп}$ существенно превышает $\rho_п$;

2) для продуктивных коллекторов с высоким содержанием остаточной воды, обусловленным либо значительной глинистостью коллектора, либо близостью по вертикали к ВНК;

3) для слоистых продуктивных коллекторов, представленных чередованием тонких прослоев коллекторов и глин.

В практике интерпретации используют также другие приемы обнаружения радиального градиента сопротивления; они основаны на сопоставлении истинных или кажущихся значений удельного сопротивления, получаемых по диаграммам обычных или фокусированных зондов с различным радиусом исследования. Для решения рассматриваемой задачи чаще всего сопоставляют значения $\rho_к$ пар зондов (лучше в логарифмическом масштабе): МБК и БК или БК и ИК (рис. 3.3).

Вследствие непрерывного формирования зоны проникновения в коллекторах показания методов электрометрии, кавернометрии (в первую очередь) в интервалах залегания коллекторов во времени изменяются, что позволяет, сравнивая диаграммы одного и того же метода, зарегистрированные в различное время в одинаковом

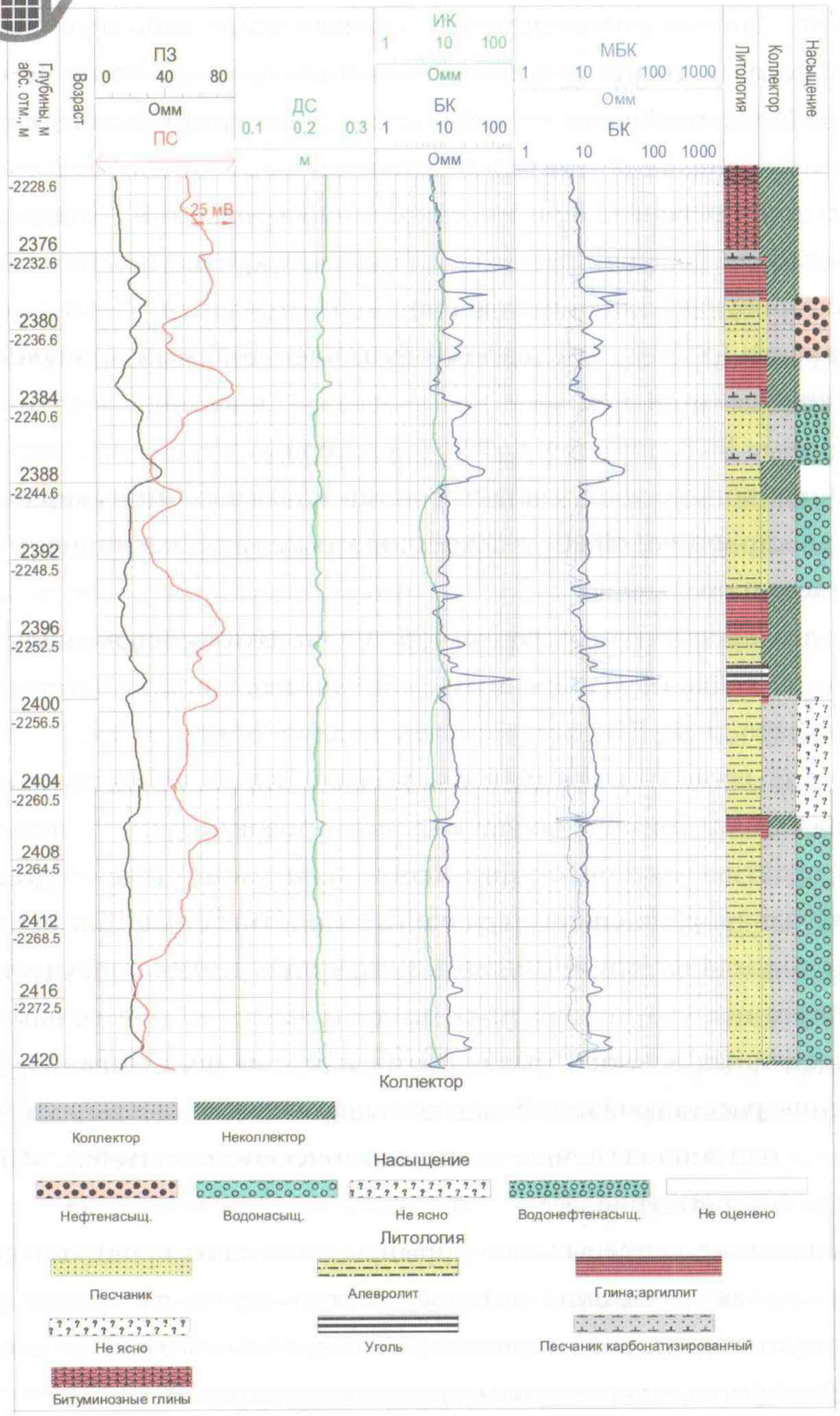


Рис. 3.3. Выделение коллекторов в терригенном разрезе по данным ГИС

масштабе, выделять коллекторы по расхождению показаний (при совпадении показаний в интервалах плотных пород).

При оптимальных условиях проведения первого и повторных замеров коллекторы отмечаются во времени увеличением толщины глинистой корки, изменением показаний на диаграммах микрозондов, в первую очередь потенциал-микрозонда, изменением показаний на диаграммах различных зондов, а также фокусированных зондов электрометрии. Наиболее отчетливое изменение показаний методов электрометрии во времени происходит в условиях ярко выраженного проникновения, повышающего или понижающего удельное сопротивление пласта в зоне проникновения; при незначительном различии удельных сопротивлений зоны и неизмененной части коллектора не следует ожидать существенного изменения во времени показаний методов электрометрии.

Рассмотренные геофизические методы выделения межзерновых коллекторов неприменимы в скважинах, бурящихся с раствором на нефильтрующейся основе (РНО) вследствие самой природы такого раствора, исключающей возможность фильтрации в породы-коллекторы промывочной жидкости и появления признаков коллектора, связанных с образованием зоны проникновения. Поэтому в скважинах, бурящихся с этим раствором, коллекторы выделяют по количественным признакам, используя граничные значения параметров, соответствующие границе коллектор-неколлектор. Из методов ГИС используются нейтронные, плотностной, акустический и глинистости (ГК).

Остальные качественные признаки коллекторов в показаниях других методов ГИС (ПС, НГК, АК, ГК) вытекают из самой физической сущности этих методов.

В песчано-глинистых отложениях кривая ПС позволяет отличать песчано-алевритовые пласты (пески, песчаники, алевриты, алевролиты) от глин: при прямой ПС песчано-алевритовые пласты отмечаются минимумами потенциала на кривой ПС.

Против нефтегазоносных песчано-алевритовых пластов ПС обычно такая же, как и против водоносных. Наблюдаемая в ряде случаев по площади разница в амплитудах отклонения кривой ПС против неглинистых водоносных и нефтеносных пластов связана с различной минерализацией пластовых вод (в нефтегазоносном пласте пластовой водой считается остаточная вода).

Э. д. с. ПС непосредственно не связана ни с пористостью, ни с проницаемостью пластов; поэтому в общем случае ПС нельзя использовать для количественной оценки этих параметров. Исключение могут составить отдельные частные случаи, когда пористость или проницаемость косвенно связана с определяющими э. д. с. ПС свойствами пласта – относительной глинистостью.

Против карбонатных пластов наблюдаются самые различные отклонения кривой ПС – от небольших до имеющих такую же амплитуду, как и против чистых песчаных пластов. В ряде случаев амплитуда отклонения кривой ПС против чистых карбонатных пород даже несколько больше, чем против песчаных.

Амплитуды отклонения кривой ПС против карбонатных пластов в основном определяются их относительной глинистостью: чем больше относительное содержание глинистого материала, тем больше вероятность того, что против пласта будет получена сниженная амплитуда отклонения кривой ПС. Сильно глинистые карбонатные пласты отмечаются на кривой ПС так же, как и глины.

Кривая ПС в карбонатном разрезе усложнена большим влиянием пластов высокого сопротивления на поле токов ПС.

Как известно, показания нейтронного каротажа, в первую очередь, зависят от водородосодержания породы и обратно пропорциональны ему.

Показания нейтронного каротажа против песков, песчаников, алевролитов и пористых разностей карбонатных пород определя-

ются их пористостью и содержанием в них глинистого материала. Песчано-алевролитовые пласты чаще всего отмечаются повышенными по сравнению с глинистыми показаниями НК, хотя иногда наблюдается противоположная картина. Против пористых и глинистых карбонатных пород кривая НК проходит выше, чем против глин, что связано с меньшей пористостью этих пород.

Гипсы ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$), содержащие большое количество химически связанной воды, отмечаются минимумами кривой НК, так же, как глинистые и высокопористые пласты. Загипсованность пластов снижает показания НК против них.

Следует помнить, что похожие на проявление коллектора снижения показаний нейтронных методов могут быть вызваны присутствием в породах даже небольших количеств элементов с аномальным сечением захвата нейтронов (бор, гадолиний, литий).

Скорость распространения упругих волн в породе при акустическом каротаже зависит от минералогического состава пласта, его пористости и присутствия глинистого компонента. Поэтому при постоянном минералогическом составе увеличение интервального времени пробега волны в пласте свидетельствует о проявлении его пористости и/или глинистости. Влияние глинистости обычно можно учесть хотя бы на полуколичественном уровне, поэтому увеличение времени ΔT срабатывает как признак коллектора практически всегда. Следует остерегаться неучтённых изменений литологии, например, проявлений пропластков углей с высокими ΔT среди песчаников и аргиллитов.

Наконец метод ГК при выделении коллекторов выполняет функцию индикатора глинистости. Повышенные его показания свидетельствуют о проявлении глинистости, которая ещё не отрицает наличие коллектора. Высокие показания – это практически всегда неколлектор, либо это коллектор сложного типа – трещиноватый мергель или глинистый сланец, для локализации которого требуется применение более сложных и трудоёмких методик.

§ 3. Выделение коллекторов по количественным критериям

В случае отсутствия достаточного набора надёжных, проверенных практикой работ качественных признаков коллектора приходится прибегать к использованию количественных критериев для его выделения. Такая ситуация может возникнуть как по объективным (для интерпретатора), так и субъективным причинам:

– отсутствие чётких границ между пластами коллекторов и неколлекторов, пласты незакономерно чередуются с промежуточными разностями этих пород;

– отсутствуют или недостаточно качественны диаграммы ГИС, несущие качественные признаки коллектора – ПС, ГК, МК, ДС, БК, МБК, ИК, ВИКИЗ;

– бурение и ГИС проведены на высокоминерализованной промывочной жидкости или на технической воде;

– бурение и ГИС проведены на непроводящей и нефильтрующейся промывочной жидкости (когда электрометрия представлена только методами ИК и ВИКИЗ);

– скважина пробурена и до окончания ГИС поддерживается в состоянии равновесия пластового и забойного давлений.

Для разделения различных пластов разреза на коллекторы и неколлекторы отыскивается граничная величина одного из ФЭС, чаще всего пористости, определённой по данным ГИС.

С этой целью собирают представительные для региона работ и других районов со схожими условиями два массива данных.

Первый: результаты испытаний (опробований) пластов хотя бы на элементарном уровне («получен приток», «нет притока»); лучше, если есть более полные данные, например, отдельно по водоносным и продуктивным пластам, с оценкой дебита притока, депрессии на пласт, коэффициента продуктивности и т. п.

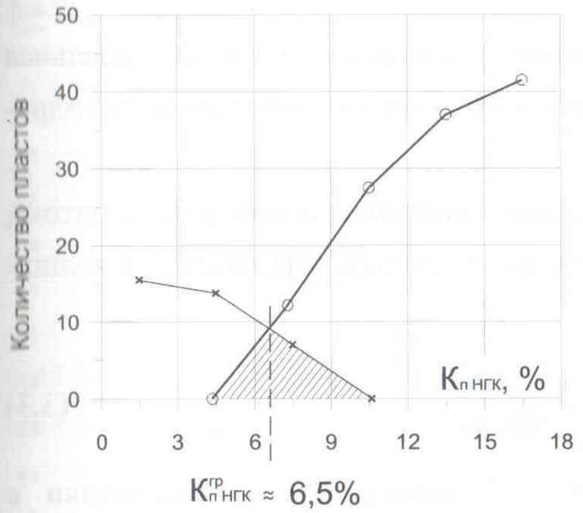


Рис. 3.4. Обоснование граничного значения $К_{п\,НГК}$ для разделения пластов на коллекторы (○) и неколлекторы (×) по статистике получения-неполучения притоков

Второй: во всех интервалах с известными результатами испытаний определить по данным ГИС доступные фильтрационно-емкостные свойства пластов или геофизические параметры, так или иначе отражающие эти свойства ($К_{п\,НГК}$, $К_{п\,АК}$, $К_{п\,ПС}$ и др. или $\Delta I_{НГК}$, ΔT, $\alpha_{ПС}$ и т. д.).

Имея эти данные, несложно отыскать статистически среднее граничное значение, скажем, пористости $К_{п\,НГК}$, разделяющее коллекторы и неколлекторы. Для этого строятся интегральные распределения (кумуляты) пористости $К_п$ или какого-то геофизического параметра для коллекторов и неколлекторов («получен приток» – «нет притока»). Точка пересечения кумулят даёт среднее значение $К^{гр}_{п\,НГК}$, а заштрихованная область на графике показывает возможные пределы колебания этой величины (рис. 3.4).

Трудность реализации описанного способа связана обычно с нехваткой статистического материала испытаний для построения достаточно протяжённых кумулят, особенно беспритоточных испытаний, в отношении которых нередко сохраняются сомнения в достоверности результатов.

Разделение пластов на коллекторы и неколлекторы будет более обоснованным, если брать за основу оценку продуцирующей способности пласта. В самом определении термина «коллектор» содержится: …это порода, способная вмещать и пропускать через себя (т. е. накапливать и отдавать) флюиды.

Мерой продуцирующей способности пласта служат его удельная продуктивность или «родственный» ей комплексный параметр гидропроводность.

Удельная продуктивность η, представляющая собой дебит притока, рассчитанный на единицу депрессии и единицу эффективной толщины пласта:

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P \cdot h_{эф}}, \qquad (3.3)$$

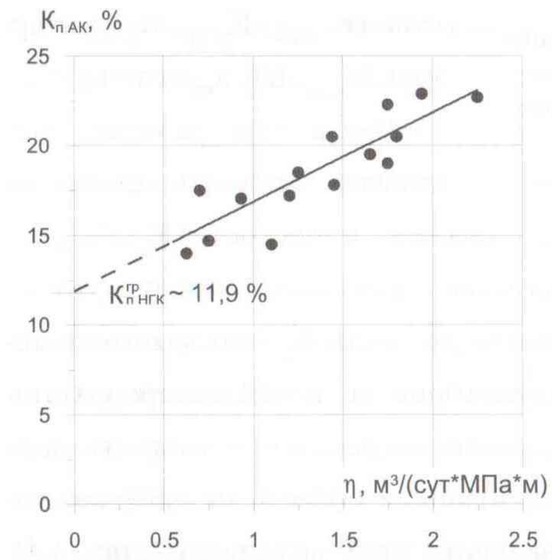


Рис. 3.5. Обоснование граничного значения $К_{п\ АК}$ для разделения коллекторов-неколлекторов по статистике оценки удельной продуктивности

сопоставляется опять-таки с каким-то геофизическим параметром (чаще $К_п$) или показанием геофизического метода ($\alpha_{ПС}$, $\Delta I_{НГК}$ и др.) по возможно большему числу испытанных с регистрацией Q и ΔP пластов (рис. 3.5). Аппроксимируя точки на графике прямой линией и продолжая её до оси ординат ($\eta = 0$), находим граничную величину геофизического параметра, разделяющую коллекторы и неколлекторы по данному параметру. Успешность применения этого статистического способа также обеспечивается полнотой материала испытаний, в частности, охватом возможно большего диапазона величин η, чтобы экстраполяция графика была не очень «дальней» и потому более надёжной.

Сопоставления выполняются раздельно по продуктивным и водоносным пластам.

Другая мера продуцирующей способности пласта – гидропро-

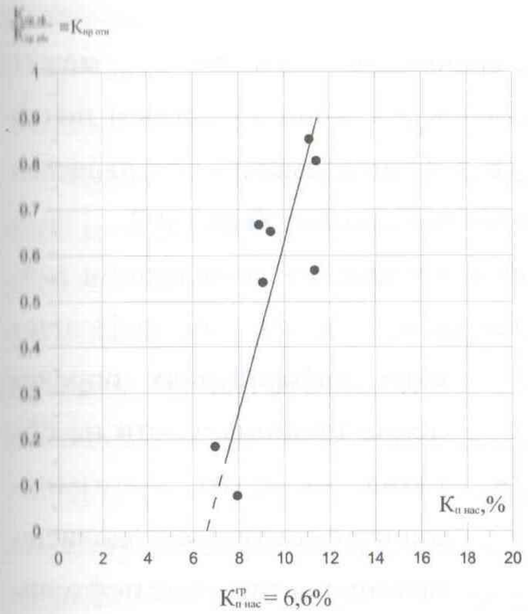


Рис. 3.6. Обоснование границы коллектор-неколлектор по данным анализа керна *(турней-фаменские известняки и доломиты без проявлений вторичной пустотности, Зап. Башкортостан)*

водность $\frac{К_{прэф} \cdot h_{эф}}{\mu}$, где значения эффективной проницаемости и толщины пласта и вязкости жидкости должны соответствовать термобарическим условиям пласта.

В этом способе установления границы коллектор-неколлектор используются лабораторные анализы керна. Чтобы пласт отнести к коллекторам, достаточно, чтобы его эффективная проницаемость была выше нуля; h и μ заведомо имеют конечные не нулевые значения. Под эффективной проницаемостью здесь понимается проницаемость, измеренная на образцах, в которых часть объёма пор занята остаточной водой и остаточной нефтью, как это имеет место при реальной фильтрации нефти в пласте.

Для перенесения уровня отсечки $К_{пр\ эф} \geq 0$ как критерия коллекторов на имеющуюся диаграмму пористости применяется несколько способов.

1. Строится сопоставление относительных эффективных проницаемостей, представляющих собой отношение $\frac{К_{пр\ эф}}{К_{пр\ абс}}$, с открытой пористостью $К_п$. Точки на графике дают возможность построить линию связи, экстраполируя которую до пересечения с осью $К_п$ (т. е. до $К^{отн}_{пр\ эф} = 0$) получаем граничное значение $К_п^{гр}$ для разделения пород на коллекторы-неколлекторы по величине $К_п$ (рис. 3.6).

2. Во втором способе выполняются похожие построения, но $К^{отн}_{пр\ эф}$

сопоставляется с $К_{пр\ абс}$. Полученное граничное значение $К^{гр}_{пр\ абс}$ может быть переведено в граничное значение $К_п^{гр}$ с использованием почти всегда имеющейся зависимости $К_{пр}(К_п)$. Одновременно это является взаимопроверкой выполненных построений по способам 1 и 2.

Подчеркнём, что для существенного улучшения локализации коллекторов описанными способами требуется наладить в петрофизических лабораториях определение проницаемости на образцах не сухих, а сохраняющих остаточное водонасыщение и остаточное нефтенасыщение (или хотя бы только первое). В настоящее время такие определения выполняются в очень небольших объёмах.

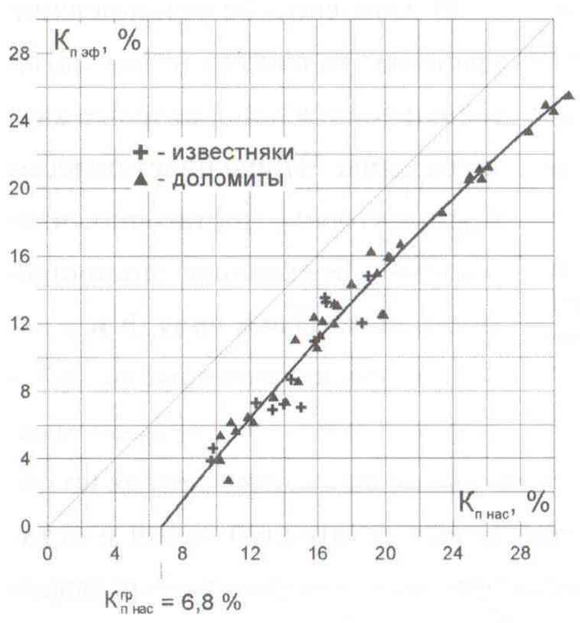


Рис. 3.7. Обоснование границы коллектор-неколлектор по данным анализа керна *(артинские известняки и доломиты, Зап. Башкортостан)*

3. Третий способ не требует лабораторных определений $К_{пр\ эф}$ на керне, а предусматривает сопоставление пористости насыщения, определённой на сухом керновом материале, с пористостью эффективной, полученной расчётным путём по формуле:

$$К_{п\ эф} = К_{п\ нас} \cdot (1 - К_{во}) \qquad (3.4)$$

для газоносных пластов или

$$К_{п\ эф} = К_{п\ нас} \cdot (1 - К_{во} - К_{но}) \qquad (3.5)$$

для нефтеносных пластов.

В последнем случае пористость, остающуюся после вычета доли пустот, занятой остаточной водой и остаточной нефтью, – принято называть динамической.

График, построенный в координатах $К_{п\ эф} – К_{п\ нас}$ и экстраполированный до пересечения с осью $К_{п\ нас}$ (т. е. до $К_{п\ эф} = 0$), показывает граничную величину $К^{гр}_{п\ нас}$ (рис. 3.7). Считается, что в коллекторе, целиком занятом остаточной водой и нефтью, проницаемость перестала существовать. Таким образом, $К^{гр}_{п\ нас}$ может служить нижним пределом пористости при выделении коллектора. Недостатком данного (третьего) способа надо признать необходимость применения величины остаточного нефтенасыщения $К_{но}$, которая определяется в лабораториях гораздо реже, чем $К_{во}$; следует помнить, что неучёт $К_{но}$ приводит к снижению определяемой величины $К^{гр}_{п\ нас}$.

§ 4. Динамические методики выявления коллекторов

Динамическими методиками выявления коллекторов мы называем такие ГИС, которые состоят, как минимум, из двух измерений каким-либо геофизическим методом и сопряжены с динамическим воздействием на пласты между этими измерениями.

Воздействия эти, как уже упоминалось, состоят:

– в изменении давления в стволе скважины, вызывающем поглощение пластами коллекторов жидкости (или фильтрата) из ствола или приток из коллектора в скважину, в результате которых различаются геофизические характеристики этих пластов на замерах до и после воздействия;

– в изменении физических свойств скважинной жидкости (УЭС, плотности, содержании индикаторного вещества), которая, проникая под действием репрессии в пласты-коллекторы, изменяет геофизическую характеристику пласта, что и обнаруживается при повторном замере.

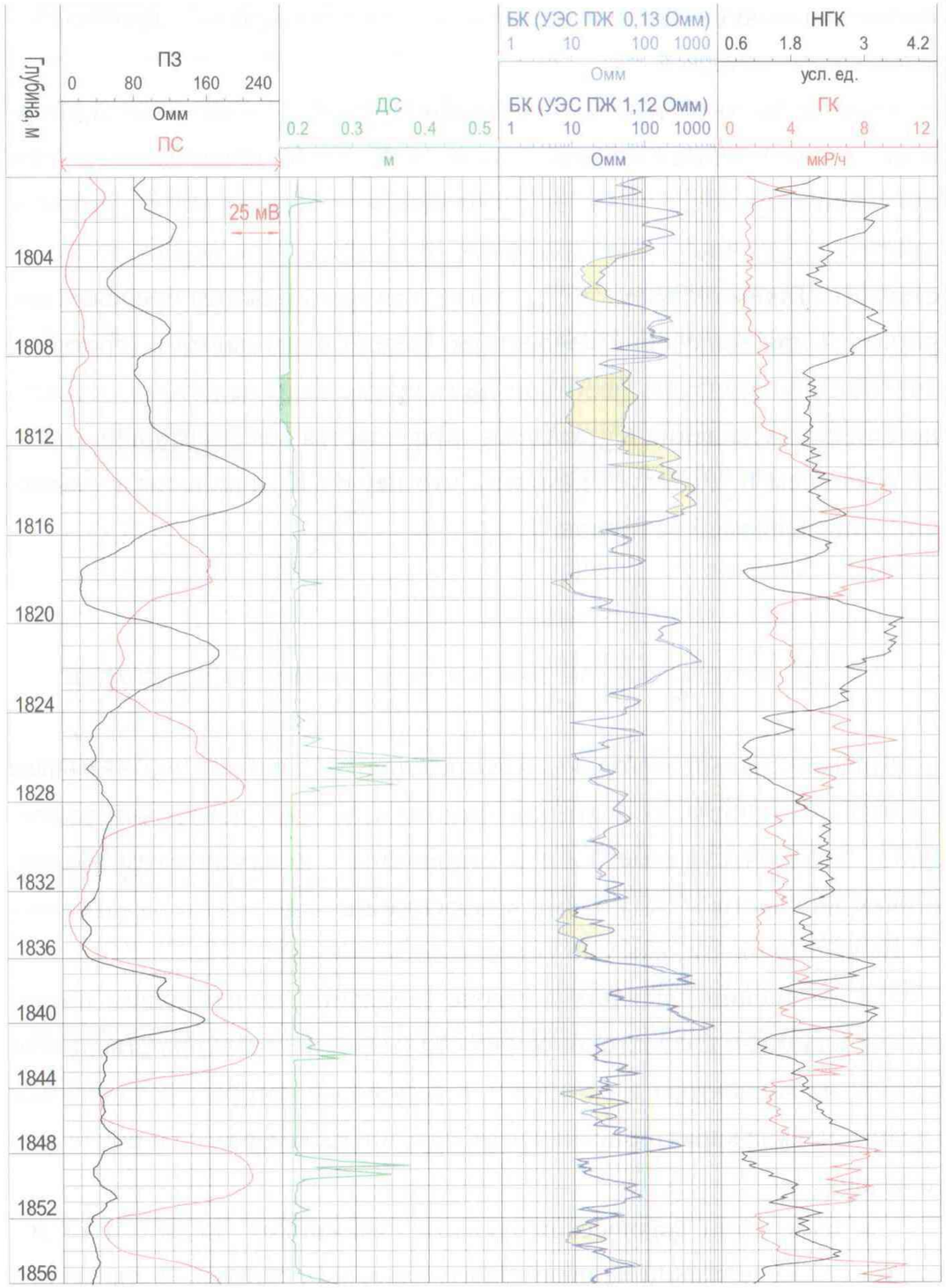


Рис. 3.8. Выделение эффективных толщин коллекторов по методике двух растворов. *Карбонатный разрез*

Динамические воздействия на пласты для выявления коллекторов могут выполняться или, точнее, использоваться в тех случаях, когда смена скважинной жидкости производится по технической необходимости для бурения. Так, например, в тысячах скважин Арланского месторождения исследования разреза среднего карбона проводились на солёной воде, а при каротаже терригенной толщи нижнего карбона первый интервал исследовался повторно на пресном буровом растворе. Были получены многочисленные примеры чёткого выделения и уточнения интервалов коллекторов по повторным замерам БК.

Аналогично этому рекомендуется использовать любую возможность для повторения замеров БК при изменившихся скважинных условиях в сложных коллекторах, в частности, при очередном каротаже повторять замер БК предыдущего интервала.

Но всё же наиболее надёжные результаты динамические методики приносят при целенаправленном, специально спроектированном воздействии на коллекторы. Пример такой работы приводится на рис. 3.8. В карбонатном разрезе были нередки ошибки при выделении больших толщин коллекторов по диаграммам ПС, НГК и др. Провели исследование по методике двух растворов; замер БК через 19 часов после замены промывочной жидкости с УЭС 1,2 Ом·м на осолонённую до 0,13 Ом·м позволил существенно скорректировать толщины проницаемых пластов, эффективные толщины оказались значительно меньшими. К сожалению, эти работы требуют немалых затрат времени, средств и усилий, что ограничивает их применение на практике, несмотря на их высокую эффективность.

Комбинируя различные способы изменения давления в скважине с целью нагнетания жидкости в пласты или вызова притока, с одной стороны, и изменяя физические свойства закачиваемой жидкости, с другой, – геофизики разработали и применяют целый ряд динамических методик выделения коллекторов, получивших различные названия. Рассмотрим вкратце наиболее известные из них. При этом будем пом-

нить, что динамические методики применяются и для оценки характера насыщения, и более того, иногда эти задачи решаются совместно, при одном исследовании. Здесь мы рассматриваем только выделение коллекторов, вторая задача будет рассмотрена в гл. 8.

Методика временны́х замеров

Простейший, «пассивный» вариант динамических методик, не требующий какой-то подготовки скважины. Основан на наблюдении изменений УЭС или кажущихся сопротивлений интересующего интервала обычно по БК в течение всего времени бурения скважины. При вскрытии на высокоминерализованной жидкости водонасыщенные коллекторы не отмечаются изменениями сопротивлений независимо от времени между замерами. Нефтегазонасыщенные коллекторы обычно характеризуются уменьшением сопротивлений, что обусловлено снижением $К_{нг}$ в зоне проникновения за время между измерениями. При вскрытии на пресной жидкости водонасыщенные коллекторы характеризуются увеличениями сопротивлений, что обусловлено уменьшением содержания невытесненной пластовой воды в зоне проникновения в период между измерениями. Эффективность выделения коллекторов зависит от времени проведения измерений, которое устанавливают опытным путем. Целесообразно проводить первый замер вскоре после вскрытия пластов бурением, а второй – по окончании бурения скважины.

Методика двух растворов

Повторные измерения сопротивлений при различной минерализации скважинной жидкости. Принципиально безразлично, в какой последовательности изменяется сопротивление скважинной жидкости: вначале пресная жидкость, а затем минерализованная, или наоборот. Эффективность выделения коллекторов определяется в основном различием в УЭС жидкостей и временем между измерениями.

Когда первое измерение выполняют на пресной, а повторное на минерализованной жидкости, то против проницаемых пластов, независимо от типов и величин пористости, характера насыщенности и степени трещиноватости, обычно отмечается уменьшение сопротивлений при повторном измерении.

Когда первое измерение выполняют на минерализованной, а второе на пресной скважинной жидкости, все проницаемые пласты независимо от величин и типов пористости и характера насыщенности выделяются увеличениями сопротивлений на кривых повторных измерений. Увеличение тем больше, чем выше отношение сопротивлений скважинной жидкости и больше промежуток времени между замерами.

Общим правилом применения методики двух растворов является выполнение первого измерения непосредственно перед изменением свойств жидкости в скважине, а второго измерения – как можно позже после замены жидкости. Удельное сопротивление минерализованной жидкости должно быть близким к сопротивлению $\rho_в$ пластовых вод, а сопротивление пресной – должно превышать $\rho_в$ не менее чем в 10 раз.

Разновидностью методики двух растворов является проведение этих исследований с созданием репрессии на пласт сразу после доставки «второй» скважинной жидкости в интервал исследований, для чего на устье создаётся избыточное давление в 2–5 МПа. Необходимость в этом возникает в случаях недостаточности статического давления столба жидкости в стволе скважины для фильтрации в пласт. Поэтому изменяются сроки проведения замеров: первый замер проводится непосредственно перед созданием избыточного давления (т. е., когда в пласте присутствует «первая» жидкость), а второй – как можно быстрее после снятия давления и освобождения устья (т. е., когда в пласт только что внедрилась «вторая» жидкость).

Общим правилом является условие, что нагнетаемая жидкость должна обладать максимальной водоотдачей и отличаться по удельному сопротивлению не менее чем в 10 раз от пластовой воды и жидкости, на которой бурилась скважина.

Эффективность измерений для выделения коллекторов повышается с увеличением перепада давлений на пласты и объемов внедрившейся в них жидкости. Проницаемые пласты выделяются увеличением сопротивлений, если нагнетается пресная жидкость, или их уменьшением – если нагнетается минерализованная вода. В последнем случае водонасыщенные коллекторы не выделяются.

Методика «каротаж-испытание-каротаж»

Измерения по методике «каротаж-испытание-каротаж» выполняют до и после испытания исследуемого интервала пластоиспытателем на трубах ИПТ. Проницаемые интервалы характеризуются при этом изменениями сопротивлений за счет поступления пластовых флюидов к стенке скважины и неизбежных изменений состояния зоны проникновения.

Положительные результаты по этой методике достигаются для неглубоко залегающих (800–1200 м) отложений при условии, что второе измерение выполняется не позже чем через 5–10 часов после проведения испытаний. В скважинах глубиной более 2500–3000 м при бурении на буровых растворах повышенных плотности и водоотдачи за время подъема ИПТ и спуска геофизического прибора в испытанном интервале обычно успевает восстановиться зона проникновения с теми же параметрами, которые были до испытания. По этой причине положительные результаты достигаются в единичных случаях.

Эффективность выделения коллекторов по этой методике повышается, если используется автономная аппаратура БК и МБК, монтируемая непосредственно в сборке ИПТ. Такой комплекс позволяет обнаружить изменение сопротивлений при исследовании коллекторов различной проницаемости даже в случае интенсивного восстановления зоны проникновения после снятия депрессии. К сожалению, такие исследования проводятся крайне редко, поскольку автономная аппаратура БК и МБК серийно пока не выпускается.

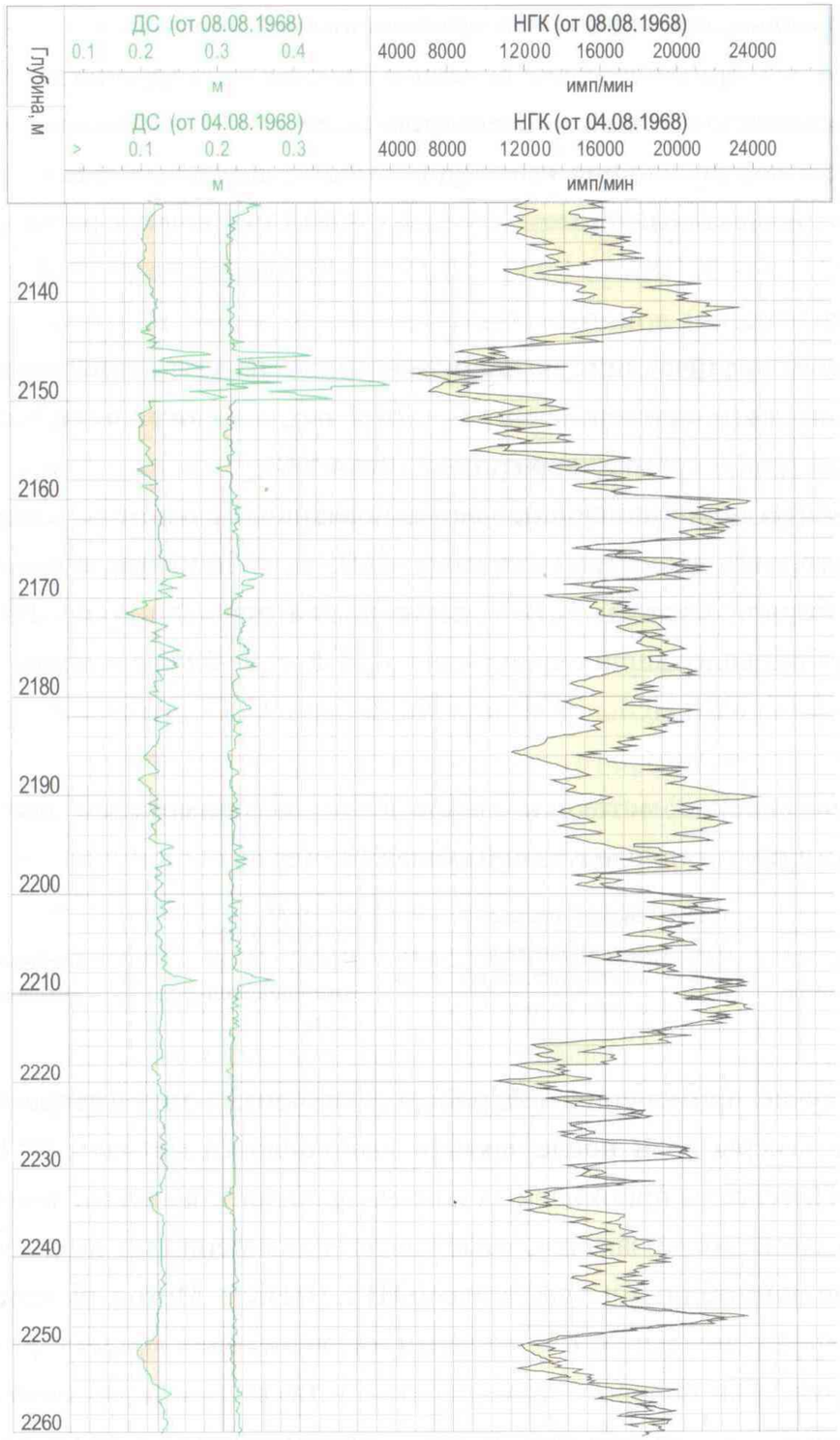


Рис. 3.9. Пример выделения проницаемых интервалов по методике закачки нейтронопоглощающего реагента. *Карбонатный разрез*

Методики, основанные на применении изотопов

Изотопы, применяемые для осуществления этой группы динамических методик выделения коллекторов, распадаются на три вида:

1) гамма-излучающие изотопы в качестве индикаторных и трассирующих веществ (например: $^{59}_{26}Fe$, $T_{1/2} = 45{,}1$ сут, водные растворы солей Fe_2O_3 или $FeCl_3$, $^{131}_{53}I$, $T_{½} = 8{,}1$ сут, водные растворы NaI или KI, йодобензол);

2) гамма-излучающие активируемые изотопы в качестве индикаторных веществ (например: $^{24}_{11}Na$, $T_{½} = 14{,}9$ час, водный раствор $NaHCO_3$, $^{222}_{86}Rn$, $T_{½} = 3{,}8$ сут, раствор водный или в УВ);

3) нейтронопоглощающие (не радиоактивные) изотопы в качестве индикаторного вещества (например: $^{10}_{5}B$, $\sigma_3 = 760$ барн, водные растворы борной кислоты H_3BO_3, технической буры $Na_2B_4O_7 \cdot 10H_2O$ и других боросодержащих соединений, $^{35}_{17}Cl$, $\sigma_3 = 33$ барн, водные растворы NaCl, KCl, HCl, $^{113}_{48}Cd$, $\sigma_3 = 2450$ барн, $CdCl_2$, нет опыта применения).

Динамические методики, основанные на применении изотопов, осуществляются по следующей общей схеме:

исследование методом ГК (фоновый замер)	→	закачка в скважину и продавка в исследуемый интервал жидкости с изотопом	→	промывка ствола от остатков «меченой жидкости»	→	исследование методом ГК

В случае применения нейтронопоглощающего индикаторного вещества замеры до и после закачки выполняются методом НГК или ННКт. Интервалы проницаемых коллекторов при сравнении диаграмм, снятых до и после закачки, отмечаются повышенными показаниями ГК либо пониженными показаниями НГК (ННКт). Метод обладает высокой эффективностью, т. к. он годен для выделения коллектора с любой структурой порового пространства, а также при невысокой величине пористости за счёт повышения концентрации индикаторного вещества.

Активирующие вещества на базе изотопов $^{131}_{53}I$ и $^{59}_{26}Fe$ являются первыми в отечественной геофизике 1950[х] гг., когда на них возлагались функции трассирующих (для слежения за движением водных потоков в пласте-коллекторе) и индикаторных (для выявления принимающих или отдающих пластов и решения других локальных задач) веществ. Долгоживучесть этих изотопов стала дополнительным препятствием к их широкому применению. Даже с разработкой методик, основанных на использовании очень короткоживущих изотопов (натрий, радон), активируемых непосредственно на скважине, или нейтронопоглощающих не радиоактивных реагентов, применение их не расширяется в связи с ужесточением требований санитарного обеспечения работ.

На рис. 3.9 приводится пример выделения проницаемых интервалов по методике закачки нейтронопоглощающего (не радиоактивного) реагента. В качестве такового использовался водный раствор технической буры с концентрацией 40 г/л. В скважину через спущенные бурильные трубы закачали в интервал около 300 м названный раствор и после задавки его в пласты (при хорошей приёмистости) промыли ствол до чистой воды. Выполнили замер НГК и сравнили его с фоновой диаграммой, записанной до начала работ. На рисунке видно, что «борным эффектом» выделяются не только межзерновые коллекторы («сальники» на кавернограмме), но и трещинно-каверновые разности, отмеченные характерной «пилой».

Для более полного ознакомления с материалами по теме данной главы рекомендуются работы [8, 10, 16, 20, 26].

Глава 4. ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ ГИС ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПОСТРОЕНИЯХ

§ 1. Корреляция разрезов скважин

Корреляция разрезов скважин выполняется геологом и геофизиком на всех этапах поисков, разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Она позволяет строить геологические разрезы, получать трехмерные образы изучаемого геологического пространства, строить специальные карты – равных значений песчанистости, пористости, проницаемости, эффективной толщины продуктивного коллектора и т. д.

В основе корреляции разрезов скважин лежат результаты геофизических исследований скважин. Процедура корреляции осуществляется следующим образом.

На первом этапе анализируется информативность диаграмм различных методов комплекса ГИС в данном регионе, их расчленяющая способность как в пределах одной скважины, так и группы скважин на месторождении или отдельных его частях.

По результатам анализа информативности геофизических методов всего комплекса отбирают наиболее информативные методы, характеризующие особенности строения геологического разреза. Как правило, такими методами являются метод потенциалов самопроизвольной поляризации, методы удельного электрического сопротивления, гамма-метод, нейтронный гамма-метод, кавернометрия. Наиболее информативными из них являются методы ПС и ГК как индикаторы глинистости, что важно как в терригенном, так и в карбонатном разрезе. Кроме

того, как отмечал ещё Ларионов В.В. [19], «...перед другими методами промысловой геофизики корреляция по данным γ-метода имеет ряд преимуществ, из которых основными являются:

1) независимость регистрируемой интенсивности от минерализации пластовых вод и бурового раствора и, следовательно, возможность корреляции пластов без учёта технологии проводки скважин и изменений по площади минерализации пластовых вод;

2) независимость регистрируемой интенсивности от характера жидкости и газа, заполняющих поровое пространство горных пород, и, следовательно, возможность корреляции коллекторов во всех скважинах независимо от их положения по отношению к контурам водо-, нефте-, газоносности. Эти преимущества приводят к тому, что результаты исследований естественной радиоактивности пород в скважинах являются одним из надёжных материалов для межплощадной и региональной корреляции».

На втором этапе на диаграммах одного и того же метода, зарегистрированных в различных скважинах, выделяют геофизические реперы, соответствующие пластам в разрезе скважины, которые уверенно прослеживаются по всей площади залежи или месторождения. По литологии геофизические реперы могут быть какими угодно, но лучше, если они контрастируют с окружающими отложениями.

Коррелируемые скважины располагают в определённой последовательности, например, в порядке их расположения на сейсмическом профиле или по выбранным на месторождении и разведуемой площади условным профилям. Диаграммы одного и того же метода ГИС по коррелируемым скважинам размещают на одном планшете с учётом амплитуды каждой скважины на произвольном расстоянии одной скважины от другой. Обязательным условием указанной процедуры является размещение подошвы или кровли пласта-репера каждой скважины на одной горизонтальной линии. На планшете рядом с диаграммами по каждой скважине наносится литологическая колонка со стратигра-

фической разбивкой и ранее выделенными реперами.

Наряду с литологическими реперами для корреляции разрезов скважин в отдельных случаях целесообразно применять так называемые геодинамические реперы. В качестве геодинамических реперов можно использовать местоположение начала зоны недоуплотнения пород, кровли зоны АВПД, перерыва в осадконакоплении отложений. Геодинамический репер, в качестве которого используется перерыв в осадконакоплении, уверенно выявляется в терригенном разрезе методом компрессионной кривой.

Высокая эффективность этого репера связана с тем, что перерывы в осадконакоплении отложений обладают хорошими отражающими свойствами и чётко прослеживаются на сейсмических временных разрезах. Это свойство геодинамического репера упрощает корреляцию разрезов скважин, расстояние между которыми может составлять несколько километров. Такая ситуация имеет место при нефтегазопоисковых работах на континентальном шельфе, где бурение скважин ведется по редкой сетке. Затем в пределах интервалов, ограниченных геодинамическими реперами, проводят построение элементарных циклитов и коррелируют их в соседних скважинах, а затем проводят корреляцию по кривым ГИС в пределах элементарных циклитов.

На завершающем этапе корреляции разрезов проводят линии, соединяющие границы литологических, геодинамических и стратиграфических реперов. В том случае, когда какой-либо репер не имеет своего продолжения в соседней коррелируемой скважине, в межскважинном пространстве коррелируемый пласт завершают его выклиниванием. Часто местоположение выклинивающегося пласта выбирается произвольно. Исключить неопределенность при нахождении местоположения выклинивающегося пласта между соседними скважинами можно по месту прекращения прослеживаемости оси синфазности на сейсмическом временном разрезе.

Используя построенные корреляционные схемы, составляют сводный геолого-геофизический разрез, геологические разрезы с указанием на них стратиграфических границ, структурные карты, карты равных значений аномально высоких пластовых давлений, карты равных значений толщины, пористости, проницаемости продуктивной толщи.

Результаты построения указанных карт используются при подсчёте запасов объёмным методом, проектировании схем расположения эксплуатационных и нагнетательных скважин при разработке месторождений нефти и газа.

Следует отметить, что описанная процедура построения корреляционных схем завершается построением статической геологической модели залежи или месторождения. Она строится по нескольким десяткам скважин. С вводом месторождения в эксплуатацию количество скважин возрастает от нескольких сотен до тысяч. Первая версия геологической модели уточняется, а с учётом дополнительной информации по данным гидродинамических исследований и пробной промышленной эксплуатации скважин строится уточнённая гидродинамическая модель. По мере увеличения числа эксплуатационных и нагнетательных скважин происходит последовательное уточнение как первоначальной геологической модели месторождения, так и её гидродинамической версии. При этом большое значение приобретает проблема выявления неоднородностей в объектах эксплуатации и корректировки проекта разработки. Возрастающие объемы дополнительной, зачастую новой, информации обрабатываются средствами автоматизированной обработки и интерпретации данных, дополняющими исходную информацию динамической визуализацией, которая уточняет геологическую и динамическую модели, а также технологическую схему разработки.

Для построения названных моделей месторождения используются отечественные программы: «DV-GEO» (ОАО «ЦГЭ»), «Пангея» (ОАО «Пангея») – и зарубежные: «WorkBench» (фирма «Bakers Huges», Великобритания), «Petrel», «Eclipse» (фирма «Schlumberger»), «IRAP RMS Tempest» (компания «Roxar», Норвегия) и др.

Совершенствование программно-методического обеспечения компьютерного моделирования месторождений, технических средств и технологий геофизических исследований скважин способствует росту эффективности разработки месторождений нефти и газа.

§ 2. Прогнозирование зон АВПД

В соответствии с современными представлениями аномальным пластовым давлением считают давление, которое выше или ниже давления, создаваемого столбом минерализованной пластовой воды со средней для региона плотностью на глубине залегания пласта.

Для исключения неоднозначности в определении термина «аномальное пластовое давление» принято пользоваться коэффициентом аномальности $K_а$, который представляет собой отношение наблюдённого пластового давления $P_{пл}$ на глубине h к давлению, которое должно быть на данной глубине при средней плотности пластовых вод δ в вышележащей толще осадочных пород:

$$K_а = \frac{P_{пл}}{\delta g h}, \qquad (4.1)$$

здесь g – ускорение силы тяжести, м/с^2.

Тогда можно принять следующую условную градацию пластовых давлений:

АНПД	низкое	$K_а < 0{,}8$
	пониженное	$K_а = 0{,}8…1{,}0$
	нормальное	$K_а$ около 1
АВПД	повышенное	$K_а = 1{,}05…1{,}3$
	высокое	$K_а = 1{,}3…2{,}0$
	сверхвысокое	$K_а > 2$

Практика подавления высокой энергии вскрываемого пласта с применением переутяжелённых «с гарантией» растворов часто приводит к значительному поглощению промывочной жидкости и, как следствие этого, к загрязнению призабойной зоны коллекторов, а в ряде случаев и к неожиданным выбросам, тяжёлым авариям. Вскрытие тех же пластов на промывочной жидкости без утяжелителей также может привести к выбросам и авариям. Выход из этого положения заключается в создании системы методов, позволяющих прогнозировать и оценивать величину аномально высоких пластовых давлений, как наиболее актуальное требование практики, до вскрытия такого пласта и на этой основе проектировать конструкцию скважины, регулировать плотность промывочной жидкости в процессе бурения, обеспечивая минимально допустимую репрессию на пласт.

В зависимости от времени получения информации методы прогнозирования и оценки аномально высоких пластовых давлений можно подразделить на следующие группы: до начала бурения, в процессе бурения и после бурения скважин.

К первой группе относятся методы разведочной геофизики (преимущественно сейсморазведки) и геолого-геофизические наблюдения за процессом уплотнения толщи осадочных пород. Вторая группа включает методы, основанные на наблюдениях за технологическими параметрами бурового процесса, свойствами глинистого раствора и шлама пород, а также методы геофизических исследований скважин, которые могут проводиться до окончания бурения в скважине как промежуточные исследования (например, при смене долота) либо даже без остановки бурения с использованием специальных автономных геофизических приборов. К третьей группе методов относятся методы прямого измерения пластового давления после бурения скважины (скважинные манометры, опробователь пластов на трубах или на кабеле). Мы остановимся лишь на описании методов прогнозирования и оценки АВПД с помощью геофизических методов исследования скважин.

Особый интерес представляет изучение аномально высоких поровых давлений (АВПоД), характерных для глинистых толщ – покрышек коллекторов с аномально высоким давлением флюидов. Исследования показывают, что в большинстве случаев в закрытых гидродинамических системах поровое давление в глинистых покрышках отражает пластовое аномально высокое давление в залежах. Это обстоятельство и используется при прогнозировании и оценке АВПД геофизическими методами. Другими словами, аномально высокие поровые давления в глинах, покрывающих коллекторы нефти и газа с АВПД, являются как бы предвестниками этих высоких пластовых давлений в коллекторах.

Для прогнозирования АВПД с помощью различных геофизических методов исследования скважин используют три методики – эквивалентных глубин, кривых нормально уплотнённых глин и компрессионной кривой. Эти методики основаны на одной и той же петрофизической предпосылке, смысл которой ясен из нижеследующего.

Физические свойства чистых глинистых пород на больших глубинах, для которых характерно возникновение АВПД, определяются главным образом степенью их уплотнения. Глинистые породы, покрывающие или вмещающие залежи нефти и газа с аномально высоким пластовым давлением, менее уплотнены и имеют более высокую пористость по сравнению с аналогичными глинистыми породами, содержащими воду при нормальном гидростатическом давлении. Более высокая пористость глин в зоне АВПД объясняется влиянием повышенного давления поровой жидкости, препятствующего уплотнению пород. Чем выше давление поровой жидкости, тем меньше уплотнены глинистые породы. Поскольку пористость и плотность определяют и другие физические параметры, это свойство глин и положено в основу применения различных геофизических методов для определения АВПД. Для изучения выбирают лишь чистые, без примеси песчаного или карбонатного материала, глинистые породы. Свойства чистых глинистых

пород более однозначно определяются величиной геостатического или внутрипорового давлений.

В методике эквивалентных глубин расчётное уравнение выведено исходя из предположения о том, что чистые глины с равными (эквивалентными) значениями физических свойств на различных глубинах находятся под воздействием равных эффективных напряжений.

На рис. 4.1 изображён пример использования этой методики. Глинистые породы, залегающие на глубине h, имеют аномально высокое давление воды в порах, а глинистые породы на глубине $h_э$ – нормальное гидростатическое давление. Перед определением глубины $h_э$ зависимость физического свойства глинистых пород от глубины требуется привести к постоянной температуре.

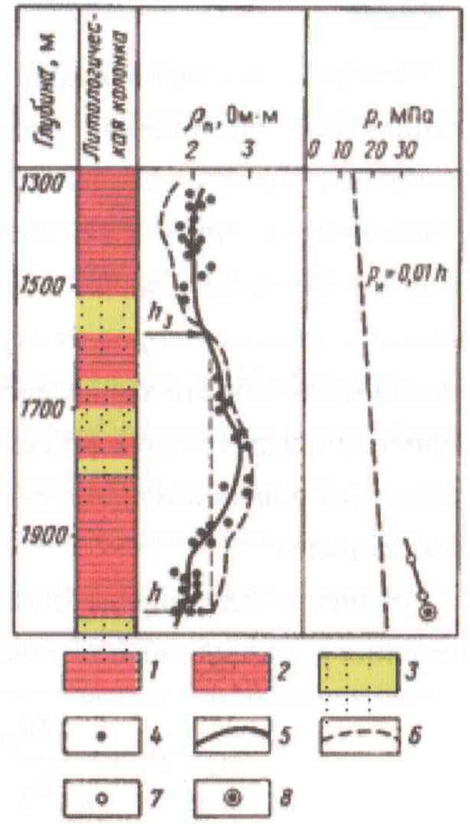


Рис. 4.1. Определение аномального высокого порового давления с помощью методики эквивалентных глубин
1 - глина; 2 - глина песчанистая; 3 - песчаник; 4 - удельное сопротивление глин; 5 - усредняющая кривая изменения удельного сопротивления глин; 6 - то же, приведённая к температуре 60°С на глубине 1550 м; 7 - вычисленное значение порового давления; 8 - пластовое давление, измеренное глубинным манометром

Уравнение для определения аномального порового давления p_a в глинистых породах на глубине h имеет вид:

$$p_a = g\bar{\delta}_{nh}h - g\left(\bar{\delta}_{nhэ} - \bar{\delta}_{вhэ}\right)\cdot h_э, \qquad (4.2)$$

где $\bar{\delta}_{nh}$ и $\bar{\delta}_{nhэ}$ – средневзвешенные по толщине значения плотностей пород до глубин h и $h_э$; $\bar{\delta}_{nh\ э}$ – средняя плотность столба минерализованной воды высотой h; g – ускорение свободного падения.

Методика, основанная на интерпретации кривых нормально уплотнённых глин, базируется на использовании связи между уплотнением глинистых пород и величиной эффективного напряжения. Однако дополнительно к этому в ней использована ещё одна закономерность – экспоненциальная зависимость физических свойств нормально уплотнённых глинистых пород от глубины их залегания. В полулогарифмическом масштабе эти зависимости преобразуются в прямые линии. Отклонение физического свойства глин от этой закономерности свидетельствует о наличии аномально высокого порового давления в глинистых породах.

Уравнение для определения этого аномально высокого порового давления p_a на глубине h в общем случае имеет вид:

$$p_a = p_н + \frac{g\left(\delta_{пh} - \delta_{вh}\right)_{ср}\Delta h}{\lg\frac{X_2}{X_1} \pm \frac{\alpha(X)}{2{,}3}\cdot\Gamma\cdot\Delta h}\cdot\lg\frac{X_н}{X_a}, \qquad (4.3)$$

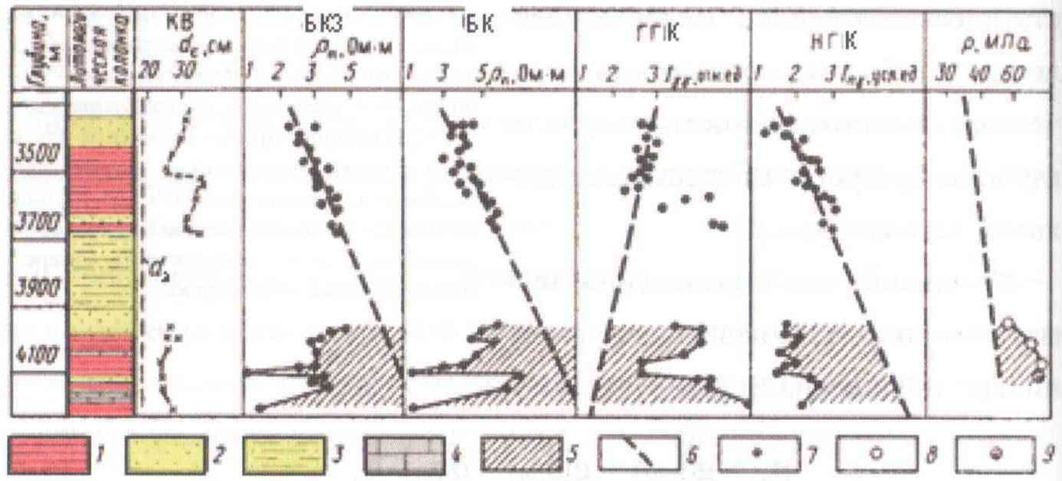


Рис. 4.2. Выделение глинистых пород с аномально высоким поровым давлением по данным комплекса методов (БКЗ, БК, ГГК и НГК) в скв. 1 площади Уч-Курган (Ферганская нефтегазоносная область)

1 - глина; 2 - песок; 3 - алевролит; 4 - известняк; 5 - зона АВПД; 6 - кривая нормально углубленных глин; 7 - измеренное значение геофизического параметра; 8 - вычисленное значение аномального порового давления; 9 - пластовое давление, измеренное глубинным манометром

где p_a – нормальное гидростатическое давление на глубине h; X_1 и X_2 – значения физического свойства глинистых пород в зоне их нормального уплотнения на глубинах h_1 и h_2; $\alpha(X)$ – температурный коэффициент глинистых пород в интервале глубин $\Delta h = h_2 - h_1$; $X_н$ и X_a значения физического свойства глинистых пород при нормальном и аномальном давлениях поровой жидкости; Г – геотермический градиент в том же интервале глубин.

На рис. 4.2 приведены примеры выделения зон АВПоД по этой методике. Можно видеть, что методика кривых нормально уплотнённых глин позволяет выделять и определять АВПД только в тех случаях, когда в изучаемом разрезе имеется достаточное число глинистых пластов, по которым можно надёжно построить линию нормально уплотнённых глин. Разработаны программы, с помощью которых по данной методике можно определять АВПД на электронно-вычислительных машинах.

В РГУ НГ им. И.М. Губкина разработана новая методика определения аномально высоких поровых давлений в глинистых породах – методика *компрессионной кривой.* Под компрессионной кривой в данном случае понимают экспоненциальную зависимость между петрофизическими свойствами глинистых пород и эффективным напряжением в них. Зависимость характеризует уплотнение глинистых пород. Эта методика является обобщением двух предыдущих методик. Компрессионные кривые более универсальны. Они едины в зонах залегания глинистых пород как с нормальным, так и с аномальным поровым давлением. Отпадает необходимость построения кривой нормально уплотнённых глин; в то же время представляются более широкие возможности для аналитического решения задачи и использования ПК в сложных геологических условиях.

Более подробно вопрос прогнозирования аномальных давлений, в т. ч. по данным сейсморазведки, до бурения скважины, рассмотрен в руководствах [10, 26].

§ 3. Роль инклинометрии при решении маркшейдерских задач

С помощью инклинометрии, т. е. при измерении зенитных α и азимутных β углов и глубин по стволу скважины, определяют геометрические параметры ствола скважины:

– пространственное положение ствола скважины, характеризуемое координатами X и Y на горизонтальной плоскости и высотой (глубиной) от уровня моря множества точек по стволу; обычно иллюстрируется различными графическими представлениями – план скважины (проекция ствола на горизонтальную плоскость), проекция на вертикальные плоскости, аксонометрические проекции и т. д.; по этим же материалам контролируется положение в плане забоя скважины, точек вскрытия продуктивного пласта, маркирующих горизонтов и других элементов геологических построений;

– удлинение ствола, т. е. насколько реальная длина ствола скважины от устья до любой точки превышает разность абсолютных отметок устья скважины и этой точки;

– градиент изменения искривления, исчисляемый в градусах пространственного угла на единицу длины ствола, обычно °/10 м.

Из рассмотренных параметров наиболее важным с позиций интерпретатора ГИС является удлинение ствола, с чем связана точность определения абсолютных глубин объектов в скважине. Кроме того, здесь ошибки в первые единицы метров уже являются существенными. Достаточно жёсткие требования предъявляются также к определению планового положения забоя и других характерных точек ствола, особенно в скважинах, бурящихся с большими отходами от вертикали. В этих задачах учитываются величины не только зенитных, но и азимутальных углов, точность измерения которых обычно хуже, чем при измерении зенитных углов (кроме гироскопических измерителей азимута).

Поэтому, не останавливаясь на вопросах проведения замеров, обработки их результатов, визуализации материалов, рассмотрим возможные погрешности при определении названных геометрических параметров ствола.

На рис. 4.3 показаны проекция ствола на вертикальную плоскость, общую для вертикали из устья скважины и точки забоя (А), и проекция ствола на горизонтальную плоскость – план скважины (Б). Из приведённого в окружности одного расчётного элемента, в пределах которого ось скважины считаем прямой линией, можно принять:

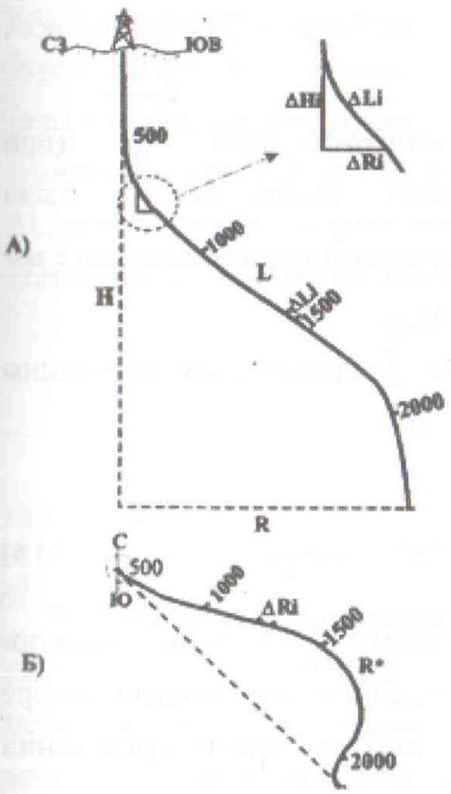


Рис. 4.3. Проекции ствола на вертикальную апсидальную (А) и горизонтальную (Б) плоскости

$$\sum_{1}^{n}\Delta H_i = H;$$

$$\sum_{1}^{n}\Delta L_i = L; \qquad (4.4)$$

$$\sum_{1}^{n}\Delta R_i = R;$$

где n – число измерений инклинометрии во всем исследованном стволе.

R^* назовём спрямлённым смещением, оно больше стандартного подсчитываемого смещения R и равно длине проекции ствола на горизонтальную плоскость.

Из этих составных частей построим новую («эквивалентную») проекцию ствола на вертикальную плоскость (рис. 4.4), где H – истинная вертикальная глубина осталась прежней, а пространственно искривлённая ось ствола и плоская кривая горизонтальной проекции ствола заменены прямыми соответствующей длины. При этом угол между верти-



Рис. 4.4. «Эквивалентная» проекция ствола на вертикальную плоскость

калью и спрямлённой осью скважины является средним зенитным углом α. Величина $\sin\alpha$ определяется как $\frac{R^*}{L}$, а для контроля можно продублировать определение α осреднением всех замеров зенитного угла $\frac{\sum_1^n \alpha_i}{n}$ (при этом важно, чтобы все α_i были взяты при строго одинаковом шаге измерений ΔL).

Оценку погрешностей выполним следующим образом.

Удлинение ствола равно:

$$У = L - H = L - L\cdot\cos\alpha = L(1 - \cos\alpha) \qquad (4.5)$$

Дифференцируя уравнение (4.5), получаем: $\frac{dУ}{d\alpha} = L\cdot\sin\alpha$, откуда погрешность в определении удлинения $\delta У$ за счёт погрешности в замере зенитного угла $\delta\alpha$ составит (считаем, что погрешности в определении L пренебрежимо малы):

$$\delta У = L\cdot\sin\alpha\cdot\delta\alpha, \qquad (4.6)$$

Если использовать замену $\sin\alpha = \frac{R^*}{L}$, получим другой вариант расчётной формулы:

$$\delta У = R^*\cdot\delta\alpha, \qquad (4.7)$$

а выразив R^* как $\sqrt{L^2 - H^2}$, получим третий вариант формулы для $\delta У$ (простейшие преобразования опускаем):

$$\delta У = \sqrt{У(2L - У)\cdot\delta\alpha}, \qquad (4.8)$$

Погрешности в определении удлинения $\delta У$ вызываются как случайными $\delta\alpha_{сл}$, так и систематическими $\delta\alpha_{сист}$ ошибками при измерении зенитных углов. Влияние случайных ошибок практически всегда пренебрежимо мало. Дело в том, что нашу горную выработку – скважину – следует рассматривать как «жесткую конструкцию»: единожды пробуренный ствол не изменяет своего положения в пространстве. Результаты инклинометрии, представляющие собой набор азимутальных β и зенитных α углов и расстояний по стволу между точками измерений ΔL, можно назвать «серией измерений», для которой в математической статистике случайная погрешность определяется как:

$$\delta\alpha_{сл} = \sqrt{\frac{\sum_1^n (\delta\alpha_i)^2}{n(n-1)}} = \sqrt{\frac{n(\delta\alpha_i)^2}{n(n-1)}} = \frac{\delta\alpha_i}{\sqrt{n-1}}, \qquad (4.9)$$

где $\delta\alpha_i$ – случайная ошибка единичного определения угла;

n – число определений.

Таким образом, благодаря большому числу измерений, составляющему десятки и сотни при одном исследовании, а по всему стволу – до нескольких сотен в зависимости от сложности траектории ствола, общая случайная ошибка измерений делается пренебрежимо малой: для зенитных углов – от одной до нескольких первых угловых минут; погрешность в оценке удлинения, как правило, не выходит за пределы 1 м и лишь крайне редко может достигать 1,5–2 м.

Гораздо важнее и количественно значимее влияние систематической ошибки измерений. Ниже даны расчётные величины погрешностей для четырёх скважин, пробуренных со средними зенитными углами 10, 20, 30 и 40° до объекта, залегающего на глубине (по вертикали) 2000 м, причём величина систематической ошибки зенитных углов изменяется от 2′ до 60′.

Истинная вертикальная глубина залегания объекта					H = 2000 м
Глубина по стволу L		2031 м	2128 м	2309 м	2611 м
Средний зенитный угол $\bar{\alpha}$		10°	20°	30°	40°
Спрямленное смещение забоя R*		352	728	1155	1678
Удлинение ствола У		31	128	309	611
Возможные погрешности в определении удлинения δУ *при систематической ошибке зенитного угла*	*2′*	0,20	0,42	0,67	0,98
	10′	1,02	2,12	3,36	4,88
	15′	1,54	3,18	5,04	7,32
	20′	2,05	4,23	6,72	9,76
	30′	3,07	6,35	10,08	14,64
	1°	6,14	12,70	20,16	29,29

Надо сказать, что систематической ошибки не должно быть, и её действительно не бывает в большинстве случаев, если ствол скважины в хорошем состоянии и если своевременно проводятся поверки инклинометров, их регулировка или вводятся в показания необходимые поправки.

Однако в реальных условиях систематическая ошибка все-таки может войти в результаты наблюдений. Первые две строчки результирующей части таблицы (2′ и 10′) иллюстрируют тот уровень погрешностей в определении удлинения, который может остаться незамеченным как исполнителем, так и обработчиком материала инклинометрии, т. е. является не обязательным, но вполне возможным. Следующие две строчки (15′ и 20′) показывают результаты, которые характерны для скважины с осложнениями (каверны, сальники, желоба, размывы, крупный шлам и т. п.) или для малоопытного оператора, не выполняющего всех нормативных требований технологии; такие случаи редки, но полностью исключить их не удаётся. Наконец, очень редко систематическая ошибка в 0,5–1° может случиться в интервалах сильного разрушения стенок скважины или из-за непредвиденных неисправностей аппаратуры, или внешних помех, или, наконец, из-за халатности исполнителя. Такого рода погрешности единичны; как правило, они обнаруживаются

исполнителем на скважине или обработчиком при приёмке материала, но не всегда могут быть устранены без помощи с базы.

Приведённые здесь формулы и данные расчётной таблицы можно использовать в практической работе для реалистичной оценки погрешностей, возможных при определении удлинения ствола с учётом его траектории и технического состояния.

При оценке погрешности определения планового положения забоя и других характерных точек ствола приходится учитывать влияние возможных погрешностей, вкравшихся в измерения α и β (погрешности в определении L по-прежнему считаем пренебрежимо малыми).

Назовём погрешность, вносимую в величину отхода забоя δR вследствие ошибки в измерениях α, радиальной и обозначим $\delta R_р$, а вследствие ошибки в измерении β – тангенциальной и обозначим $\delta R_т$. Применяя те же методические приёмы, что и при оценке погрешностей в определении удлинения ствола, получаем следующие формулы для оценки δR:

$$\delta R_{рсл} = \frac{L \cdot \cos\bar{\alpha} \cdot \delta\alpha_{сл}}{\sqrt{n}} \quad \text{(случайные ошибки),} \quad (4.10)$$

$$\delta R_{рсист} = L \cdot \cos\bar{\alpha} \cdot \delta\alpha_{сист} \quad \text{(систематические ошибки),} \quad (4.11)$$

$$\delta R_{тсл} = \frac{L \cdot \sin\bar{\alpha} \cdot \delta\beta_{сл}}{\sqrt{n}} \quad \text{(случайные ошибки),} \quad (4.12)$$

$$\delta R_{тсист} = L \cdot \sin\bar{\alpha} \cdot \delta\beta_{сист} \quad \text{(систематические ошибки).} \quad (4.13)$$

Ввиду того, что величина погрешности вследствие случайных ошибок измерения углов мала, её можно практически не учитывать, как и при подсчёте погрешности определения удлинения. При необходимости более точных оценок суммирование погрешностей производится по формулам:

$$\delta R_р = \sqrt{\delta R^2_{рсл} + \delta R^2_{рсист}}; \quad \delta R_т = \sqrt{\delta R^2_{тсл} + \delta R^2_{тсист}}. \qquad (4.14)$$

По аналогичной формуле производится суммирование радиальной и тангенциальной погрешностей для получения полного значения величины δR:

$$\delta R = \sqrt{\delta R^2_р + \delta R^2_т}. \qquad (4.15)$$

Из анализа формул нетрудно видеть, что вклад второй составляющей погрешности $\delta R_т$, содержащей систематическую ошибку измерений азимута, превосходит вклад радиальной составляющей, причём в тем большей мере, чем больше средний зенитный угол, т. е. отход скважины от вертикали.

Рассмотренные оценки точности геометрических построений необходимо применять при анализе различных сложных производственных ситуаций, как-то:

– насколько строго выдержана сетка добывающих и нагнетательных скважин на данном участке месторождения, где обнаружились незакономерные изменения состава добываемой жидкости;

– противоречия между характером отдачи пластов и их абсолютными глубинами залегания, когда возникают сомнения в правильности последних;

– исследуются места возможного пересечения или опасного сближения стволов скважин при многоствольном кустовом бурении.

Более детальные сведения по теме данной главы можно найти в работах [10, 15, 19, 26].

Глава 5. ГЛИНИСТОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ

Глинистость межзернового терригенного коллектора характеризуется долей минерального скелета породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции с размерами зёрен $d_з < 0{,}01$ мм.

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием $C_{гл}$ (массовая глинистость) в твёрдой фазе породы, выражаемым в процентах или долях единицы:

$$C_{гл} = \frac{m_{гл}}{m_{тв}}, \qquad (5.1)$$

где $m_{гл}$ – масса фракции с $d_з < 0{,}01$ мм; $m_{тв}$ – масса всей твёрдой фазы, включая $m_{гл}$.

Для характеристики объёмного содержания глинистого материала в породе используют коэффициент объёмной глинистости $k_{гл}$, который при равенстве минеральных плотностей $\delta_{ск} \approx \delta_{гл}$ частиц скелетной и глинистой фракции будет:

$$k_{гл} = C_{гл}(1 - k_п). \qquad (5.2)$$

В петрофизике и промысловой геофизике используют также параметр относительной глинистости:

$$\eta_{гл} = \frac{k_{гл}}{k_{гл} + k_п} = \frac{C_{гл}(1 - k_п)}{k_{гл} + k_п}, \qquad (5.3)$$

характеризующий степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зёрнами и выражаемый в долях единицы.

Глинистый материал в коллекторе занимает отдельные обособленные участки, образуя агрегаты глинистых частиц, пронизанные субкапиллярами, с коэффициентом пористости $k_{п,\,гл}$.

Зная $k_п$, $k_{гл}$, $k_{п,\,гл}$ можно оценить предельное значение эффективной пористости $k_{п,\,эфф}$ межзернового коллектора с глинистым цементом заполнения пор:

$$k_{п,\,эфф} = k_п - \frac{k_{гл} \cdot k_{п,гл}}{1 - k_{п,гл}}. \qquad (5.4)$$

Параметры $C_{гл}$, $k_{гл}$, $k_{п,\,гл}$ и $\eta_{гл}$ характеризуют рассеянную глинистость в межзерновых коллекторах. В слоистом глинистом коллекторе, представленном чередованием чистых прослоев коллектора и глины, относительное содержание по мощности глинистых прослоев в пачке характеризуют параметром $\chi_{тгл}$. В общем случае различия коэффициентов пористости песчаных и глинистых прослоев ($k_{п,\,п} \neq k_{п,\,гл}$) параметры $\eta_{гл}$ и $\chi_{гл}$ для пачки связаны соотношением:

$$\eta_{гл} = \frac{\chi_{гл}(1 - k_{п,гл})}{\chi_{гл} + k_{п,п}(1 - \chi_{гл})}. \qquad (5.5)$$

В полимиктовых песчаниках и алевролитах часть глинистого материала содержится в преобразованных зёрнах полевого шпата и в обломках глинистых пород, которые при гранулометрическом анализе попадают в скелетную фракцию с $d_з < 0{,}01$ мм, поэтому по данным стандартного гранулометрического анализа глинистость таких пород характеризуется неверно.

Глинистые минералы в осадочных породах обычно присутствуют в тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и обменные катионы. Физически связанная адсорбированная вода и обменные гидратированные катионы образуют на поверхности твёрдой фазы глинистых минералов слои с аномальными физическими свойствами (аномальные слои), отличающимися от свойств свободной воды. Присутствие в субкапиллярах глинистых коллекторов аномальных слоёв воды оказывает существенное влияние на физические свойства глинистого коллектора, обусловливая их отличие от соответствующих физических свойств чистого коллектора (сжимаемость, электрические, электрохимические и акустические свойства, плотность, проницаемость, эффективная пористость).

Глинистые минералы содержат химически связанную воду и радиоактивные элементы, что существенно влияет на показания методов радиометрии. Так, присутствие химически связанной воды обусловливает отличие пористости глинистых пород, полученной нейтронными методами, от их общей пористости, а увеличение содержания глинистого материала в породе приводит к закономерному росту её радиоактивности.

С ростом содержания глинистого материала закономерно уменьшаются эффективная пористость, проницаемость и способность породы быть коллектором.

Таким образом, содержание в породе глинистого материала является одним из основных факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором, но, с другой стороны, глинистость коллектора оказывает существенное влияние на физические свойства породы и петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС. Это обусловило широкое применение методов ГИС для определения параметров глинистости продуктивных коллекторов, основанное на корреляционных связях показаний отдельных геофизических методов с параметрами глинистости. Получаемую информацию о глинистости используют при решении задачи об отнесении изучаемого объекта к коллектору или неколлектору, для оценки класса данного коллектора и для корректировки результатов количественной интерпретации ГИС с учётом конкретных значений глинистости.

Прежде чем перейти к рассмотрению геофизических способов определения глинистости, рассмотрим недостатки определения понятия «глинистость», изложенного в начале данной главы и широко

применяемого в нефтегазовой геологии и геофизике. Эти недостатки обусловлены особенностями методики определения глинистости в лабораториях производственных и исследовательских организаций и заключаются в следующем.

Навеска породы перед гранулометрическим анализом обрабатывается 5% раствором соляной кислоты; при этом растворяются не только карбонатные соединения, но и высокодисперсные компоненты – некоторые глинистые минералы (лептохлориты), гидроокислы железа и алюминия, которые по ряду признаков следовало бы включить в глинистую фракцию. Иногда содержание таких растворимых высокодисперсных компонентов соизмеримо с содержанием фракции $d_з < 0{,}01$ мм или выше.

В полимиктовых и вулканогенных песчаниках и алевролитах часть глинистых минералов входит в состав скелетных зёрен и не учитывается при стандартном гранулометрическом анализе.

Выделение фракции $d_з < 0{,}01$ мм позволяет лишь определить массовое содержание в породе этого компонента, но не дает представления о его дисперсности. В действительности, для различных пород эта фракция может иметь различный минеральный состав (глинистые минералы группы монтмориллонитов, гидрослюд и каолинита с примесями неглинистых минералов) и дисперсность.

Таким образом, используемое понятие «глинистость» в общем случае не является объективной характеристикой содержания высокодисперсного материала в породе и выполняет эту роль лишь для кварцевых или преимущественно кварцевых песчаников и алевролитов с достаточно однородным минеральным составом фракции $d_з < 0{,}01$ мм при отсутствии или незначительном содержании растворимых высокодисперсных компонентов. Более объективными характеристиками содержания в породе активных минеральных компонентов, в первую очередь глинистых минералов, являются: ёмкость катионного обмена, отнесённая к единице объёма породы $Q_п$ или объёма пор $q_п$; гигроскопическая влажность породы, отнесённая к единице объёма породы $Q_г$ или объёма пор $q_г$. Значения $Q_п$, $q_п$, $Q_г$, $q_г$ выражают обычно в мг·экв/см^3. Вполне закономерно, что значения таких геофизических параметров, как относительная амплитуда $U_{ПС}$ или индекс свободного флюида (ИСФ), устанавливаемый по диаграмме ядерно-магнитного метода, имеют более тесную корреляционную связь с величинами $Q_п$, $q_п$, $Q_г$, $q_г$, чем с параметрами глинистости.

Параметры $Q_п$, $q_п$, $Q_г$, $q_г$ не получили пока широкого применения в практике для характеристики глинистости пород, что обусловлено, вероятно, ограниченным масштабом экспериментальных определений этих величин в лабораториях петрофизики, физики пласта и литологических исследований. В то же время в ряде работ отечественных и зарубежных исследователей показана возможность и целесообразность использования этих параметров в качестве более эффективной характеристики содержания в породе дисперсного материала. Однако в настоящее время параметры глинистости $C_{гл}$, $k_{гл}$, $\eta_{гл}$ в практике изучения продуктивных коллекторов используют чаще, поэтому в данном учебнике рассмотрены наиболее широко применяемые методы определения глинистости пород. Необходимость определения глинистости как одной из характеристик продуктивных коллекторов и пород, вмещающих эти коллекторы, обусловлена следующим.

Содержание и минеральный состав глинистого материала в терригенных, а также в определённой мере в карбонатных и вулканогенных породах в значительной степени контролирует их коллекторские свойства и потенциальное нефтегазосодержание (породы-коллекторы), способность их выполнять роль литологических экранов (породы-покрышки). Поэтому при оперативной промышленной оценке продуктивных пластов на стадиях подсчёта запасов и проектирования разработки нефтяного или газового месторождения информация о глинистости имеет такое же значение, как сведения о подсчётных параметрах продуктивных коллекторов.

Большая часть петрофизических уравнений, лежащих в основе

комплексной геологической интерпретации результатов ГИС содержит какой-либо параметр глинистости, поэтому значение этих параметров – обязательное условие надёжного определения коэффициентов пористости, проницаемости, нефтегазонасыщения по данным ГИС.

В настоящее время для определения глинистости пород используют метод самопроизвольных потенциалов (ПС) и метод естественной радиоактивности (ГК).

При использовании метода ПС для определения объемной глинистости $k_{гл}$ пород-коллекторов на диаграмме потенциалов самопроизвольной поляризации отсчитывают от условной линии глин значения амплитуд E_i и E_{max} против исследуемого пласта и опорного пласта с максимальной амплитудой ПС. В качестве опорного пласта выбирают чистый незаглинизированный пласт большой толщины. При этих условиях полагают, что для опорного пласта $k_{гл} = 0$, а глинистые пласты представлены чистыми, не содержащими примеси других минералов. В снятые с диаграммы отсчёты вводят поправки за толщину и сопротивление изучаемого пласта, вмещающих пород и бурового раствора. После введения указанных поправок определяют относительную амплитуду $\alpha_{ПС}$:

$$\alpha_{ПС} = \frac{E_i}{E_{max}}. \qquad (5.6)$$

Вычисленные по формуле (5.6) значения $\alpha_{ПС}$ используют для определения $k_{гл}$ по специальной палетке (рис. 5.1, *а*).

Для определения массовой глинистости по данным гамма-метода используют значения измеренной естественной радиоактивности в определяемом и опорном пластах. В измеренные значения вводят поправки за плотность бурового раствора, диаметр скважины, влияние вмещающих пород и инерционность аппаратуры (последняя – в случае необходимости). Затем используют приведенную на рис. 5.1, *б* палетку $\Delta I_{ГК} = f(C_{гл})$, где модулем кривых является массовое содержание глинистого материала в опорном пласте глин. Величину $C_{гл\ оп}$ определяют по

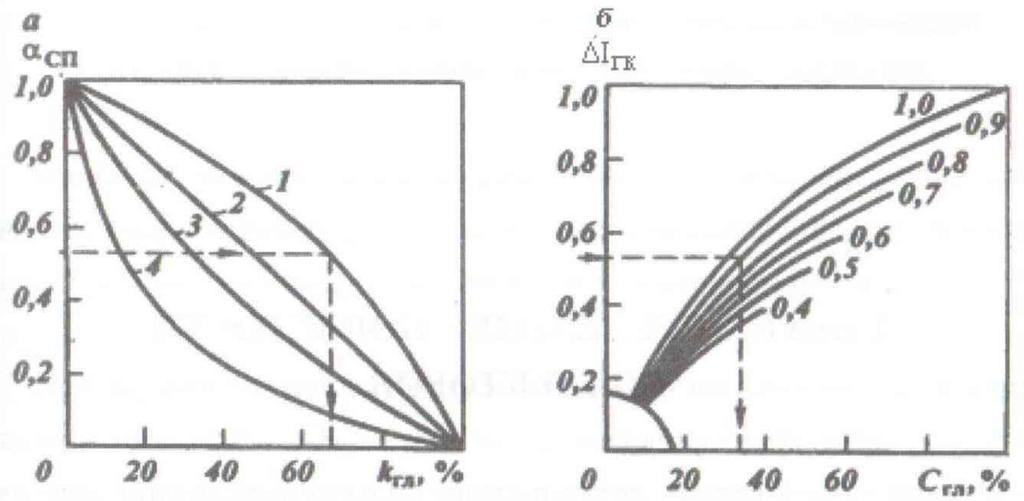


Рис. 5.1. Палетки для определения объёмной $k_{гл}$ (*а*) и массовой $C_{гл}$ (*б*) глинистости по данным ПС и ГК

а – кривые $\alpha_{ПС} = f(k_{гл})$ [по В.Н. Дахнову]:
1 – $\rho_п < 2\rho_{гл}$ $\rho_{зп} < 0{,}5\rho_{гл}$;
2 – $\rho_п \approx \rho_{зп} \approx \rho_{гл}$;
3 – $\rho_п > \rho_{гл}$ $\rho_{зп} > \rho_{гл}$;
4 – $\rho_п > \rho_{гл}$ $\rho_{зп} > 10\rho_{гл}$;

б – кривые $\Delta I_{ГК} = f(C_{гл})$ [по В.В. Ларионову].
Шифр кривых – глинистость опорного пласта, характеризующегося максимальными значениями $\Delta I_{ГК}$

данным петрофизических исследований керна, отобранного в исследуемой скважине. В случае отсутствия таких данных значение модуля кривых можно полагать равным 0,7–0,8 для платформенных районов и 0,4–0,6 для Предуральского прогиба (в пределах Башкортостана).

На практике данные ГК используют для определения глинистости карбонатных пород и кварцевых песчаников, характеризующихся невысокой естественной радиоактивностью.

На точность определения глинистости по данным ПС и ГК влияют вариации солёности бурового раствора (на ПС) и обогащение неглинистыми радиоактивными примесями (на ГК) неглинистых компонентов осадочных пород. Важную роль при определении глинистости играет правильный выбор опорных пластов, поскольку на самом деле опорный пласт глин не состоит на 100% из глин, а в чистых породах все-таки присутствует примесь глинистых минералов.

Дополнительно рекомендуются следующие работы [8, 9, 13, 15, 19].

Глава 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Открытую пористость межзерновых коллекторов можно определить по данным метода сопротивлений, чистых гранулярных (межзерновых) коллекторов – по данным метода самопроизвольных потенциалов.

Общую пористость определяют по данным стационарных нейтронных методов (ННК-Т и НГК) и ГГК-П в межзерновых коллекторах и межзерново-трещинно-каверновых.

Акустический метод используется для определения коэффициента открытой пористости межзерновых коллекторов, а также сложных коллекторов порово-трещинно-кавернового типа и однородных по литологическому составу коллекторов.

Для определения коэффициента общей пористости коллекторов полиминерального состава необходимо совместное использование следующих пар методов: нейтронного и плотностного гамма-гамма методов, нейтронного и акустического методов, плотностного гамма-гамма и акустического методов.

Значение коэффициента трещиноватости в терригенных и карбонатных коллекторах сложного строения необходимо определять методом двух растворов путём заполнения скважины растворами различной минерализации. Совместное использование акустических и радиоактивных методов позволяет определять в карбонатных коллекторах межзерновую пористость матрицы и вторичную пористость.

§ 1. Определение открытой пористости межзерновых коллекторов по данным метода сопротивлений

Основано на использовании связи между относительным сопротивлением (параметром пористости) $P_п$, удельным сопротивлением насыщающей породу воды $\rho_в$ и удельным сопротивлением водонасыщенной породы $\rho_{вп}$.

Для изучаемого коллектора устанавливают по данным анализа керна зависимость $P_п = f(K_п)$ с учётом термобарических условий на глубине залегания пласта. В дальнейшем, определив величину относительного сопротивления, по его связи с коэффициентом пористости определяют искомое значение коэффициента пористости. При этом можно пользоваться тремя различными способами определения $K_п$: по величине удельного сопротивления промытой зоны пласта $\rho_{пп}$, зоны проникновения $\rho_{зп}$ и удельного сопротивления водонасыщенного пласта $\rho_{вп}$ за пределами (контуром) залежи.

При определении $K_п$ по величине $\rho_{пп}$ сначала вычисляют сопротивление промытой части пласта по данным бокового микрокаротажа (МБК). Затем, предполагая, что в промытой зоне пласт насыщен остаточной нефтью и газом с известными их содержаниями ($K_{но}$ и $K_{го}$), сопротивление промытого пласта можно описать следующим выражением:

$$\rho_{пп} = P_п \cdot \rho_ф \cdot P_{но}, \qquad (6.1)$$

где $P_{но}$ – параметр остаточного нефтенасыщения (в случае нефтяного пласта; в газоносном пласте вместо $P_{но}$ фигурирует $P_{го}$).

Входящий в выражение (6.1) параметр $P_{но}$ (или $P_{го}$) связан с $k_{но}$ или $k_{го}$ следующими соотношениями:

$$P_{но} = \frac{1}{(1-k_{но})^n} \quad \text{и} \quad P_{го} = \frac{1}{(1-k_{го})^n}. \qquad (6.2)$$

Относительное сопротивление $P_п$ с учётом выражений (6.1) и (6.2) можно представить в следующем виде:

$$P_п = \frac{\rho_{пп}(1-k_{но})^n}{\rho_ф} \quad \text{или} \quad P_п = \frac{\rho_{пп}(1-k_{го})^n}{\rho_ф}. \qquad (6.3)$$

Для заглинизированного коллектора в знаменатель выражения (6.3) вводят параметр поверхностной проводимости. Значение сопротивления фильтрата $\rho_ф$ в выражении (6.3) определяют по семейству кривых $\rho_ф = f(\rho_р)$, построенных для конкретных значений температуры пласта. Значение сопротивления раствора $\rho_р$ определяют с помощью резистивиметра. Величины $К_{но}$, $К_{го}$ и n берут из данных петрофизических исследований керна, отобранного из исследуемого нефте- или газонасыщенного пласта. Обычно значения коэффициентов $К_{но}$ и $К_{го}$ полагают равными 0,2–0,3, а n = (1,6–2,0).

При определении коэффициента пористости по величине $\rho_{вп}$ предварительно определяют удельное сопротивление полностью водонасыщенного пласта в одной из законтурных скважин по данным метода БКЗ (зонд АО = 4,25 м) или ИК. Проведение операции по определению $\rho_{вп}$ в законтурной скважине связано с необходимостью полного исключения влияния зоны проникновения на определение $\rho_{вп}$ в неизменённой части пласта-коллектора путём использования зонда с большим радиусом исследования. Далее расчётным путём определяют удельное сопротивление пластовой воды с помощью известной зависимости $\rho_в = f(С_в)$ при температуре пласта в исследуемой скважине, по известным значениям минерализации воды на основе её химического анализа. Затем вычисляют параметр пористости и по его связи с коэффициентом пористости, определённой в лаборатории на водонасыщенных образцах породы, находят искомую открытую пористость.

Коэффициент открытой пористости с использованием удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп}$ пласта можно определять, используя замеры с помощью малых зондов БКЗ, бокового микрокаротажа или микросферического зонда.

В формулах (6.3) для расчета $P_п$ вместо $\rho_{пп}$ используют $\rho_{зп}$, а вместо $\rho_ф$ – удельное сопротивление $\rho_{вф}$ смеси фильтрата ПЖ с остаточной пластовой водой, которая не была полностью вытеснена из пласта и осталась в зоне проникновения пласта ЗП. Вполне естественно, что входящие в уравнение (6.3) значения коэффициентов $К_{но}$ и $К_{го}$ для промытой части пласта и зоны проникновения различаются между собой: для ЗП они будут больше, чем для ПП. Поэтому для учёта этого фактора сначала определяют так называемый фиктивный параметр пористости $P_{п\,фик}$ из выражения:

$$P_{п\,фик} = \frac{\rho_{зп}}{\rho_ф}. \qquad (6.4)$$

В формуле (6.4) не учитывается влияние на сопротивление остаточной пластовой воды и углеводородов (нефти или газа) в зоне проникновения пласта-коллектора. Поэтому истинное значение относительного сопротивления $P_п$ вычисляют с использованием следующего выражения:

$$P_п = \frac{\rho_{зп}}{\rho_ф} \cdot \left[\frac{(1-К_{но})^n \cdot \rho_ф}{\rho_{вф}}\right]. \qquad (6.5)$$

Экспериментально установлено, что выражение, стоящее в (6.5) в квадратных скобках, изменяется от 0,8 до 3,0 при изменении пористости от 12 до 28,0%.

Для водоносного коллектора параметр пористости $P_п$ с учётом измеренных значений сопротивления $\rho_{вф}$ определяют, используя следующее выражение:

$$P_п = \frac{\rho_{зп}}{\rho_{вф}}. \qquad (6.6)$$

В уравнении (6.6) удельное сопротивление $\rho_{вф}$ выражается следующим образом (В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн):

$$\rho_{вф} = \frac{\rho_ф \cdot \rho_в}{\rho_ф z + (1-z)\rho_в}, \qquad (6.7)$$

где z – доля остаточной пластовой воды, не вытесненной из зоны проникновения. На практике для расчетов $\rho_{вф}$ при фиксированных значениях сопротивлений $\rho_в$ и $\rho_ф$ пользуются экспериментально установленными зависимостями $\rho_{вф}/\rho_ф = f(\rho_ф/\rho_в)$ для межзерновых коллекторов различного типа.

§ 2. Определение открытой пористости межзерновых терригенных коллекторов по данным метода ПС

Это возможно при наличии корреляционной зависимости между пористостью $К_п$ и глинистостью $С_{гл}$. Также необходимо, чтобы глинистый компонент коллектора был представлен более или менее стабильным минеральным составом, а минерализация пластовой воды была выше минерализации фильтрата ПЖ и оставалась постоянной во всём диапазоне исследуемых продуктивных отложений. При соблюдении указанных условий коэффициент открытой пористости определяют по его связи с величиной относительной амплитуды потенциала самопроизвольной поляризации $\alpha_{ПС}$ (рис. 6.1).

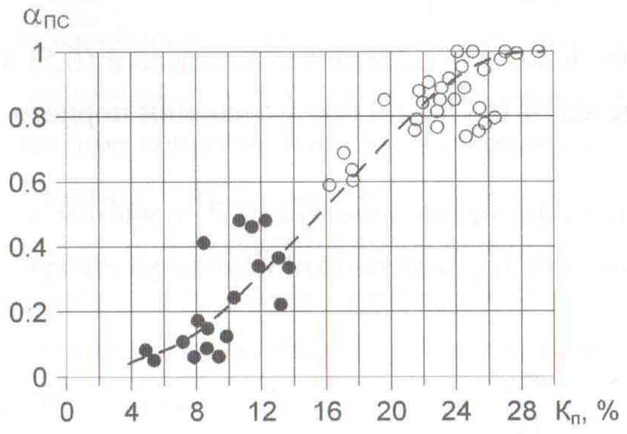


Рис. 6.1. Корреляционная связь между параметрами $\alpha_{ПС}$ и $К_п$ для терригенных пород:
○ – коллектор; ● – неколлектор

Параметр $\alpha_{ПС}$ представляет собой отношение величины амплитуды, отсчитанной на диаграмме ПС для рассматриваемого пласта от линии

глин, к максимальной амплитуде на диаграмме ПС между линиями глин и чистых, неглинистых пород. Для таких пород коэффициент пористости зависит не только от содержания глинистого материала, но и от степени отсортированности зёрен песчаников и алевролитов, особенно в области высоких $К_п$. Определение коэффициента пористости по связи $\alpha_{ПС} = f(К_п)$ возможно как в нефтеносных, так и в водоносных коллекторах. При этом коэффициент пористости устанавливают либо по данным петрофизических исследований керна, отобранного из интервалов коллекторов и неколлекторов, либо по данным определения пористости с помощью другого метода ГИС. Зависимость, подобная приведённой на рис. 6.1, по мере обеспеченности керновыми и геофизическими данными строится для каждой площади, района, горизонта.

§ 3. Определение общей пористости пород по данным стационарных нейтронных методов

Пористость пород находят путём определения их объёмного водосодержания $\omega_п$, независимо от структуры их пустотного пространства.

В породе, в состав скелета которой не входят минералы с химически связанной водой, объёмное водосодержание $\omega_п$ равно коэффициенту общей пористости $К_{п\ общ}$. В породах, содержащих химически связанную воду (например, гипс), коэффициент общей пористости $К_{п\ общ}$ меньше объёмного водосодержания $\omega_п$ на величину объёмного содержания в породе химически связанной воды.

Для глинистых терригенных пород $К_{п\ общ}$ определяют из выражения:

$$k_{п\ общ} = \omega_п - \omega_{гл} \cdot k_{гл}, \qquad (6.8)$$

где $\omega_{гл}$ – объёмное содержание химически связанной воды в глине определённого минералогического состава; $k_{гл}$ – коэффициент объёмной глинистости породы.

В карбонатных породах глинистый материал содержится в нерастворимом остатке и составляет от 20 до 70% от его массы. Поэтому выражение для оценки коэффициента общей пористости по своей структуре аналогично структуре уравнения (6.8), за исключением того, что вместо индекса «гл» выступает индекс «но» (нерастворимый остаток):

$$k_{п\,общ} = \omega_п - \omega_{но} \cdot k_{но}, \qquad (6.9)$$

где $\omega_{но}$ – объёмное содержание химически связанной воды в нерастворимом остатке; $k_{но}$ – коэффициент объёмного содержания нерастворимого остатка.

Для карбонатных пород, содержащих гипс, $k_{п\,общ}$ определяют из выражения:

$$k_{п\,общ} = \omega_п - \omega_{гипс} \cdot k_{гипс}, \qquad (6.10)$$

где $\omega_{гипс}$ и $k_{гипс}$ – соответственно, объёмное содержание химически связанной воды и коэффициент объёмного содержания гипса.

Значения параметров $\omega_{гл}$ и $\omega_{но}$ определяют в петрофизических лабораториях на извлечённых из керна пробах глинистого цемента или нерастворимого остатка. Величину $\omega_{гипс}$ заимствуют из справочных данных. Коэффициенты $k_{гл}$ и $k_{но}$ определяют по данным метода потенциалов самопроизвольной поляризации и гамма-метода. Коэффициент $k_{гипс}$ находят по данным радиоактивных методов (ГГК-П и ННК-Т) или петрофизических исследований керна – в случае большого количества отобранных образцов породы.

По данным нейтронного гамма-метода и нейтрон-нейтронного метода на тепловых нейтронах коэффициент общей пористости определяют путём последовательного выполнения следующих операций.

В пласте, выбранном в разрезе скважины, определяют $\omega_п$ по данным НГК или ННК-Т. При этом графические зависимости $I_{НГК} = f(\omega_п)$ или $I_{ННК} = f(\omega_п)$ выбирают из альбома эталонных кривых, построенных для

радиометров различного типа, скважин различного диаметра, разных типов ПЖ, находящейся в стволе скважины, минерального типа твёрдой фазы (скелета) породы.

В случае отсутствия в исследуемой породе минеральных компонентов с кристаллизационной (химически связанной) водой величина общей пористости равна $\omega_п$. При наличии в породе указанных компонентов общую пористость вычисляют по формулам (6.8–6.10) с учётом специфики состава исследуемой породы.

Определение коэффициента общей пористости в соответствии с изложенным алгоритмом требует выполнения одного обязательного условия. Необходимо, чтобы скелет был представлен однокомпонентным минеральным составом, не считая минеральных примесей с химически связанной водой. Другими словами, терригенный коллектор должен быть представлен зернами кварца, а карбонатный – чистым кальцитом или доломитом.

Метод можно проводить независимо от типа используемой промывочной жидкости в обсаженных и необсаженных скважинах, при изучении водоносных и нефтеносных коллекторов, в том числе на длительно разрабатываемых месторождениях. В последнем случае, используя стационарные нейтронные методы совместно с импульсным нейтрон-нейтронным методом, удаётся выявлять в разрезе скважины ранее пропущенные продуктивные пласты.

§ 4. Определение общей пористости пород по данным плотностной модификации гамма-гамма-метода

Определение коэффициента пористости (общей) горных пород по данным метода ГГК-П основано на применении самоочевидной петрофизической модели, связывающей плотность породы $\delta_п$ с плотностью её минерального скелета $\delta_{ск}$ и плотностью флюида, заполняющего её поры $\delta_{фл}$:

$$\delta_п = (1 - К_п)\,\delta_{ск} + К_п \cdot \delta_{фл}, \qquad (6.11)$$

откуда

$$К_п = \frac{\delta_{ск} - \delta_п}{\delta_{ск} - \delta_{фл}}. \qquad (6.12)$$

Некоторые особенности применения этой модели заключаются в том, что:

– допускается, что порода представлена однокомпонентным минеральным составом (с отклонениями не более 10%), либо компоненты скелета известны из других источников;

– порода в пределах радиуса исследования зондом ГГК-П полностью насыщена флюидом.

В случае, если скважина пробурена на водном растворе, для водоносных коллекторов значение плотности заполняющей породу жидкости полагают равным единице (1 г/см^3). Если же речь идет о нефтеносном или газоносном пласте, плотность насыщающего прискважинную зону пласта флюида необходимо определять с учётом остаточной нефтегазонасыщенности. Плотность твёрдой фазы скелета в случае чистого или слабоглинистого песчаника кварцевого или полимиктового полагают равной 2,65 и 2,72 г/см^3 – для известняка, 2,87 г/см^3 – для доломита.

Считается, что в первом приближении определение коэффициента пористости по данным ГГК-П не зависит от глинистости породы, т. к. плотность глин не сильно отличается от плотности основных породообразующих минералов.

Для определения общей пористости полиминеральной породы (доломитизированный известняк, песчаник с карбонатным цементом и др.) дополнительно к ГГК-П необходимо привлекать данные других методов ГИС (нейтронные, акустические). Алгоритм определения коэффициента общей пористости заключается в определении по кривой ГГК-П плотности породы, определении плотностей скелета и насыща-

ющего породу флюида описанным выше способом и расчёте пористости по формуле (6.12).

Метод определения общей пористости породы по данным ГГК-П используют в открытом стволе, терригенном или карбонатном разрезе, вскрытом скважиной на глинистой или непроводящей промывочной жидкости.

§ 5. Определение общей пористости пород по данным акустического метода

Определение коэффициента общей пористости основано на решении уравнения среднего времени относительно пористости:

$$К_п = \frac{\Delta T_п - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}}, \qquad (6.13)$$

где ΔT – наблюдённое при акустическом каротаже интервальное время пробега волны по породе, $\Delta T_{ск}$ и $\Delta T_{фл}$ – интервальное время в скелете породы и в насыщающем её флюиде.

В случае присутствия в породе глинистого компонента формула для $К_п$ приобретает следующий вид:

$$К_п = \frac{\Delta T_п - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} - К_{гл}\frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} = К_п^{АК} - К_{гл}\frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}}. \qquad (6.14)$$

Интересно рассмотреть применение этой формулы в различных случаях распределения глинистого материала в породе:

– если глинистые частицы находятся в порах коллектора, не подвержены воздействию горного давления, насыщены поровой жидкостью и фактически не отличаются от неё по своим упругим свойствам, $\Delta T_{гл}$ становится практически равной $\Delta T_ф$ и потому дробь во втором слагаемом уравнения (6.14) обращается в 1, следовательно:

$$К_п = К_п^{АК} - К_{гл}; \qquad (6.15)$$

– если глинистые минералы прослоями чередуются с прослоями

коллектора, находятся под горным давлением, $\Delta T_{гл}$ в них близко к $\Delta T_{ск}$, т. е. второе слагаемое в уравнении (6.14) обращается в 0, следовательно:

$$К_п = К_п^{АК}; \qquad (6.16)$$

– наконец, если глинистые частицы встречаются и в порах, и рассеяны в породе, занимая места отдельных зёрен и находясь на контактах зёрен коллектора, либо образуя линзочки, сгустки, огибаемые волной, среднее значение $\Delta T_{гл}$ оказывается между $\Delta T_{фл}$ и $\Delta T_{ск}$, т. е.:

$$К_п = К_п^{АК} - С \cdot К_{гл}, \qquad (6.17)$$

где С – коэффициент, зависящий от характера распределения частиц глины в породе и в общем случае лежащий в пределах от 0 до 1.

Этот последний, самый сложный, «комбинированный» случай распределения глинистого материала в породе, которое невозможно строго количественно оценить, привёл к отысканию иного пути учёта глинистости при определении $К_п$ по данным АК. Путь был найден в использовании показаний метода ПС.

Так, фирма «Шлюмберже» использует следующую формулу:

$$К_п = \frac{\Delta T_п - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{фл} - \Delta T_{ск}} \cdot \frac{1}{2 - \alpha_{ПС}} = К_п^{АК} \cdot \frac{1}{2 - \alpha_{ПС}}, \qquad (6.18)$$

где все входящие в неё величины пояснения не требуют.

В руководстве [26] можно ознакомиться ещё с некоторыми подходами к учёту глинистости при интерпретации данных АК.

При однокомпонентном составе породы значение $\Delta T_{ск}$ полагают равным для песчаника, алевролита кварцевого или полимиктового 170–182 мкс/м, для известняка – 150–160 мкс/м, для доломита – 128–143 мкс/м, для ангидрита – 164 мкс/м, для гипса – 172 мкс/м и галита – 208 мкс/м.

Значение $\Delta T_{фл}$ берут по специальной палетке семейства кривых или рассчитывают с учётом минерализации пластовой воды и термобари-

ческих условий на глубине залегания пласта.

В случае полиминерального состава породы изложенный способ применять нельзя, минералогический состав породы не определен. Известен способ определения $\Delta T_{ск}$, основанный на сопоставлении значений интервального времени $\Delta T_п$ породы и обратной величины её удельного сопротивления $1/\rho_п$, зарегистрированных (или определенных) в интервалах водоносных коллекторов или неколлекторов во всем диапазоне изменения сопротивления $\rho_п$. Затем строят графическую зависимость $\Delta T_п = f(1/\rho_п)$, экстраполяция которой до пересечения с осью интервальных времен позволяет получить значение $\Delta T_{ск}$. Значение $\Delta T_{фл}$ определяют аналогично указанными выше способами.

Преимущество данного способа – нет надобности учитывать влияние термобарических условий и полиминерального состава пород на акустические характеристики матрицы породы.

Известен также способ моделирования термобарических условий на специальной установке (Добрынин В.М. и др.) при построении зависимости интервального времени от пористости пород на образцах керна, которую используют затем для определения пористости.

Указанные способы определения коэффициента открытой пористости пород по данным стандартного акустического метода пригодны в необсаженных скважинах. Однако имеются предпосылки для определения пористости по данным широкополосной акустики.

§ 6. Определение общей пористости глинистых коллекторов по данным комплексной интерпретации диаграмм ГИС

Примером таких коллекторов являются кварцевые песчаники и алевролиты с глинистым цементом в терригенном разрезе и известняки и доломиты с содержащим глинистые минералы нерастворимым остатком – в карбонатном.

При решении данной проблемы методы ГИС комбинируют для определения $К_{п\ общ}$ и $k_{гл}$ в случае терригенного разреза и $К_{п\ общ}$ и $k_{но}$ – в карбонатном разрезе.

Терригенный разрез. В этом случае возможно применение следующих четырех комплексов методов:

1. НГК (или ННК-Т) и ПС.
2. ГГК-П и ПС.
3. НГК (или ННК-Т) и ГК.
4. ГГК-П и ГК.

Для указанных четырех вариантов совместного использования радиоактивных и одного электрического метода возможны четыре системы уравнений.

1. Одно из уравнений системы аналогично уравнению (6.8). Второе уравнение системы определяет связь относительной амплитуды потенциала самопроизвольной поляризации с относительной глинистостью $\eta_{гл}$, определяемой выражением (5.3) и представленной на рис. 5.1. Решая систему уравнений, вычисляют общую пористость и относительную глинистость, а затем расчётным путём получают значение $k_{гл}$.

2. В следующей системе уравнений используют значение плотности породы $\delta_п$, найденное по данным ГГК-П:

$$\delta_п = \delta_{ск}(1 - k_{п\ общ} - k_{гл}) + k_{гл}\cdot\delta_{гл} + k_{п\ общ}\cdot\delta_{фл}. \qquad (6.19)$$

Второе уравнение в системе, так же как и в предыдущей системе уравнений, устанавливает связь между параметрами $\alpha_{ПС}$ и $k_{гл}$. При известных значениях $\delta_{ск}$ и $\delta_{гл}$ решение системы уравнений позволяет определить $k_{п\ общ}$ и $\eta_{гл}$, а затем $k_п$.

3. Первое уравнение третьей системы устанавливает взаимосвязь между относительной интенсивностью естественного гамма-излучения $\Delta I_{ГК}$ и относительной глинистостью $\eta_{гл}$. При решении системы уравнений определяют $К_{п\ общ}$ и $k_{гл}$.

4. В четвертой системе уравнений используются уравнение (6.19) и график $\Delta I_{ГК} = f(k_{гл})$. Решение системы уравнений позволяет определить значения общей пористости и относительной глинистости.

Карбонатный разрез. При исследовании карбонатного разреза используются те же пары радиоактивных и одного электрического методов, составляются и решаются четыре системы уравнений. Поскольку в условиях карбонатного разреза аналогом глинистости является содержание нерастворимого остатка, то вместо параметра объёмной глинистости $k_{гл}$ используется объёмное содержание нерастворимого остатка $k_{но}$, а вместо относительной $\eta_{гл}$ глинистости – относительное содержание нерастворимого остатка $k_{гл}$.

В заключение отметим, что способы, основанные на совместном использовании ННК-Т и ГГК-П, могут быть реализованы в открытом стволе и обсаженной скважине, независимо от типа ПЖ – проводящей или на нефтяной основе. Остальные комбинации рассмотренных методов используются только в открытом стволе, причём комплекс ГГК-П – ГК при бурении скважин как на глинистом растворе, так и на непроводящей основе, а комплексы НГК-С или ННК-Т и ПС или ГГК-П, причем ПС лишь в скважинах, бурящихся на проводящих растворах.

§ 7. Определение трещинной пористости по данным метода сопротивлений

Такая задача ставится при изучении коллектора, состоящего из непроницаемой матрицы с неэффективными межзерновыми (закрытыми или нацело занятыми связанной водой) порами, и трещин, пересекающих по разным направлениям матрицу. Подобный тип коллектора в первую очередь характерен для карбонатных пород. Системы трещин, ориентированных в одном или двух направлениях, а иногда распределенных в породе хаотично, формируют эффективное пустотное

пространство, которое может быть заполнено углеводородами. В матрице такого коллектора нефть и газ отсутствуют.

В прискважинной зоне пласта трещины коллектора заполнены фильтратом бурового раствора сопротивлением $\rho_ф$, а матрица насыщена пластовой жидкостью с удельным электрическим сопротивлением $\rho_в$.

Указанная модель трещинного коллектора является физической основой при реализации двух способов изучения коллекторов по данным метода сопротивления. При первом способе скважина бурится на минерализованном растворе, сопротивление $\rho_ф$ которого равно или близко к сопротивлению пластовой воды. Удельное сопротивление трещинного коллектора $\rho_{зп\ тр}$ в зоне проникновения фильтрата описывается с помощью следующего выражения:

$$P_{зп\ тр} = \frac{\rho_{п\ бл}\,\rho_в}{A \cdot K_{птр} P_{п\ мат} + 1}, \qquad (6.20)$$

где $P_{п\ мат}$ – параметр пористости непроницаемых блоков (матрицы) с межзерновой пористостью $К_{п\ бл}$; А – безразмерный коэффициент, значение которого характеризует ориентацию в пространстве трещин и изменяется в диапазоне от 0,5 до 1,0. Значение А = 0,5 соответствует перпендикулярной и параллельной ориентации трещин по отношению к направлению токовых линий; в случае, когда А = 1, трещины ориентированы параллельно линии тока. Для хаотично ориентированных трещин А = 0,67.

Решение уравнения (6.20) относительно параметра $k_{п\ тр}$ приводит к следующему уравнению:

$$k_{п\ тр} = \frac{1}{A}\left(\frac{\rho_в}{\rho_{зптр}} - \frac{1}{P_{пбл.}}\right). \qquad (6.21)$$

Величину $\rho_{зп\ тр}$ определяют по диаграммам электрометрии, полученным с помощью зонда с глубинностью, соответствующей размерам зоны проникновения в трещинном коллекторе, которая, как правило, более глубокая, чем в межзерновом коллекторе.

Значение относительного сопротивления $P_{п\ бл}$ вычисляют из выражения:

$$P_{п\ бл} = \frac{1}{k^{m}_{пбл}}. \qquad (6.22)$$

Значение блоковой пористости определяют независимым геофизическим методом или на представительной коллекции керна. Показатель степени m в уравнении (6.22) определяют из экспериментальной зависимости $P_{п\ бл} = f(k_{п\ бл})$ для матрицы исследуемого коллектора.

Преимущество данного метода заключается в его простоте, а недостаток связан со сложностью определения величины $k_{п\ бл}$, которая не совпадает с величиной общей пористости трещинного коллектора по данным нейтронного или плотностного гамма-гамма метода. Впрочем различие между значениями $k_{п\ общ}$ и $k_{п\ бл}$ составляет 0,5–10%.

Указанного недостатка лишен метод двух растворов, заключающийся в бурении скважины на минерализованном буровом растворе сопротивлением $\rho_{ф1}$, которое больше или меньше сопротивления воды. После замера сопротивления для определения $\rho_{зп\ тр1}$ продолжают бурение на пресном растворе с сопротивлением $\rho_{ф2}$ с репрессией на пласт с целью замены в зоне проникновения солёного фильтрата на пресный. Проводят второй замер для определения сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп\ тр2}$. Значение коэффициента пустотности (пористости) трещинного типа находят из выражения:

$$k_{п\ тр} = \frac{1}{A} \cdot \frac{\rho_{ф1}\rho_{ф2}(\rho_{зптр2} - \rho_{зптр1})}{\rho_{зптр1}\rho_{зптр2}(\rho_{ф2} - \rho_{ф1})}. \qquad (6.23)$$

Недостатком метода двух растворов является сложность его реализации и высокая стоимость проводимых работ.

§ 8. Определение общей пористости коллекторов сложного минерального состава

Для этого используется комплекс радиоактивных методов исследования скважин – ГГК-П и ННК-Т. В случае однокомпонентного состава скелета, представленного кварцем, кальцитом или доломитом, зависимость между плотностью по данным плотностного гамма-гамма-метода и нейтронной пористостью может быть представлена графиком, аналогичным показанному на рис. 6.2.

Карбонатный разрез. Для определения общей пористости породы на примере доломитизированного известняка на графике наносят координаты ($\delta_п$, $К_{п\,п}$) точки (скажем, $\delta_п$ = 2,58 г/см^3 и $К_{п\,п}$ = 10%), соответствующие измеренным значениям плотности и нейтронной пористости пласта. Видно, что указанная точка занимает промежуточное положение между линиями для известняков и доломитов и между линиями для разных значений $К_{п\ общ}$. Интерполируя между теми и другими линиями, получаем величину $К_{п\,общ}$ = 9% и содержание доломита в породе 30%.



Рис. 6.2. Зависимость плотности $\delta_п$ карбонатной породы от её пористости по данным нейтронного метода $К_{п\,п}$. Верхняя кривая – известняк, нижняя – доломит, средние линии – промежуточные разности. Шифр кривых: содержание доломита, %; пористость $k_{п\,общ}$ (в скобках), %

Терригенный разрез. Другим примером двухкомпонентного состава твёрдой фазы породы (ее скелета) является заглинизированный кварцевый песчаник. В этом случае данные ННК-Т и ГГК-П используются для оценки глинистости породы (рис. 6.3).

Ордината начала сплошной линии $\delta_п = f(К_{п\,п})$ соответствует плотности 2,65 г/см^3, т. е. плотности чистого кварца. Точка А соответствует пласту чистых глин. На практике её координаты ($\delta_п$, $К_{п\,п}$) определяют по измеренным значениям плотности и нейтронной пористости для нескольких пластов чистых глин, выявленных в разрезе скважины. От точки А проводят перпендикулярную прямую линию до пересечения с основной линией ВС. Отрезок прямой от точки А до точки пересечения, в которой $С_{гл}$ = 0, градуируют в долях глинистости ($С_{гл}$ = 100%). Затем через точки, соответствующие различным значениям глинистости, проводят линии, параллельные линии чистого кварцевого песчаника. Для определения общей пористости и глинистости заглинизированного кварцевого песчаника на график наносят точку D с координатами, соответствующими нейтронной пористости и плотности пласта глинистого кварцевого песчаника, выделенного в разрезе скважины. По положению точки D относительно шкалы глинистости определяют содержание последней, а по положению её проекции на линию $С_{гл}$ – значение общей пористости. В приведённом на рис. 6.3 примере пористость песчаника составляет 12%, а глинистость – 40%.

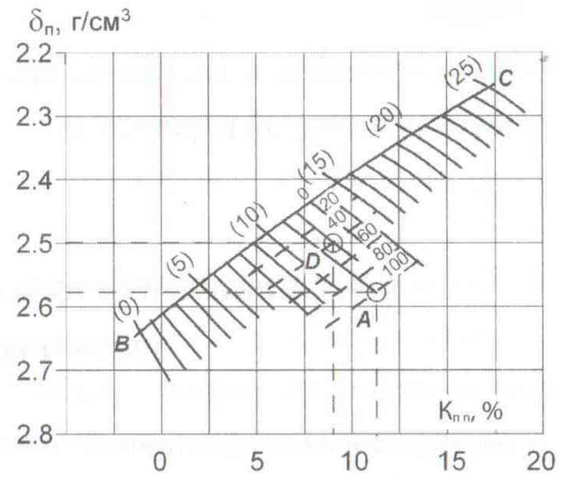


Рис. 6.3. Зависимость плотности $\delta_п$ терригенной породы от её пористости по данным нейтронного метода $К_{п\,п}$. Шифр кривых $С_{гл}$, $К_{п\,общ}$ (в скобках)

Семейства зависимостей, подобных показанным на рис. 6.2 и 6.3, получают путём статистической обработки данных ГИС и анализа керна по совокупности пластов, хорошо охарактеризованные керном, для региона, месторождения, этажа разреза. Зависимости могут разли-

чаться по типам аппаратуры нейтронного каротажа, по способу определения нейтронной пористости $К_{п\,НК}$.

§ 9. Определение эффективной пористости по данным ГИС

Коэффициент эффективной пористости $К_{п\ эф}$ определяется суммарным объемом пор, входящих в единую фильтрационную систему, за вычетом объёма, занятого физически связанной остаточной водой. Величина $К_{п\,эф}$ является произведением коэффициента открытой пористости $К_{п}$ на величину $(1 – К_{в\,св})$, где $К_{в\,св}$ – содержание в порах физически связанной воды:

$$К_{п\,эф} = К_{п\,от}(1 – К_{в\,св}). \qquad (6.24)$$

В данной формуле и в контексте рассмотрения фильтрационно-ёмкостных характеристик коллектора термины «связанная вода» и «остаточная вода» понимаются как синонимы, т. е. $К_{в\,св}$ и $К_{во}$ – одно и то же.

Таким образом, $К_{п\,эф}$ характеризует максимальный объем углеводородов, который может содержать гидрофильный коллектор, так как $К_{нг\,max} = 1 – К_{в\,св}$.

Единственным универсальным геофизическим методом определения параметра $К_{п\ эф}$ является метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМК), физическая сущность и область применения которого рассмотрена в томе 1.

Метод ЯМК в модификации регистрации сигнала свободной прецессии (ССП) используется для определения $К_{п\ эф}$ по диаграммам индекса свободного флюида (ИСФ), которые регистрируются при исследованиях этим методом. Проценты ИСФ, в которых градуирова-

на диаграмма, эквивалентны процентам $К_{п\ эф}$ как в терригенном, так и в карбонатном разрезах с коллектором любого типа. Предел разрешающей способности метода – получение величины $К_{п\ эф} = 1\%$, поэтому значения $К_{п\ эф}$ определяются по диаграмме ИСФ для коллекторов с $К_{п\ эф} > 1\%$.

Задача решается методом ЯМК в необсаженных скважинах при отсутствии в буровом растворе и разрезе ферромагнитных минералов.

В глинистом терригенном коллекторе с глинистым цементом типа заполнения пор параметр $К_{п\,эф}$ можно определить, если известны значения $К_{п\,общ}$ и $К_{гл}$, которые находят, комплексируя один из методов пористости (ННК-Т, ГГК или АК) с методом глинистости (ПС или ГК). Значение $К_{п\,эф}$ можно рассчитать по формуле:

$$k_{п\,эф} = k_{п\,общ} – \frac{k_{п\,общ}\eta_{гл}k_{п\,гл}}{(1-\eta_{гл})(1-k_{п\,гл})}, \qquad (6.25)$$

если параметр $\eta_{гл}$ определен по диаграмме ПС, или по формуле:

$$k_{п\,эф} = k_{п\,общ}k_{гл} – \frac{k_{п\,гл}}{1-k_{п\,гл}}, \qquad (6.26)$$

если параметр $К_{гл}$ получен по диаграмме ГК. В формулах (6.25) и (6.26) параметр $К_{п\,гл}$ – коэффициент пористости глинистого цемента – принимают в соответствии с данными петрографического изучения типичных образцов исследуемых глинистых коллекторов.

§ 10. Комплексирование данных ГИС и керна для определения пористости коллекторов

Выше, в § 2 настоящей главы, был рассмотрен случай такого комплексирования: показания метода ПС, выраженные относительным параметром $\alpha_{ПС}$, сопоставлены с пористостью (открытой) образцов керна, надёжно привязанного по глубинам к диаграмме ПС. Подобный подход к проблеме определения пористости традиционен для отечествен-

ной промысловой геофизики, и ниже будут рассмотрены ещё несколько случаев «калибровки» диаграмм с помощью данных керна. В ряде других из рассмотренных способов также указывалось на использование данных керна с целью уточнения пористости, оценки минерального состава скелета, глинистости, состава и характера распределения глин в породе и т. д. Керна при бурении нефтегазовых скважин отбирается немало, он востребован кроме геофизики для задач разработки, эксплуатации, бурения, и не использовать его было бы неразумно. Кроме того, ряд способов определения $К_п$, базирующихся на комплексировании материалов НГК (ННК), АК и ГГК-П, ввиду недостаточно строгой метрологии аппаратуры этих методов не всегда дают приемлемые результаты. Вот почему всегда при наличии представительного кернового материала следует использовать его для построения зависимостей типа керн-геофизика, связывающих показания геофизического метода с пористостью по образцам керна, строго привязанным к глубинам.

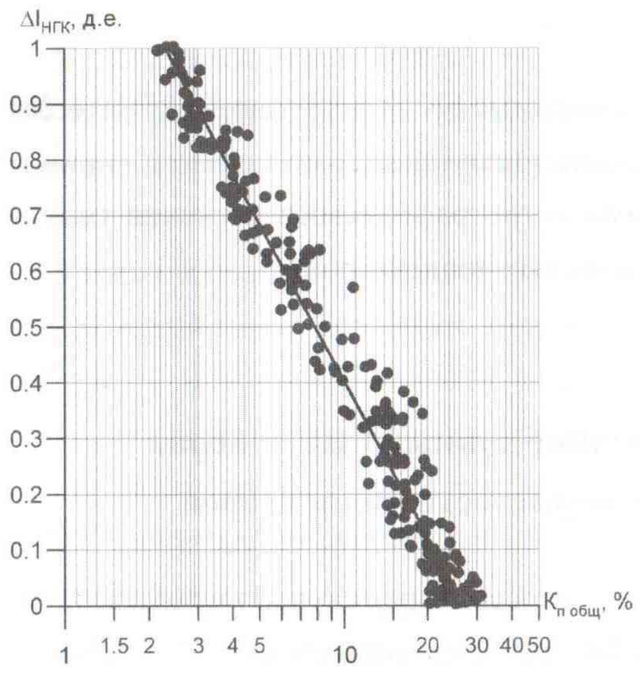


Рис. 6.4. «Калибровочная» зависимость для определения Кп общ по показаниям НГК-60. Аппаратура НГГК-57, dc =146 мм, неглинистые рифовые карбонатные породы

На рис. 6.4 показана такая «калибровочная» зависимость для определения $К_п$ по данным НГК-60 в карбонатном разрезе. Показания НГК-60 представлены двойным относительно-разностным параметром:

$$\Delta I_{НГК} = \frac{I_{НГК} - I_{НГКmin}}{I_{НГКmax} - I_{НГКmin}},$$

где $I_{НГКmax}$ – показания в плотных карбонатных породах с пористостью 1–3%,

$I_{НГКmin}$ – в пластах глин (аргиллитов). Аппроксимация фактических точек прямой линией показывает, что плотный опорный пласт имеет $К_{п\ общ}$ 2,5%, а минимальные показания в глинах эквивалентны таковым в карбонатной породе с пористостью 27%. В данном случае для построения зависимости были использованы значения общей пористости по керну, поэтому и снимаемые с этого графика определяемые значения пористости надо воспринимать в этих же единицах. Такой подход удобен тем, что в других случаях применения НГК для оценки пористости первоначальный результат тоже получается в единицах общей пористости. Этим обеспечивается единообразный алгоритм дальнейшей обработки данных (учёт глинистости, литологии, переход к открытой пористости), полученных с помощью нейтронных методов.

В терригенном разрезе для определения пористости могут быть использованы показания метода естественной гамма-активности, если предварительно построить «калибровочную» зависимость при прямом сопоставлении $\Delta I_{ГК}$ с пористостью образцов представительного керна. Достаточно тесные, пригодные для количественных определений пористости зависимости $К_{п\ от} = f(\Delta I_{ГК})$ получаются, когда основным компонентом цементирующего вещества в песчано-алевролитовых породах является глинистый материал (рис. 6.5, верхний график). Некоторая карбонатизация цемента ухудшает коллектор и его «калибровочную» зависимость (там же, нижний график), но не делает её непригодной для количественных оценок пористости. Таковы, за редким исключением, терригенные коллекторы девона и карбона в разрезах Башкортостана. В полимиктовых песчаниках применение этого способа сопряжено с большими погрешностями или вовсе невозможно.

В практике интерпретации применяется прямое сопоставление данных привязанного к разрезу представительного керна с показаниями акустического каротажа. Подобно описанным выше примерам строится «калибровочный» график, для чего используются значения $К_{п\ от}$ по керну и ΔT, снятые с реальных диаграмм АК (рис. 6.6), либо от-

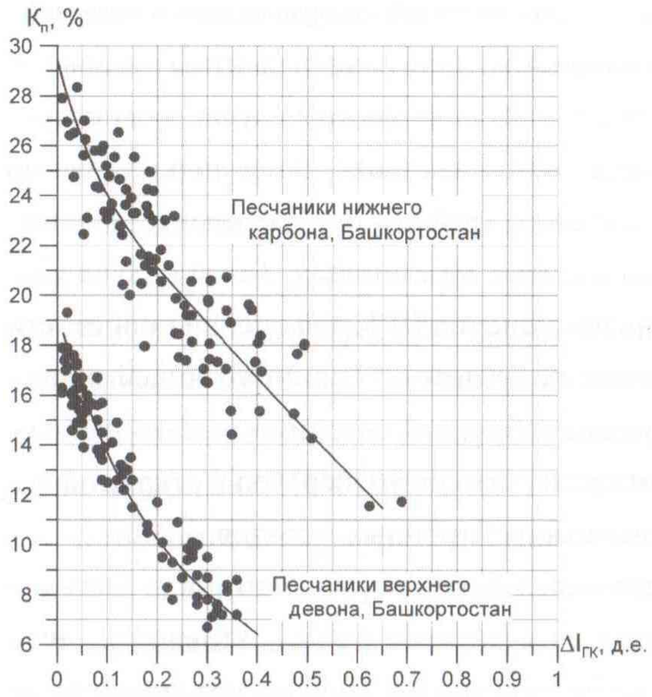


Рис. 6.5. «Калибровочная» зависимость для определения $K_{п\ от}$ по показаниям ГК. Аппаратура НГГК-55, ДРСТ-1, d_c = 216 мм, реже 298 мм

носительные интервальные времена $\Delta T/\Delta T_{ск}$ или $K_{п\ АК}$, исчисленные согласно линейной зависимости М. Вилли (§ 5, уравнение (6.13)).

Во всех рассмотренных вариантах геофизический параметр, отражающий пористость, наблюдён в условиях естественного залегания пласта, и он жёстко градуируется в единицах керновой пористости (открытой или общей). Поэтому необходимо для соблюдения соответствия между геофизическими и петрофизическими измерениями последние проводить тоже при воспроизведении в лабораториях термобарических условий пласта, либо корректировать петрофизические параметры, полученные в атмосферных условиях, расчётным путём.

При построении связей между параметрами, будь то типа керн-керн, керн-геофизика, которые предназначены для определения значений одного параметра по имеющимся значениям другого, необходимо соблюдать некоторые несложные, но очень важные требования.

Например, недопустима замена исходных пар единичных измерений петрофизических параметров осреднёнными («групповыми») точками при построении линии связи. Это приводит к искусственному завышению коэффициента корреляции и улучшению доверительного ин-

тервала, а при упрощённом группировании исходных данных (с разбиением на группы только по одному из сопоставляемых параметров) – к искажению положения линии связи на графике.

Недопустимо привлечение к построению линии связи точек вне рабочего диапазона использования графика, хотя бы и правомерных с позиции физики. Такова, например, «точка воды» ΔT = 520 мкс/м, $K_п$ = 1 при акустических исследованиях керна.

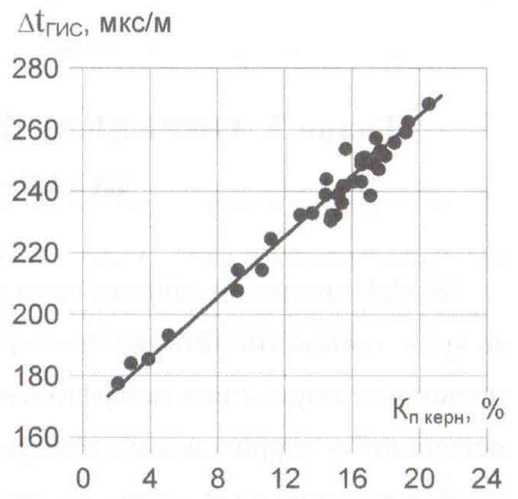


Рис. 6.6. Связь интервального времени по ГИС с пористостью по керну для юрских отложений Западной Сибири

Отыскание линии методом наименьших квадратов, получившее широкое применение, является безусловно правомерным при высоких значениях коэффициента корреляции, практически при $|r| > 0{,}95\ldots0{,}99$ (в зависимости от требований задачи). При меньшей тесноте связи полученная линия связи нуждается в т. н. симметрировании.

Симметрирование зависимости сводится к получению линий связи y(x) и x(y), а симметрированная линия получается как срединная между ними.

Рекомендуется ознакомиться с более полным изложением методики построения статистических зависимостей, данным в § 3 главы 9, а также в журнальной публикации [4].

Для дополнительного ознакомления с методами определения пористости коллекторов рекомендуются работы [5, 6, 7, 8, 14, 16, 20].

Глава 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Коэффициент проницаемости является одним из важнейших параметров продуктивного коллектора. Данные промысловой геофизики позволяют определять коэффициент проницаемости для пластовых пересечений в терригенном межзерновом коллекторе. Для этого используются материалы методов электрометрии, методов глинистости и пористости, данные гидродинамических исследований, петрофизические связи типов керн-керн и керн-геофизика – в различных сочетаниях.

§ 1. Определение проницаемости продуктивного коллектора по удельному сопротивлению

Физической основой для получения связи между удельным сопротивлением и коэффициентом проницаемости $K_{пр}$ нефтегазоносного коллектора является известное уравнение Козени-Кармана:

$$k_{пр} = \frac{k^2_{пэф}}{f T_г^2 S_ф^2}, \qquad (7.1)$$

где f – коэффициент, характеризующий степень отличия сечения порового канала от кругового; $T_г$, $S_ф$ – соответственно извилистость и удельная поверхность фильтрующих каналов; $K_{п\,эф}$ – коэффициент эффективной пористости (см. о $K_{п\,эф}$ в § 9 гл. 6).

Для чистых песков, слабоцементированных песчаников и алевролитов величину $K_{в\,св}$ можно выразить как:

$$k_{в\,св} = \frac{S_ф \tau_{св}}{k_п}, \qquad (7.2)$$

где $\tau_{св}$ – средняя толщина плёнки связанной воды. Подставляя в формулу (7.1) значение $S_ф$, вычисленное из уравнения (7.2), и $k_{п\,эф}$, получим:

$$k_{пр} = \frac{k_п \tau^2_{св} (1 - k_{во})^3}{f T_г^2 k^2_{во}}. \qquad (7.3)$$

Учитывая близость значений извилистости каналов фильтрации $T_г$ и каналов прохождения электрического тока $T_{эл}$ для рассматриваемых коллекторов, а также выражение для параметра пористости $P_п = \frac{f T^2_{эл}}{k_п}$ [1], из формулы (7.3) получим:

$$k_{пр} = \frac{\tau^2_{св} (1 - k_{во})^2}{P_п k^2_{во}}. \qquad (7.4)$$

Подставляя в (7.4) $k_{во} = P_н^{-\frac{1}{n}}$, приходим к выражению:

$$k_{пр} = \frac{\tau^2_{св} (1 - P_н^{-\frac{1}{n}})^3 P_н^{\frac{2}{n}}}{P_п}. \qquad (7.5)$$

При n = 2:

$$k_{пр} = \frac{\tau^2_{св} (1 - \frac{1}{\sqrt{P_н}})^3 P_н}{P_п}. \qquad (7.6)$$

Выражение (7.6) является физической основой определения $K_{пр}$ по значениям геофизических параметров $P_н$ и $P_п$, рассчитываемых по формулам на основе известных удельного сопротивления $\rho_п$ коллектора в зоне предельной нефте(газо)насыщенности, коэффициента пористости коллектора $K_п$ и удельного сопротивления пластовой воды $\rho_в$. Величину $\tau_{св}$ задают на основе экспериментальных данных для изучаемого объекта. Так, можно вычислить $\tau_{св}$ из уравнения (7.6), подставляя в него значения $P_н$, $P_п$ и $K_{пр}$, для пластов с известной по данным гидро-

[1] См., например [15], стр. 22.

динамических исследований или представительного керна проницаемостью, а затем использовать среднее значение $\tau_{св}$ для данного объекта или зависимость между $\tau_{св}$ и $К_{пр}$. При расчётах принимают обычно $0,4 < \tau_{св} < 0,7$ мкм.

Уравнение (7.6) показывает, что должна быть связь между параметрами $Р_н$ и $К_{пр}$. Это подтверждается обширной практикой для различных нефтедобывающих районов. Разными авторами были получены аналитические или графические зависимости между $Р_н$ и $К_{пр}$ слабоглинистых терригенных продуктивных коллекторов.

Так, в этих условиях фирма «Шлюмберже» применяет формулу:

$$К_{пр} = 6,25 \cdot 10^4 \cdot К_{пэф}^6 \cdot Р_н^2, \qquad (7.7)$$

где $К_{п\,эф}$ берётся в д. е., а результат получается в $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Названная фирма использует формулу А. Тимура в виде:

$$К_{пр} = 0,125 \left[\frac{К_п^{4,4}}{10^4 (1 - \frac{К_{пэф}}{К_п})^2} \right]^{0,97}, \qquad (7.8)$$

где $К_п$ и $К_{п\,эф}$ – в %, $К_{пр}$ – в $1 \cdot 10^{-3}$ мкм^2.

Более ранняя формула А. Тимура связывала $К_п$, % и $К_{во}$, % с проницаемостью:

$$К_{пр} = 0,136 \frac{К_п^{4,4}}{К_{во}^2}. \qquad (7.9)$$

Известна упрощённая формула вида $К_{пр} = а\, Р_н^b$, которая для пластов $Б_{8\text{-}10}$ Самотлорского месторождения обоснована как:

$$К_{пр} = 1,369\, Р_н^{0,99}. \qquad (7.10)$$

Применимость этих и подобных формул должна проверяться на реальных материалах ГИС и прямых оценках проницаемости в керне или при гидродинамических исследованиях пластов. В частности, надо

помнить, что эти оценки могут обеспечить достаточную для практики точность в продуктивной части залежи; в приконтурной части, где присутствует не только остаточная, но и подвижная вода, будут получены заниженные значения $К_{пр}$.

§ 2. Определение проницаемости с использованием данных ГИС и керна

Физической основой применения методов ПС и ГК является наличие корреляционной зависимости коэффициента проницаемости от объёмной или относительной глинистости. Так как в свою очередь параметры $\alpha_{ПС}$ и $\Delta I_{ГК}$ взаимосвязаны с параметрами $k_{ГЛ}$ и $\eta_{гл}$, становится возможным определение проницаемости методами ПС и естественной радиоактивности.

Для количественного обоснования этой связи требуется сопоставить показания названных методов глинистости с данными анализа керна на проницаемость. Коллекция керна должна быть достаточно представительной по количеству образцов и по их качеству, т. е. по охвату всего диапазона изменения проницаемости от неколлекторов до лучших коллекторов данного региона, стратиграфического этажа и типа коллектора.

Такое сопоставление приводится на рис. 7.1. При его построении важно обеспечить точную привязку данных керна по глубине, значения проницаемости наносить на график в логарифмическом масштабе, а $\alpha_{ПС}$ и $\Delta I_{ГК}$ в линейном.

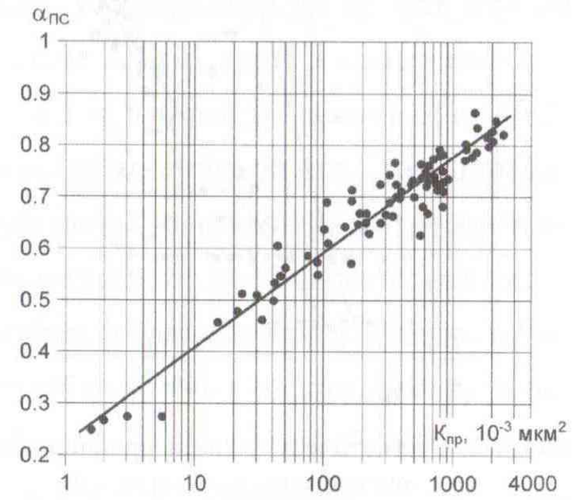


Рис. 7.1. Пример корреляционной связи между параметрами $\alpha_{ПС}$ и $К_{пр}$ для продуктивных терригенных коллекторов (Зап. Сибирь)

В этом случае зависимость $\alpha_{ПС} = f(К_{пр})$ – прямая и обычно аппроксимируется прямой линией; зависимость $\Delta I_{ГК} = f(К_{пр})$ – обратная и аппроксимируется чаще непрямой линией. Л.П. Долиной был найден способ повысить тесноту и надёжность связи для определения $К_{пр}$ за счёт построения её не отдельно для $\alpha_{ПС}$ и $\Delta I_{ГК}$, а для комплексного параметра $\frac{\alpha_{ПС}}{\Delta I_{ГК}}$. При этом крутизна линии связи увеличивается, разброс точек уменьшается, т. е. повышается коэффициент корреляции.

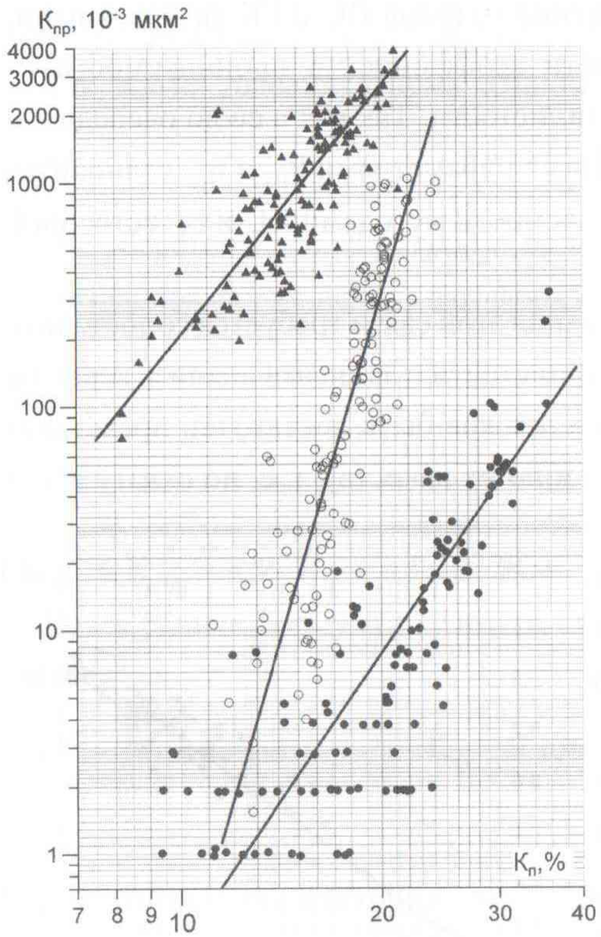


Рис. 7.2. Статистические связи проницаемости и пористости по данным керна:
▲ – *песчано-гравелитовые пласты (девон);*
○ – *песчаники мелко-среднезернистые (девон);*
● – *карбонатные породы (средний карбон) (Башкортостан)*

Ещё один способ определения проницаемости тоже базируется на комплексировании данных керна и геофизических исследований пластов. Способ заключается в использовании связи $К_{пр} – К_{п,}$ найденной по керну, для чего строится сопоставление этих параметров в билогарифмическом масштабе (рис. 7.2).

Надо подчеркнуть: по обеим осям масштаб должен быть логарифмическим, но протяжённость одного логарифмического модуля по оси $К_п$ в 3–5 раз должна превышать эту меру по оси $К_{пр}$; при соблюдении этих условий наиболее правомерна и чаще всего удаётся аппроксимация зависимости прямой линией. Связь $К_{пр}–К_п$ обычно не очень

тесная, но вполне пригодная хотя бы для приближённых оценок $К_{пр}$, исходя из всегда имеющихся в распоряжении интерпретатора определений пористости. Поскольку связь $К_{пр}–К_п$ (по керну) включает проницаемость абсолютную (по воздуху) и пористость открытую, надо используемые на входе величины $К_п$ иметь в этих же единицах, а определяемую величину $К_{пр}$ воспринимать как абсолютную проницаемость освобождённой от пластовых флюидов сухой породы. При построении подобных линий связи, как указывалось при обсуждении графиков для определения пористости (§ 10 гл. 6), не следует группировать и осреднять исходные данные.

§ 3. Определение проницаемости по результатам исследований пластов аппаратами на кабеле и на трубах

Количественные оценки проницаемости, изложенные в предыдущих разделах, дают характеристику определённого пласта, пропластка, обеспеченного качественным материалом ГИС, исходными зависимостями и априорной информацией об исследуемом объекте.

Экспресс-испытания (опробования) аппаратами на трубах или на кабеле являются сложным комплексом наблюдений и измерений для разностороннего познания объекта, в т. ч. его продуцирующей способности, включающей в себя прежде всего проницаемость. Эти гидродинамические прямые исследования от ранее рассмотренных, косвенных оценок проницаемости отличаются не только своей физической непосредственностью, но и по охвату объекта исследования. Аппараты на кабеле дают оценку проницаемости в одной точке пласта, дренируя небольшой объём (несколько куб. дм) пласта-коллектора вблизи скважины. Испытатели пластов на трубах, напротив, охватывают одним актом испытания целый пласт, иногда несколько пластов, т. е. интервал с суммарной толщиной коллектора в многие метры, который получает одну,

обобщённую гидродинамическую характеристику.

Аппараты на кабеле выпускаются различных типов, в т. ч. предназначенные для проведения многократных вызовов притока и измерений (индикации) интенсивности притока и давлений в приёмной камере без подъёма прибора на устье скважины. Такой аппаратурой для получения представительной характеристики пласта по проницаемости можно провести серию точечных измерений числом не менее 2–3 на каждый метр толщины пласта. Опробователи более простого типа регистрируют только давление внутри камеры в процессе её заполнения притекающей жидкостью. За один спуск прибора отрабатывается только одна точка.

Диаграммы давления в функции времени позволяют выделить в разрезе проницаемые и непроницаемые пласты. Качественная интерпретация диаграмм давления видна из

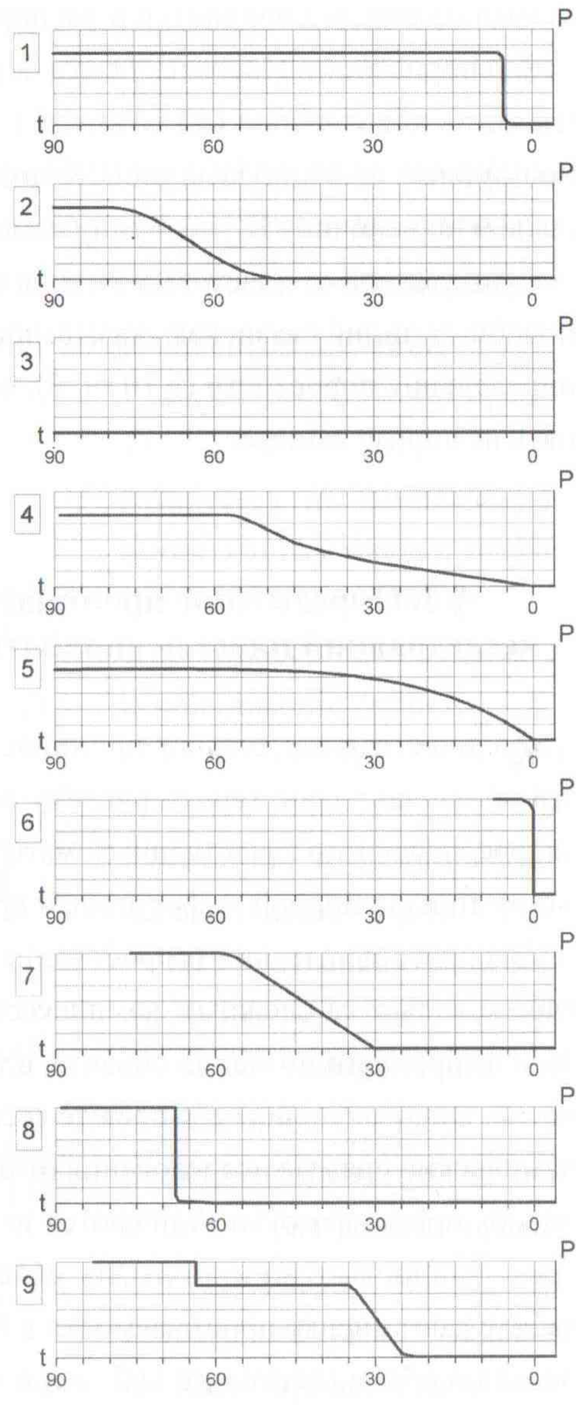


Рис. 7.3. Типовые диаграммы давления (для коллекторов различной проницаемости, различных пластовых флюидов и для случаев нарушения герметичности пакеровки)

анализа типовых диаграмм на рис. 7.3. Здесь Р означает давление в отверстии стока опробователя, практически это то же, что в его приёмной камере. Ноль на оси времени соответствует моменту открытия впускного клапана, масштаб времени ориентировочный.

Характеристика ситуаций, отражённых на диаграммах 1–9, следующая:

1 – коллектор высокой проницаемости;

2 – коллектор низкой проницаемости;

3 – притока нет, неколлектор;

4 – поступление газа вместе с жидкостью;

5 – поступление больших количеств газа (сотни литров);

6 – полное отсутствие герметичности пакеровки в самом начале отбора либо преднамеренный отбор жидкости из ствола скважины (контрольная проба);

7 – постепенное нарушение герметичности в процессе отбора;

8 – резкое нарушение герметичности в конце периода отбора;

9 – нарушение герметичности в конце отбора (уравнивание давления с гидростатическим).

Создатели первых отечественных приборов этого рода уже в начале 1970^{х} годов предложили методы приближённой, но всё-таки количественной оценки проницаемости. В частности, для случая притока жидкости (без существенного содержания газа) была рекомендована упрощённая формула:

$$К_{пр\ эф} = \frac{V \cdot \mu}{A \cdot \Delta t \cdot \Delta P}, \qquad (7.11)$$

где $\Delta P = P_{пл} - P_{ст}$ (депрессия), Па;

V – объём отобранной из пласта жидкости, м^3;

μ – вязкость жидкости с учётом температуры и давления в пластовых условиях и минерализации, Па·с;

Δt – время наполнения приёмной камеры, с;

$P_{пл}$ – пластовое давление, зафиксированное при окончании периода притока, Па (рис. 7.4);

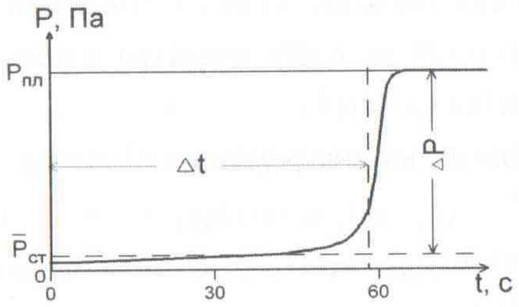


Рис. 7.4. Отсчёт значений времени и перепада давлений для ввода в формулу (7.11)

$P_{ст}$ – давление в точке стока, среднее за время притока, Па;

A – коэффициент, учитывающий геометрию притока, изменяется (по данным различных исследований) от 3 до 2π см, среднее значение 4,4 см (0,044 м), м;

$K_{пр\,эф}$ – в м^2.

Многократное испытание за одну спуско-подъёмную операцию целого пласта в различных его точках (желательно расположенных равномерно по его толщине) с целью исследования его проницаемости и давления насыщающего флюида получило название гидродинамического каротажа (ГДК).

В результате ГДК определяются следующие основные гидродинамические параметры:

– давление в стволе скважины;

– пластовое давление;

– коэффициент проницаемости.

В случае применения *испытателей пластов на трубах* зарегистрированные кривые притока и восстановления давления позволяют определить комплексный параметр – гидропроводность Г, представляющий собой:

$$Г = \frac{K_{пр}h}{\mu}, \qquad (7.12)$$

где h – толщина пласта-коллектора, м;

μ – вязкость жидкости притока, Па·с;

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, м^2.

Величина Г определяется при обработке результатов ИПТ по методу Хорнера, который базируется на кривой восстановления давления (КВД), описываемой известным уравнением:

$$P_з = P_{пл} - \frac{0{,}183 \cdot \bar{Q} \cdot b \cdot \mu}{K_{пр}h} \lg \frac{T+\Theta}{\Theta}, \qquad (7.13)$$

где $P_з$ и $P_{пл}$ – давление, текущее на забое, и пластовое соотв., Па;

$\bar{Q}$ – среднее значение интенсивности притока за открытый период испытания, м^3/с;

b – объёмный коэффициент (для нефти 1,05–1,2, для воды 1);

T и Θ – продолжительность открытого периода (притока) и восстановления давления соотв., с.

Известно, что КВД, перестроенная в координатах $P_з - \lg\frac{T+\Theta}{\Theta}$ (линейная анаморфоза КВД по Хорнеру, рис. 7.5), при экстраполяции её конечного участка до пересечения с осью $P_з$ (т. е. $\lg\frac{T+\Theta}{\Theta} = 0$ или $\Theta \to \infty$) отсекает на ней величину $P_{пл}$, а угловой коэффициент аппроксимирующей прямой (т. е. дробь $\frac{0{,}183 \cdot Q \cdot b \cdot \mu}{K_{пр} \cdot h}$) равен отношению приращений по оси давлений к приращению по оси $\lg\frac{T+\Theta}{\Theta}$ между любыми двумя точками прямой. Практически удобно взять приращение по оси абсцисс от 0 до 1, а по оси ординат разность давлений $P_{пл}$ и в точке А *(на аппроксимирующей прямой, а не измеренное!)*, соответствующее значению абсциссы 1. Таким образом, угловой коэффициент прямой численно равен разности давлений, соответствующей отрезку М на рисунке.

Отсюда:

$$\frac{0{,}183 \cdot \bar{Q} \cdot b \cdot \mu}{K_{пр}h} = M$$

или

$$\frac{K_{пр}h}{\mu} = \frac{0{,}183 \cdot \bar{Q} \cdot b}{M}.$$

Возвращаясь к определению проницаемости, приведём уравнение (7.12) к виду:

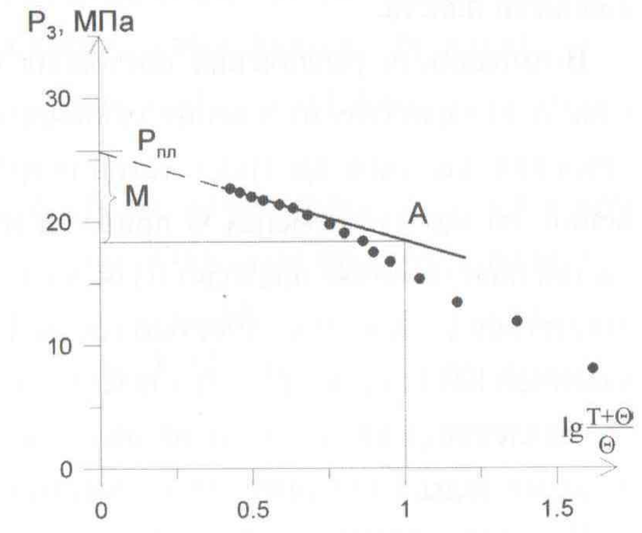


Рис. 7.5. Линейная анаморфоза кривой восстановления давления по Хорнеру

$$K_{пр} = \frac{\Gamma\mu}{h} = \frac{0{,}183 \cdot \overline{Q} \cdot b \cdot \mu}{Mh} \qquad (7.14)$$

и дадим некоторые дополнительные пояснения. Эффективная толщина пласта-коллектора h может быть оценена по данным комплекса ГИС; при невозможности локализовать коллектор в разрезе, полученный результат будет условно отнесён ко всему интервалу испытания. Динамическая вязкость жидкости оценивается лабораторными методами на полученных её образцах либо по справочным данным для этого месторождения, региона, стратиграфического этажа. Крайне важно при выборе значения μ учитывать термобарические условия испытываемого пласта (особенно для нефти), а для воды ещё её минерализацию.

Большим преимуществом трубных испытателей пластов является возможность определения гидропроводности, а следовательно и проницаемости как ближней к скважине, изменённой в процессе первичного вскрытия зоны, так и дальней, нетронутой зоны пласта. Знание характера изменения фильтрационной характеристики пласта в радиальном направлении помогает геофизику и разработчику месторождения правильнее строить свои прогнозы и оценки продуцирующей способности пласта.

Возможность различения состояния ближней и удалённой зоны пласта по характеру изменения забойного давления в процессе восстановления давления кроется в такой очерёдности происходящих изменений: на малых временах Θ приходят изменения из самых ближних частей пласта, позже подходят из более удалённых частей в полном соответствии с пьезопроводностью среды. Поэтому левая часть преобразованной КВД характеризует удалённую часть пласта, в т. ч. и пластовое давление, а правая часть на малых временах более характерна для ближней зоны. Сказанное схематически иллюстрируется на рис. 7.6.

Конечно, рассмотренный фактор не единственный, влияющий на форму КВД, но он наиболее вероятный в практике бурения, чаще –

ухудшение призабойной зоны, реже – улучшение призабойной зоны (например, за счёт техногенного растрескивания пород, гидроразрыва и т. п.). Не исключено, что «улучшение» наблюдается ложное, за счёт возможного образования чрезмерного «конуса репрессии» в призабойной зоне за счёт спуска ИПТ на повышенных скоростях.

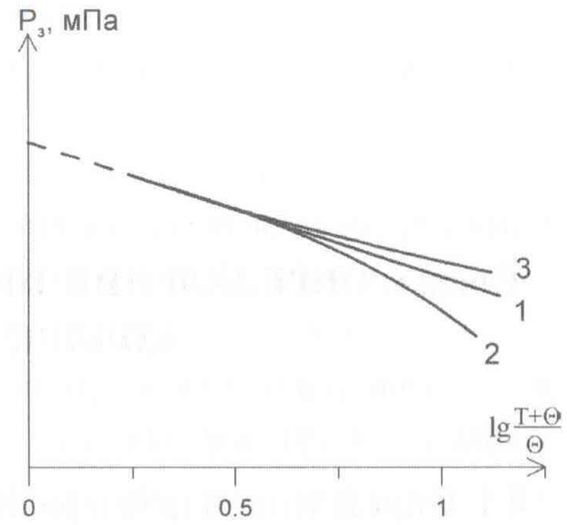


Рис. 7.6. Принципиальные различия в формах линейной анаморфозы КВД по Хорнеру при различных соотношениях проницаемостей ближней и удалённой зон пласта:
1 – нет существенного различия;
2 – ближняя зона загрязнена, ухудшена;
3 – ближняя зона лучше по проницаемости

В заключение данного параграфа необходимо подчеркнуть, что проницаемость, определяемая по данным испытания (опробования), является:

– абсолютной, если пласт водоносный, приток – вода;

– эффективной, если пласт газоносный, приток – газ,
пласт нефтеносный, приток – нефть,
пласт нефтеносный, приток – фильтрат;

– фазовой, если пласт содержит в свободной фазе более одного флюида,
приток – более одного флюида (фазовая проницаемость по каждому флюиду).

Для более детального ознакомления с изложенными в данной главе вопросами рекомендуются работы [2, 3, 13, 16, 27, 28].

Глава 8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

§ 1. Определение характера насыщения и коэффициента нефтегазонасыщения по данным электрометрии

Из косвенных методов ГИС для разделения коллекторов по характеру их насыщения применяется главным образом электрометрия, т. е. определение удельных электрических сопротивлений. Это обусловлено тем, что УЭС наиболее динамичный параметр из всех измеряемых при ГИС параметров, зависящий от соотношения количеств углеводородов и воды в поровом пространстве коллектора. Другие параметры, например, плотность породы, скорость акустических волн, гамма-излучение радиационного захвата, тоже чувствительны к соотношению нефть-вода в пласте, но эффекты эти исчезающе малы, особенно при существовании неизбежных помех, прежде всего – неоднородности пластов. Исключение составляют импульсные модификации ННК-Т или НГК, где измеряемые параметры (сечение захвата и время жизни нейтронов) водоносного и продуктивного пластов в идеале различаются в разы. Однако вследствие небольшой глубинности этих методов, не достаточной для преодоления ближней зоны вскрытого бурением пласта, они не находят применения при исследовании скважин в открытом стволе. Зато они широко и успешно используются для исследования разрезов обсаженных скважин, до вторичного вскрытия пластов, простоявших достаточно долго (1–1,5 месяца и больше) для вос-

становления первоначального состояния насыщенности, нарушенного при бурении.

Возвращаясь к электрометрии, отметим, что УЭС пластов-коллекторов в зависимости от разновидности коллекторов, от их петрофизических особенностей, от минерализации пластовой воды и от степени насыщения углеводородами изменяется в очень широком диапазоне. Различия УЭС водоносного и продуктивного пласта могут достигать десятки крат в благоприятных условиях; даже при неблагоприятных условиях (глубокое проникновение фильтрата, низкая минерализация пластовой воды, незначительная пористость и др.) возможность различения продуктивных и водоносных пластов, за редкими исключениями, не утрачивается полностью. В этом отношении ни один из других косвенных методов ГИС сегодня не может составить конкуренции методу сопротивлений. Здесь необходимо подчеркнуть, что признание ведущей роли метода сопротивлений относится не только к случаям, когда интерпретатор оперирует непосредственно с величинами УЭС пласта ($\rho_п$), но и ко всем случаям применения производных от УЭС параметров – $К_в$, $Р_н$, $К_н$ и т. д.

При дальнейшем изложении, как и в предыдущих разделах, при отсутствии специальных оговорок подразумеваются наиболее типичные условия – коллектор преимущественно с межзерновой пористостью, буровые растворы на водной основе.

Ниже рассматриваются способы определения характера насыщения породы.

Способ критических значений параметров

1. Определяют удельное сопротивление $\rho_п$ неизменённой части коллектора. Рассчитывают удельное сопротивление $\rho_{вп}$ коллектора при условии полного насыщения его пластовой водой по формуле $\rho_{вп} = Р_п \cdot \rho_в$. Значение $Р_п$ берут соответственно величине $К_п$, установленной по данным методов ГИС или представительного керна, используя

зависимость $P_п(K_п)$ для изучаемых отложений (составленную специально или принятую по обоснованной аналогии).

2. Сравнивают значения $\rho_п$ и $\rho_{вп}$, при этом возможны следующие варианты:

а) $\rho_п \cong \rho_{вп}$, коллектор водоносен;

б) $\rho_п > \rho_{вп}$, коллектор нефтегазоносен, но неизвестно, является ли он промышленно продуктивным.

3. Для того чтобы установить промышленную продуктивность коллектора, сравнивают:

– значение $\rho_п$ с критическим удельным сопротивлением $\rho_{п\,кр}$;

– значение параметра насыщения $P_н$ с критическим значением $P_{н\,кр}$;

– значение $K_в$, найденное в соответствии с вычисленным $P_н$, с критическим значением $K_{в\,кр}$.

Если

$\rho_п \cong \rho_{п\,кр}$;

$P_н > P_{н\,кр}$;

$K_в < K_{в\,кр}$,

коллектор промышленно продуктивен, т. е. при испытании даст безводный приток нефти или газа или приток нефти или газа с незначительным количеством воды.

Если

$\rho_{вп} < \rho_п < \rho_{п\,кр}$;

$1 < P_н < P_{н\,кр}$;

$K_{в\,кр} < K_в < 1$,

то коллектор характеризуется остаточной нефтегазонасыщенностью, не обеспечивающей промышленного притока.

При оперативной интерпретации ГИС промышленно продуктивный коллектор рекомендуется к испытанию, а на стадии сводной интерпретации при подсчёте запасов включается в эффективную толщину. Непромышленно продуктивный коллектор рекомендуют к испыта-

нию только с целью уточнения геофизических критериев продуктивности либо при наличии других веских показаний к испытанию (нефть в керне, абс. отметка и т. п.).

Критические (граничные) значения параметров, привлекаемых для оценки характера насыщения, устанавливают статистическими и петрофизическими способами.

Статистический способ состоит в совместном анализе данных ГИС и надёжных результатов испытания в открытом стволе или в колонне. Этот анализ завершается составлением интегральных распределений (кумулят) параметров $\rho_п$, $P_н$, $K_в$ для объектов, давших при испытании промышленный приток УВ и воду. Пересечение распределений даёт соответственно значения $\rho_{п\,кр}$, $P_{н\,кр}$, $K_{в\,кр}$; зона перекрытия распределений определяет достоверность заключения о характере насыщенности коллектора в изучаемом геологическом объекте. Рис. 8.1 иллюстрирует этот способ на примере параметра $\rho_п$.

Недостатками статистического способа являются возможность применения его только на поздней стадии разведки и влияние на достоверность определения критических значений параметров качества испытаний.

Петрофизический способ заключается в совместном анализе зависимостей $P_н(K_в)$, $P_п(K_п)$, $K_{во}(K_п)$ и коэффициентов относительной фазовой проницаемости $K_{пр\,н}$, $K_{пр\,г}$, $K_{пр\,в}$ от $K_в$.

По кривым фазовых проницаемостей (т. н. диаграмме Леверетта), построенным для каждого типа коллекторов

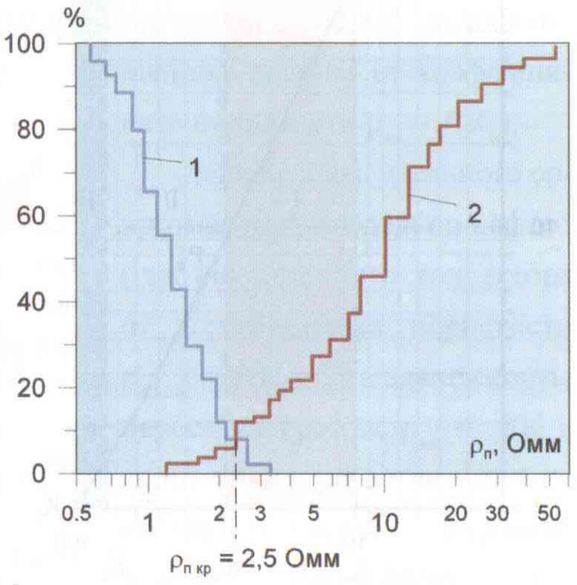


Рис. 8.1. Определение $\rho_{п\,кр}$ статистическим способом: 1, 2 – интегральные распределения $\rho_п$ для водоносных (1) и продуктивных (2) коллекторов

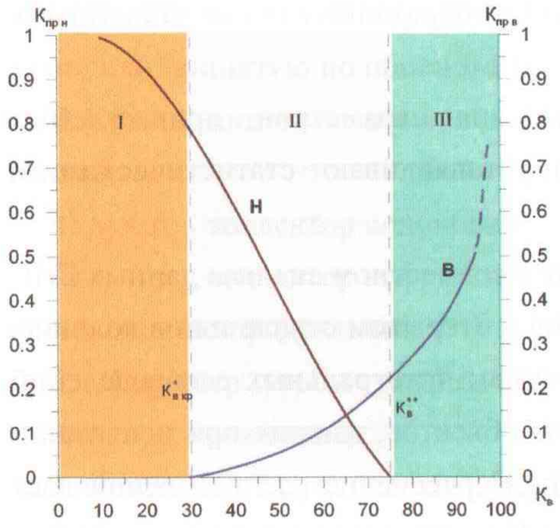


Рис. 8.2. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщения

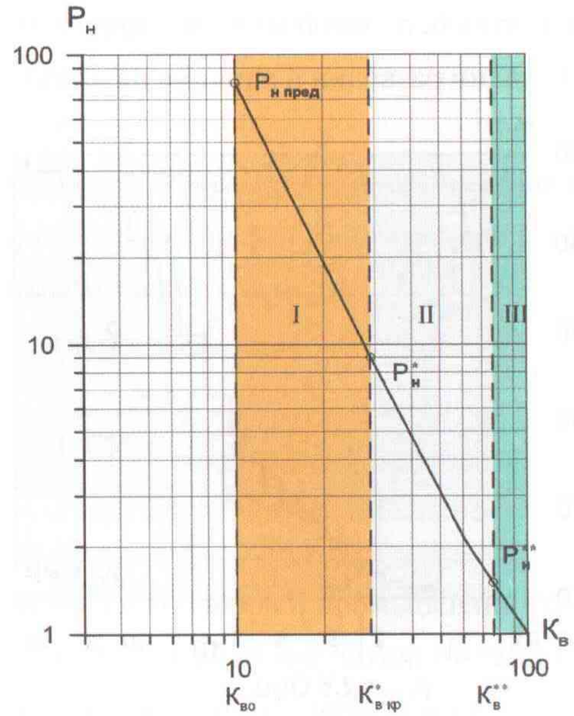


Рис. 8.3. Зависимость $P_н(K_в)$ с взаимосогласованными с рис. 8.2 характерными точками $K_{во}$, $K^*_{вкр}$, $K^{**}_в$

района работ, могут быть выделены следующие три интервала водонасыщения со своим режимом фильтрации пластовых флюидов (рис. 8.2):

область I – однофазного течения нефти (или газа) при $K_в = K_{во} \div K^*_{в\,кр}$;

область II – двухфазного течения нефть + вода (или газ + вода) при $K_в = K^*_{в\,кр} \div K^{**}_в$;

область III – однофазного течения воды при $K_в = K^{**}_в \div 1$.

Более сложный случай, когда в пористом пласте происходит одновременное движение всех трёх фаз, здесь не рассматривается.

При тщательном анализе и высоком качестве петрофизических исследований керна характерные точки графиков $K_{пр\,н}(K_в)$ и $K_{пр\,в}(K_в)$ (рис. 8.2) находят отражение на зависимости $P_н(K_в)$, как это видно на рис. 8.3. Таким образом, при минимальном водонасыщении, т. е. неснижаемом, остаточном $K_{во}$ достигается предельное нефтенасыщение (газонасыщение) и максимум

величины $P_{н\,пред}$ и наблюдается максимальная фазовая проницаемость по нефти (газу). При возрастании $K_в$ от $K_{во}$ до $K^*_{в\,кр}$ однофазный приток нефти (газа) сохраняется, хотя фазовая проницаемость по УВ постепенно снижается, также снижается параметр насыщения от $P_{н\,пред}$ до $P^*_н$. В интервале значений $K_в$ от $K^*_{в\,кр}$ до $K^{**}_в$ характер притока изменяется от нефти (газа) без воды или с небольшим количеством воды до воды без признаков нефти (газа). Параметр насыщения снижается при этом от $P^*_н$ до $P^{**}_н$.

Петрофизические способы обоснования критических (граничных) величин так же, как и статистические, выполнимы на поздней стадии разведки, когда накоплен большой материал ГИС, испытаний и качественной петрофизики.

Используют ещё один вариант петрофизического способа, основанный на построении, показанном на рис. 8.4.

На основе комплексного анализа связей $P_п(K_п)$, $P_н(K_в)$, $K_{во}(K_п)$, $K_{пр\,н}(K_в)$, или $K_{пр\,г}(K_в)$, $K_{пр\,в}(K_в)$ в системе координат $\rho_п - K_п$ строят следующие графики:

– зависимость удельного сопротивления полностью водонасыщенной породы от коэффициента пористости $\rho_{вп} = f(K_п)$;

– зависимость удельного сопротивления предельно нефте-(газо)насыщенного коллектора от коэффициента пористости $\rho_{п\,max} = f(K_п)$. Эта зависимость, пересекая график $\rho_{вп} = f(K_п)$, делит его на две ветви – левую, соответствующую породам-неколлекторам, и правую – для пород, способных содержать углеводороды. Абсцисса точки

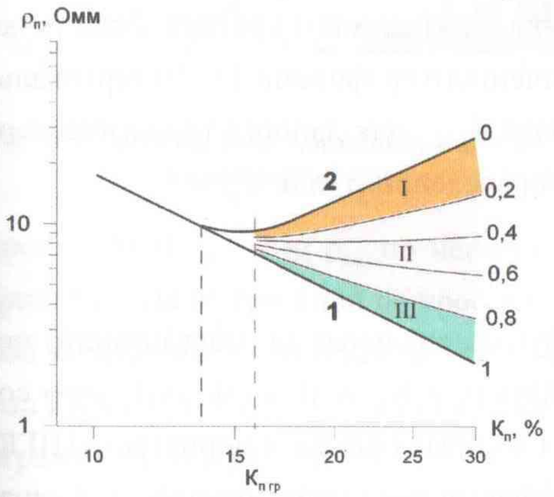


Рис. 8.4. Принципиальный вид палетки для разделения коллекторов по характеру насыщения по данным методов сопротивления и пористости. I – нефть (газ); II – нефть (газ) + вода; III – вода. Шифр кривых – $K_в$

пересечения графиков – граничное значение коэффициента пористости $К_{п\,гр}$, точнее его – нижний предел.

Далее строится семейство зависимостей $\rho_п = f(К_п)$ с разным коэффициентом относительной водонасыщенности $\overline{К}_в$.

Под относительной водонасыщенностью понимается $\overline{К}_в = \frac{К_в - К_{во}}{1 - К_{во}}$. Величина $\overline{К}_в$ изменяется от 0 для предельно нефте(газо)насыщенных коллекторов до 1 для полностью водонасыщенных коллекторов. Семейство зависимостей $\rho_п = f(К_п)$ при нескольких фиксированных значениях $\overline{К}_в$ займёт пространство между кривыми 1 и 2; последние войдут в данное семейство с шифрами 1 и 0 соответственно.

Границу коллектор-неколлектор $К_{п\,гр}$ уточняют по одному из описанных в главе 6 способов. Это значение выше, чем $К_п$ в точке пересечения графиков 1 и 2. Для определения характера насыщения и прогнозирования результатов испытания коллектора точку с координатами, соответствующими $\rho_п$, $К_п$ изучаемого пласта, наносят на палетку, построенную описанным способом. Область, в которую попадает точка, определяет характер насыщения и ожидаемого притока. Если точка попадает за пределы поля, ограниченного графиками 1 и 2 и вертикальными линиями – слева $К_{п\,гр}$, справа $К_{п\,max}$ для данного геологического объекта, это означает ошибку в определении $\rho_п$ или $К_п$.

Способ нормализации

Способ нормализации (или функциональных преобразований) основан также на сравнении значений $\rho_п$ и $К_п$ по разрезу. Для этого совмещают две диаграммы, одна из которых отражает пористость (НГК, АК), а другая – удельное или эффективное сопротивление, т. е. диаграмма фокусированного зонда с большой глубиной исследования (БК или ИК). Наибольшее применение получило комплексирование методов НГК–БК.

Перед совмещением кривые $\rho_{БК}$ и $I_{НГК}$ приводятся к единому масштабу пористости, для чего модуль перестроения кривой НГК выбирается таким образом, чтобы преобразованная кривая НГК совместилась с кривой БК в водонасыщенных интервалах. Тогда нефтегазонасыщенные коллекторы выделяются существенным превышением кривой БК над кривой НГК. Для установления масштаба НГК строятся

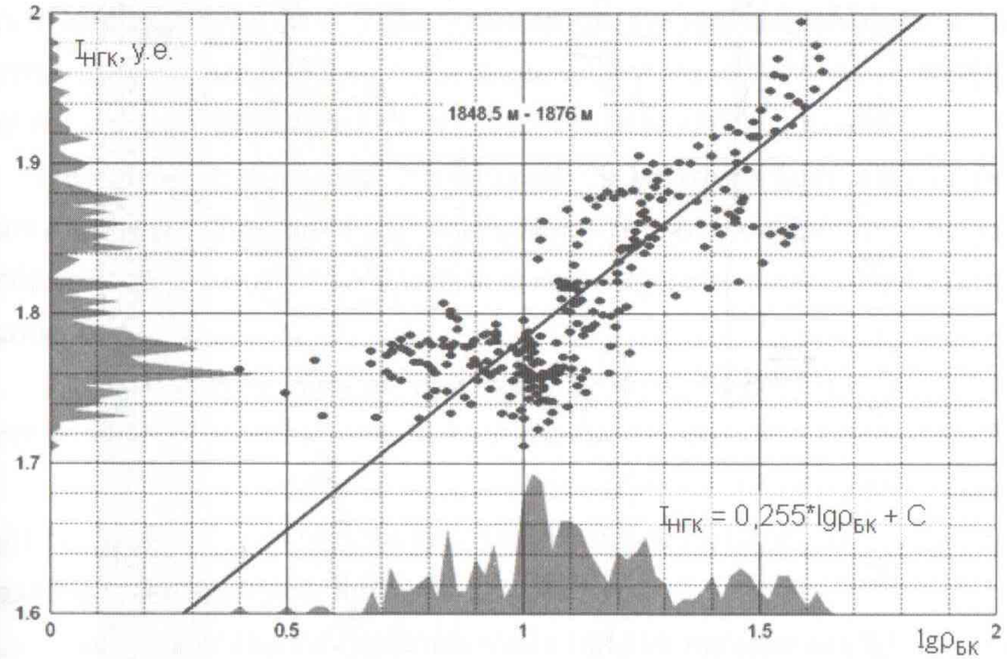


Рис. 8.5. Сопоставление показаний НГК и БК с исходных диаграмм в интервале водоносных коллекторов для подбора масштаба нормализации

кросс-плоты $I_{НГК} - \lg \rho_{БК}$ по неглинистым водонасыщенным пластам (рис. 8.5). Из полученной по кросс-плоту формулы связи берётся угловой коэффициент, который делится на логарифмический модуль кривой БК в см, в результате чего получается новое значение масштаба диаграммы НГК в усл. ед. на 1 см.

На рис. 8.6 видно, что при строгом подборе масштаба кривой НГК достигается хорошее совмещение с кривой БК в водонасыщенной части разреза, а нефтеносный коллектор отмечается чётким «положительным» расхождением.

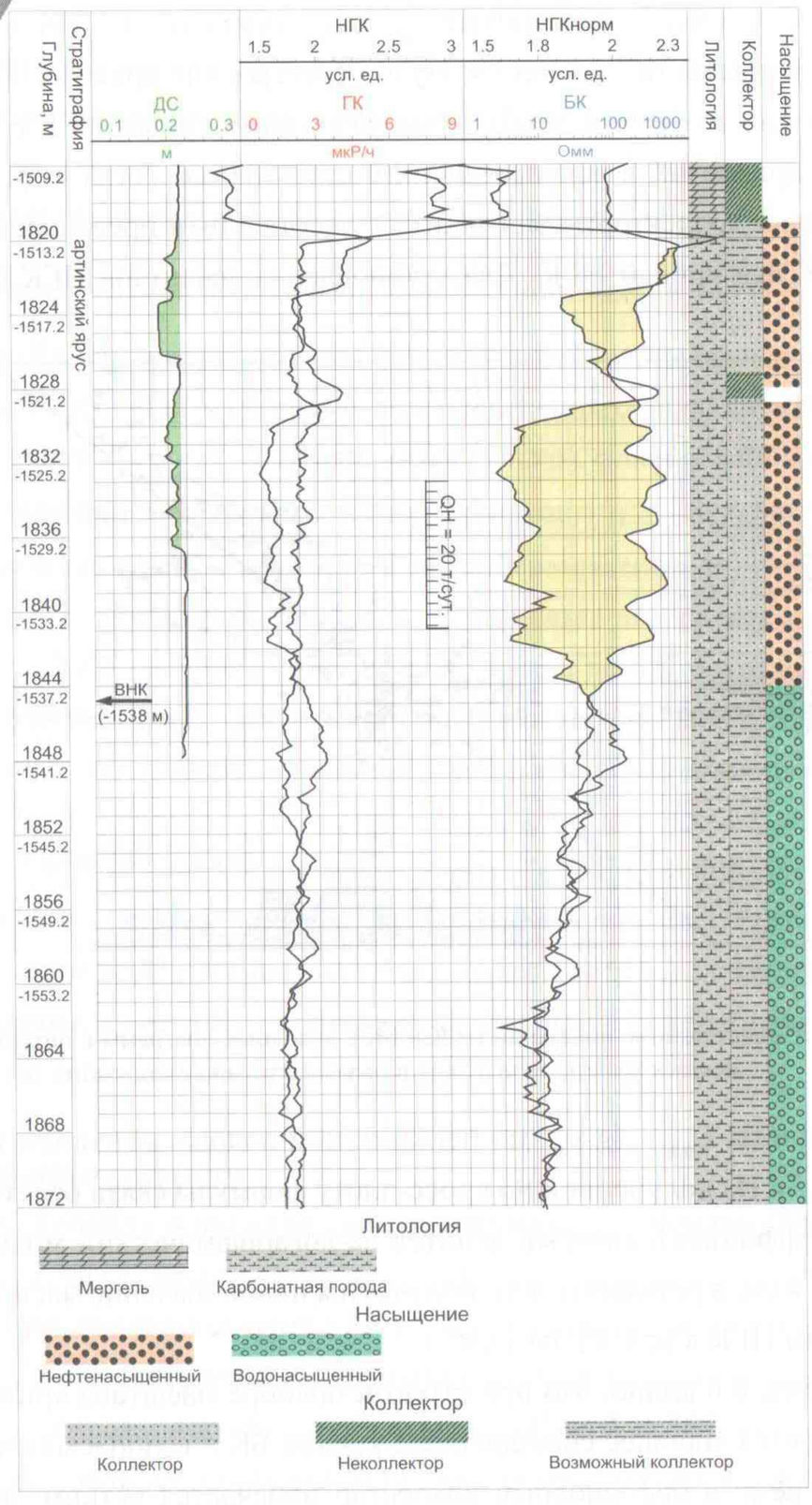


Рис. 8.6. Пример выделения продуктивных интервалов в разрезе сакмаро-артинского рифового массива методом нормализации $I_{НГК} – lg\ \rho_{БК}$ *(Башкортостан)*

Для определения $\rho_п$ при солёном растворе наиболее эффективен метод БК, а при пресном растворе – ИК. При пресном растворе часто имеет место существенное завышение $\rho_п$ на диаграмме БК за счёт повышающего проникновения, что ограничивает применимость метода нормализации в варианте НГК–БК. Ограничения могут быть обусловлены и тем, что «положительными» расхождениями нормализованных кривых могут характеризоваться битуминозные породы, а также породы другого литологического состава – доломиты, сульфатизированные разности, кавернозные прослои, обладающие другим структурным коэффициентом m по сравнению с породами только с межзерновыми порами.

Несмотря на указанные ограничения и невозможность безошибочного определения характера насыщения в любых условиях, целесообразно применять способ нормализации при изучении разрезов, т. к. способ:

– прост и нетрудоёмок при современных вычислительных средствах в распоряжении геофизика-интерпретатора;

– результаты наглядны и благодаря широкой обзорности позволяют оценить весь разрез в целом, с выделением интервалов, требующих дальнейших исследований;

– даёт практически безошибочные оценки насыщения в благоприятных условиях (высокая пористость, низкоомный буровой раствор).

Более того, полезным может оказаться выполнение нормализации других пар диаграмм из числа названных выше четырёх методов: БК-АК, ИК-НГК, ИК-АК, например, при локализации интервалов, осложнённых кавернозностью или газонасыщенных.

Способ радиального градиента сопротивления

Разделение коллекторов на продуктивные и водоносные по способу радиального градиента сопротивления в его простейшем варианте – двумя разноглубинными зондами – возможно только при благоприятных условиях. Это означает, что должны быть априорно известны

некоторые условия решения задачи, например, время формирования и размеры зоны проникновения для подбора измерительных установок с необходимой глубиной исследования. Важно, чтобы эти установки были одинакового типа и различались только радиусом исследования. Обычно это зонды БК различной длины. При сравнении замеров зондами большой и малой глубинности продуктивный пласт выделяется, как правило, по признаку $\rho_Б > \rho_М$, особенно при низкоомной промывочной жидкости в стволе. Однако при пресном фильтрате УЭС ближней зоны может принимать различные значения, в т. ч. оказаться на уровне УЭС продуктивного пласта и даже существенно превзойти его. Аналогичная ошибка, т. е. невыполнение признака $\rho_Б > \rho_М$, может произойти в коллекторе со значительной глинистостью, так как наиболее глинистые продуктивные коллекторы с большим содержанием остаточной воды характеризуются повышающим проникновением.

Если скважина пробурена с применением растворов на нефтяной основе (РНО), разделение коллекторов по характеру насыщенности по данным ГИС существенно облегчается вследствие отсутствия зоны проникновения в коллекторах. Это позволяет использовать для оценки характера насыщенности диэлектрический, нейтронные, гамма-гамма-методы, тем самым повысить надёжность разделения коллекторов на продуктивные и непродуктивные и получить возможность деления продуктивных коллекторов на нефтеносные и газоносные.

Способ разделения коллекторов на продуктивные и водоносные по удельному сопротивлению с использованием критических значений $\rho_{п\,кр}$, $P_{н\,кр}$, $К_{в\,кр}$ сохраняется без существенных изменений и для скважин с РНО, существуют лишь следующие ограничения:

– единственным источником информации о $\rho_п$ является диаграмма индукционного зонда, поэтому $\rho_п$ в коллекторах с высокой нефтегазонасыщенностью определяется с малой точностью, однако это несущественно отразится на точности решения задачи;

– для газоносных отложений эффективность способа разделения коллекторов на продуктивные и водоносные путём сопоставления $\rho_п$ и $К_п$ снижается ввиду влияния на показания методов определения пористости (НК, ГГК, АК) газонасыщенности.

Коэффициент нефтегазонасыщения

Для гидрофильных межзерновых коллекторов определение нефтегазонасыщения по данным метода сопротивлений строится на следующих постулатах.

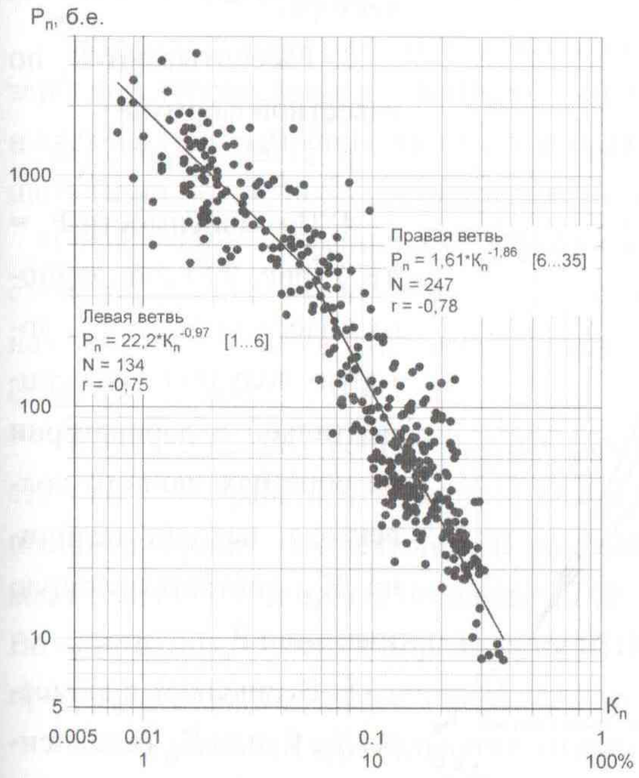


Рис. 8.7. Типизированная зависимость $P_п(К_п)$ для сакмаро-артинских рифовых месторождений Башкортостана

По удельному сопротивлению $\rho_п$ продуктивного коллектора получают коэффициент водонасыщения $К_в$ пор, не устанавливая фазового состояния углеводородов, присутствующих в порах.

Следовательно, в нефтенасыщенном коллекторе определяют коэффициент нефтенасыщения $К_н = 1 – К_в$, в газонасыщенном – коэффициент газонасыщения $К_г = 1 – К_в$, в нефтегазонасыщенном – коэффициент нефтегазонасыщения $К_{нг} = 1 – К_в$.

Коэффициент водонасыщения $К_в$ по величине $\rho_п$ определяют следующим образом.

1. Определяют $\rho_п$ исследуемого пласта по данным БКЗ или индукционного метода.

2. Устанавливают $К_п$ пласта одним из рассмотренных выше способов; затем находят по корреляционной связи $Р_п(К_п)$ (рис. 8.7) соответствующее значение $Р_п$ и с учетом $\rho_в$ вычисляют $\rho_{вп}$ по известной формуле $\rho_{вп} = Р_п \cdot \rho_в$. Если скважина пересекла пласт в водонефтяной зоне и интервал пластового пересечения содержит полностью водонасыщенную часть, величину $\rho_{вп}$ определяют непосредственно по диаграммам БКЗ или индукционного метода в этой части коллектора.

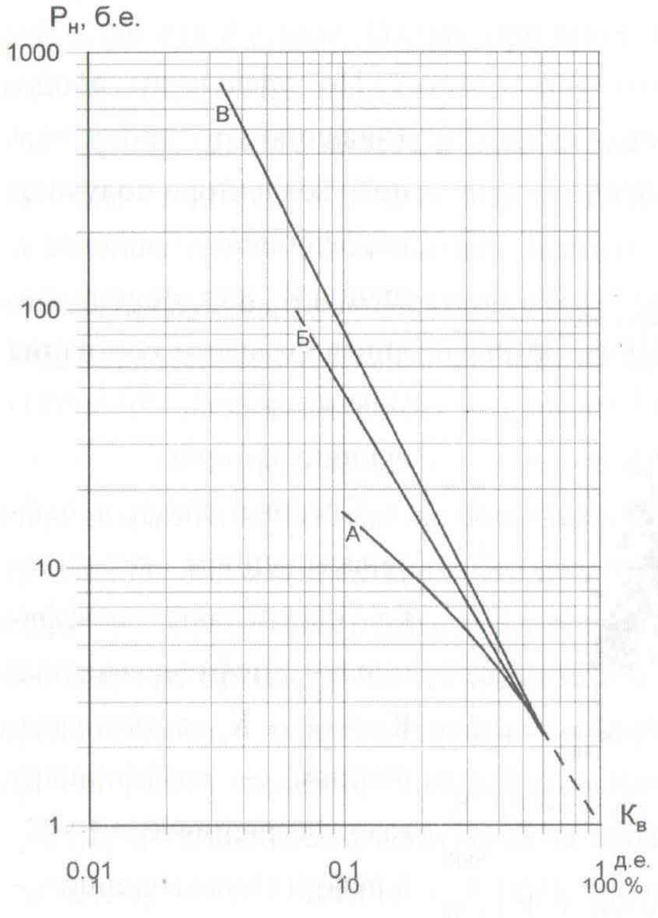


Рис. 8.8. Зависимость $Р_н(К_в)$ для терригенной толщи нижнего карбона Башкортостана, с разделением на классы коллекторов:

А · $К_{пр}$ = 0,1–0,6; $К_п$ = 20–24%;
$К_в = 10^{-0,0295-0,4164*\lg Р_н-0,32107*(\lg Р_н)^2}$

Б · $К_{пр}$ = 0,6–2,0; $К_п$ = 22–26%; $Р_н = 0,94 \cdot К_в^{-1,7}$

В · $К_{пр}$ > 2,0; $К_п$ = 24–28%; $Р_н = 0,82 \cdot К_в^{-2}$ ($К_{пр}$ в мкм^2)

(По данным Комарова, Мархасина, 1964)

3. Рассчитывают $Р_н$ по известной формуле

$$Р_н = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}} \text{ или } Р_н = \frac{\rho_{гп}}{\rho_{вп}}.$$

4. По зависимости $Р_н = f(К_в)$ (рис. 8.8) для данного класса коллектора, которую получают экспериментально в лаборатории на образцах данного коллектора, находят величину $К_в$, соответствующую значению $Р_н$.

5. Вычисляют параметры $К_н$, $К_г$ или $К_{нг}$ (в зависимости от фазового состояния углеводородов) как $1 – К_в$.

Определить по $\rho_п$ коэффициент $К_в$ можно в необсаженных скважинах, заполненных РВО, по дан-

ным БКЗ и индукционного метода; в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами при заполнении их РВО или РНО и в скважинах необсаженных, заполненных РНО, получить $К_в$ можно только по диаграммам индукционного зонда.

В настоящее время метод сопротивлений – основной метод ГИС, дающий информацию о параметрах $К_н$, $К_г$, $К_{нг}$ на стадии оперативной интерпретации данных ГИС в разведочных скважинах, законченных бурением, на стадии завершения разведки и подсчёта запасов и, наконец, на стадии разработки месторождения в эксплуатационных необсаженных скважинах.

Метод сопротивлений используют для определения $К_н$, $К_г$, $К_{нг}$ в межзерновых терригенных коллекторах – чистых и глинистых песчаниках и алевролитах, в карбонатных коллекторах с межзерновой или преимущественно межзерновой пористостью не менее 6–10%.

Определение коэффициента нефтенасыщения (газонасыщения) для слоистых глинистых коллекторов по данным метода сопротивлений намного осложняется. Интересующиеся могут обратиться к руководствам [6, 16, 20].

Особняком стоит вопрос оценки характера насыщения и количественно – коэффициента нефтегазонасыщения трещинных и кавернозно-трещинных коллекторов. В настоящее время в таких сложных коллекторах эти вопросы по данным ГИС практически не решаются. Возможными способами определения ВНК (ГВК) в таких коллекторах при большой высоте массивной залежи могут быть:

– исследования сверхбольшими симметричными четырёхэлектродными градиент-зондами или сверхбольшими потенциал-зондами для оценки среднего уровня значений $\rho_п$ выше и ниже ВНК (ГВК);

– исследования по динамической методике «каротаж – испытание – каротаж», которая при регистрации диаграмм сопротивлений зондами большой глубинности (помимо регистрации БК, необходимого для выделения коллекторов по изменениям в ближней зоне) может дать дополнительную информацию к оценке насыщения.

Что касается коэффициента нефтегазонасыщения, этот вопрос, как ни парадоксально, поддаётся хотя бы приближённому, полуколичественному решению. В связи с небольшой, в сравнении с межзерновым коллектором, удельной поверхностью трещинно-кавернозного коллектора связанной (остаточной) воды в нём значительно меньше. Так, если трещины в породе имеют раскрытость менее 1 мкм, они полностью насыщены водой, т. е. $К_{во} = 1$. Но при раскрытости 20 мкм $К_в$ снижается до 0,1 и менее. По расчётам некоторых авторов наиболее вероятное значение нефтегазонасыщенности каверн составляет 0,85–0,90, а в крупных полостях карстового типа может достигать 1. При подсчётах запасов нефти (газа) в карбонатных коллекторах с развитой кавернозностью или органогенно-обломочного типа остаточное водонасыщение может быть принято от 0,06–0,07 до 0,15–0,20 , тогда как мелко- и тонкопористые или глинистые карбонатные породы характеризуются остаточным водонасыщением от 0,15–0,20 до 0,30–0,40 и более, даже при высокой пористости (до 20–30%).

Для определения коэффициента нефтенасыщения по данным метода сопротивлений используется связь его с водонасыщением не только через параметр насыщения $Р_н$, но и через объёмную влажность $\omega_в$. Данная методика, разработанная в 1980[е] гг., успешно применяется в Западной Сибири.

Под объёмной влажностью понимают $\omega_в = К_п \cdot К_в$, где $\omega_в$ и $К_п$ в %, $К_в$ в д. е. Базовая зависимость $\rho_п = f(\omega_в)$ строится по данным скважин, пробуренных на нефильтрующихся буровых растворах (РНО, ИБР): УЭС пластов в скважине определяется по данным ИК, а после перехода на проводящий раствор дополнительно контролируется по БКЗ; объёмное водонасыщение определяется по представительному и строго привязанному к разрезу керну, извлечённому с сохранением естественного флюидонасыщения, путём осреднения значений $К_п$ и $К_в$ тех же пластов. В случае недостаточного числа таких «опорных» пластопересе-

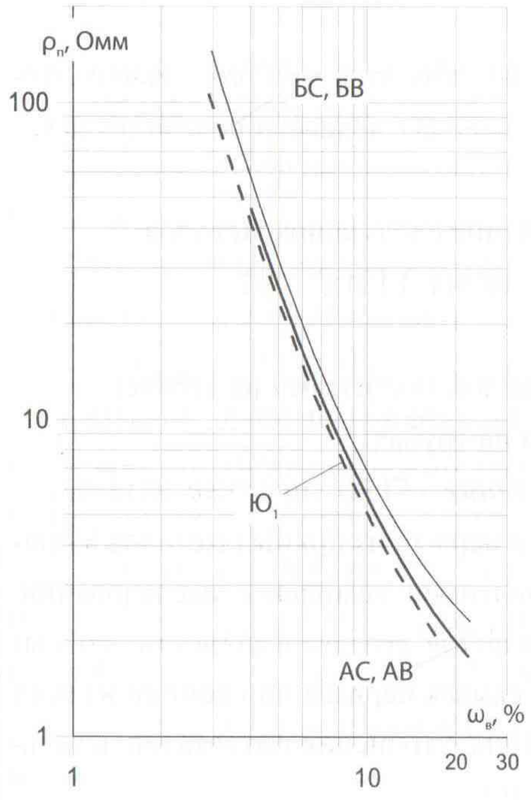


Рис. 8.9. Зависимость УЭС пластов от их влажности АС, АВ, БС, БВ для месторождений всего среднего Приобья, Ю1 – для Пур-Уренгойского нефтегазового района
(По данным Таужнянского и др., 2002)

чений зависимость дополняется результатами прямых определений УЭС и $\omega_в$ на образцах керна. В обоих случаях (керн с сохранённым флюидонасыщением и с воспроизведением его в лаборатории) УЭС, $К_п$ и $К_в$ должны определяться на установках, создающих ТБУ пласта. В этом случае $\rho_п$, замеренное в реальной скважине, может непосредственно использоваться для снятия значений $\omega_в$ с графика (рис. 8.9). При наличии такой базовой зависимости определение коэффициента нефтенасыщения сводится к простой расчётной операции:

$$К_н = 1 - \frac{\omega_в}{К_п}. \qquad (8.1)$$

§ 2. Применение прямых методов оценки насыщения

В сложных геолого-технических условиях геофизические исследования не всегда завершаются получением однозначного заключения о характере насыщения коллекторов. В предвидении подобных ситуаций или с их наступлением приходится применять прямые методы исследования.

Согласно определению прямых методов, данному в § 1 гл. 1, применительно к рассматриваемой задаче должны быть выбраны методы,

обеспечивающие получение реальных образцов или однозначно опознаваемых следов содержащегося в породах целевого полезного ископаемого – нефти, газа, воды.

Ниже кратко рассмотрим применение следующих методов:

– геолого-геохимические исследования (ГГИ);

– отбор образцов пород;

– отбор образцов пластовых флюидов аппаратами на кабеле;

– испытание пластов аппаратами на трубах.

Геолого-геохимические исследования (ГГИ) (прежнее название – газовый каротаж (ГзК)), исторически первый из прямых методов в применяемом геофизическими предприятиями комплексе исследований. Основной особенностью метода является его авангардность: он выполняется в процессе бурения, т. е. самым первым по времени из всех ГИРС и поэтому служит для выделения, уточнения интервалов детальных исследований, отбора образцов и т. п.

Оценка характера насыщения пород базируется на величине суммарных газопоказаний за вычетом фоновых газопоказаний; разность показаний исправляют за: 1) толщину пласта в сравнении с протяжённостью аномалии по стволу скважины, 2) степень дегазации бурового раствора и 3) степень разбавления объёма углеводородов буровым раствором и получают т. н. приведённые газопоказания $Г_{пр}$.

Если интерпретируемый пласт газоносный (по данным раздельного анализа газа РАГ), $Г_{пр}$ с учётом температуры пласта, пластового давления и коэффициента сверхсжимаемости газа пересчитывается в суммарное газосодержание $Г_{сум}$. Для оценки характера насыщения пласта $Г_{сум}$ сравнивают с его значениями для типичных газоносных и водоносных пластов данного района.

Если пласт относится к нефтяным или нефтегазоносным (по РАГ), вычисляют остаточное (после опережающего проникновения раствора) нефтегазонасыщение пласта $Г_{нг}$ с учётом $Г_{пр}$, коэффициента увели-

чения объёма нефти в пластовых условиях за счёт растворённого в ней газа и газового фактора нефти. Расчётную величину $Г_{нг}$ сравнивают с величинами, типичными для водоносных и нефтеносных пластов данного района. В большинстве районов граничное значение $Г_{нг}$ составляет ~ 5%.

Компонентный состав УВ газов, упомянутый выше, является довольно надёжным показателем фазового состояния флюида в залежи. Есть две формы представления этого показателя, т. е. результатов РАГ.

1. График, показывающий содержание в смеси каждого компонента от метана до гексана включительно C_1–C_6, в %. Для каждого вида УВ график имеет характерную форму:

• для газа, растворённого в нефти, максимум C_1 от 35 до 85%, C_2 – от 8 до 20%, C_3 – от 5 до 25% нередко с локальным максимумом на этом компоненте, C_4–C_6 – единицы процентов;

• для газа в газовой залежи максимум C_1 92–99%, C_2–C_6 единицы или доли %;

• для газа из водоносного пласта максимум C_1 практически 100 %, C_2–C_5 доли % или следы.

2. Обобщённый показатель углеводородного состава (ОПУС) в нескольких вариантах, представляющий собой математические комбинации из содержаний компонентов в смеси, %, например:

$$ОПУС_3 = \frac{C_1 \cdot C_2}{(C_2 + C_3)^2}.$$

Всего предложено 5 таких показателей, которые помогают распознавать следующие фазовые состояния УВ: газ, газовый конденсат, нефть, окисленная (остаточная) нефть, газ из воды, контактирующей с залежью. В частности, приведённый выше $ОПУС_3$ чётко, без перекрытия разделяет газоносные и нефтяные пласты.

В геолого-геохимические исследования входит и люминесцентный анализ. С помощью люминесцентного анализа обнаруживают битумы в шламе (или буровом растворе) по их люминесценции под действием

ультрафиолетовых лучей. Ультрафиолетом облучают исследуемый образец шлама (или жидкости) и визуально определяют интенсивность и цвет его свечения, форму люминесцентного пятна. Цвет люминесценции зависит от состава битумоидов: жёлто-голубоватый, исчезающий по мере испарения хлороформа, – для легких битумоидов; жёлтый, переходящий в коричневый при испарении растворителя, – для тяжёлых битумоидов с большим содержанием смол и асфальтенов.

В некоторых породах люминесценция может быть связана не с битумами, а с урановыми и некоторыми другими минералами (натечные формы кальцита). Исключения этой помехи и повышения чувствительности анализа на битумы можно добиться, если экстрагировать битумы из шлама хлороформом или петролейным эфиром, а затем изучать люминесценцию и оптическую плотность полученного экстракта. По цвету люминесценции экстракта судят о типе битума, а по плотности экстракта, определяемой с помощью электрофотоколориметра, – о концентрации битумов в растворителе. Хлороформом экстрагируются все компоненты битумов (асфальтены, смолы, масла), а петролейным эфиром – смолы и масла. Учитывая массу экстрагированного образца шлама, объём использованного растворителя, от концентрации битума в хлороформенном экстракте переходят к содержанию битума в единице массы шлама.

Различие битумосодержания в двух типах экстракта (хлороформенном и петролейном) характеризует содержание асфальтенов. Высокое значение этого параметра характерно для битуминозных пород и пород с тяжёлыми окисленными нефтями.

Отбор образцов пород также очень давно применяется геофизиками с целью выявления или уточнения литологии пройденных скважиной пород, но в ещё большей степени для уточнения характера насыщения коллекторов и определения их ФЕС.

Образцы, отбираемые *стреляющими аппаратами*, сейчас имеют

ограниченное применение; в Башкортостане они сняты с вооружения уже в 1980[х] гг., что избавило промыслово-геофизические предприятия от некоторых хозяйственных забот, но не прибавило эффективности комплексу ГИС.

В связи с тем, что стреляющие аппараты на кабеле (грунтоносы) достают из пласта образцы с разрушенной структурой, эти образцы непригодны для определения ФЕС коллектора. Но они несут полезную и важную информацию о минеральном составе зёрен и цемента терригенных пород (например, различаются песчаник и алевролит, фиксируется глинистость), о минеральном составе карбонатных пород (например, известняк, доломит и их переходные разности, присутствие сульфатизации и др.). В сложных случаях интерпретации ГИС грунты оказывают существенную помощь при оценке характера насыщения. Эта информация выявляется как при визуальном исследовании грунтов опытным геологом, так и с применением аналитических средств, имеющихся в лаборатории ГГИ (ГзК) на скважине и в базовой лаборатории экспедиции (партии) ГГИ (ГзК). Люминесцентный анализ грунтов, отобранных равномерно и часто, например, от 2 до 5 обр/м с ошибкой глубины не хуже 0,1–0,2 м (что технически не встречает затруднений), позволяет проследить по всей толщине продуктивного интервала характер насыщающих флюидов по остаточным проявлениям, т.е. помогает интерпретатору локализовать водонасыщенную часть залежи, возможную зону окисленной нефти, либо переходную зону от «воды» и «нефти», нефтеносную часть, газовую шапку.

Керноотборные аппараты сверлящего типа на геофизическом кабеле при оценке насыщения приносят практически такую же полезную информацию, что и рассмотренные стреляющие грунтоносы. Различие между ними состоит в том, что стреляющие аппараты более производительны; сверлящие аппараты, работая значительно медленнее, не могут обеспечить вынос достаточного количества образцов для детального изучения больших участков (десятки м) разреза. Преиму-

щество сверлящих керноотборников состоит в получении образцов породы с ненарушенной или незначительно нарушенной структурой, что делает их пригодными для лабораторных определений ФЕС коллекторов. Это важно ещё потому, что образец выбурен из стенки скважины вдоль напластования (если исследуемый участок ствола субвертикален), т.е. сразу готов к определению проницаемости для большинства гидродинамических задач.

Дисковый керноотборник, как и все приборы, спускаемые в скважину на геофизическом кабеле, обеспечивает привязку отобранного керна по глубине и сопоставление его с материалами ГИС. Кроме того, выпиленный образец позволяет уточнить строение пласта, выделить в нём текстурные и структурные особенности, провести литолого-петрографические, стратиграфические, петрофизические исследования, т. е. получить полную информацию о пласте. На эффективность отбора и качество образца оказывают влияние геологические и технологические условия. Для решения задачи оценки насыщения эта аппаратура новых возможностей не даёт.

Отбор образцов пластовых флюидов аппаратами на кабеле, называемый иначе «опробование пласта аппаратами на кабеле» или «гидродинамические исследования» (ГДИ), рассмотренный в главе 7 при обсуждении вопроса определения проницаемости, находит применение при оценке насыщения коллекторов. Более того, получение углеводородов стояло в первоначальном замысле создателей приборов этого типа. Поэтому основным и практически единственным критерием однозначной оценки результатов ГДИ является получение «живой» нефти или газа либо неполучение их. Возможность точной привязки мест (точек) опробования к разрезу относится к сильным сторонам метода.

При неглубоком проникновении фильтрата бурового раствора в пласт интерпретация результатов опробования затруднений не вызывает. Состав пробы соответствует характеру насыщения пласта. Глубокое

проникновение искажает картину. В этих случаях фильтрат раствора и пластовую воду различают по данным химического анализа и удельному сопротивлению пробы. Характер насыщения оценивают по составу и количеству газа, поступившего в пробу из зоны с остаточным нефтенасыщением.

Для оценки влияния зоны проникновения отбирают пробы из пластов с известным насыщением. По этим пробам уточняют газовый фактор, влияние условий вскрытия пласта на состав газа.

Пласт продуктивный – газовый фактор в пробе превышает предельное значение растворимости газа в воде, характерное для водоносных пластов при конкретных термобарических условиях. Так, предельное значение растворимости газа в воде для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и Поволжья при типичных глубинах, температурах и минерализации пластовых вод составляет от 1-2 до 3-4 л/л.

Достаточный признак нефтенасыщенности пласта – наличие нефти в отобранной пробе, газоносного пласта – наличие конденсата или существенно большой газовый фактор. При больших размерах зоны проникновения рассматривается компонентный состав газа. Для нефтеносных пластов содержание метана в пробе газа менее 70%, присутствуют тяжелые углеводороды. Для газоносных пластов содержание метана более 80%, мало тяжелых углеводородов.

Испытание пластов аппаратами на трубах (ИПТ) является самым развитым прямым методом оценки характера насыщения и отдачи пластов-коллекторов. Прежде всего метод обеспечивает получение большого количества пластового флюида (нефти, газа или воды) или обильных их проявлений (разгазирование, плёнка нефти, нефтяная эмульсия или пластовая вода), не оставляющие сомнений относительно характера насыщения и, как правило, характера отдачи пласта.

Но если испытание заканчивается получением скважинной жидкости (бурового раствора, фильтрата) без существенного количества пластового флюида либо с получением одновременно принципиально

разных флюидов (нефть и вода; газ и вода), такое испытание следует считать незавершённым и повторить его – в первом случае с отбором большого количества жидкости, чтобы непременно извлечь пластовый флюид; во втором случае испытание требуется продолжить с уменьшением интервалов для локализации участков разреза с различным характером насыщения. В процессе испытания отбираются пробы пластовых флюидов, в т. ч. и с сохранением пластовых условий (герметизированные пробы). Подсчитываются гидродинамические параметры испытуемого пласта, для чего используются автоматически записанные показания глубинных манометров, установленных в ключевых точках сборки ИПТ (в интервале испытания, в фильтре, за фильтром; выше испытателя и запорного клапана в бурильных трубах, заполняемых водой долива, а затем поступающим флюидом).

В § 3 гл. 7 мы уже коснулись интерпретации данных пластоиспытателя в связи с проблемой оценки проницаемости. Там было показано, как по результатам ИПТ определяются пластовое давление, гидропроводность и проницаемость пласта. Последние два параметра характеризуют удалённую часть пласта, их принято называть потенциальными. Параметры, характеризующие призабойную (ближнюю) зону пласта, называются фактическими, т. к. в большей степени от них зависят полученные при данном акте испытания результаты. Не повторяя формул для уже названных параметров, приведём остальные параметры, определяемые при оперативной обработке данных ИПТ:

– гидропроводность ближней зоны (или фактическая) по формуле:

$$\frac{K_{пр}h}{\mu_{факт}} = 0{,}56\,\frac{\overline{Q}}{P_{пл} - \overline{P_з}}, \qquad (8.2)$$

после чего можно, имея данные об эффективной толщине пласта и вязкости жидкости, вычислить коэффициент проницаемости ближней зоны;

– коэффициенты продуктивности потенциальной и фактической:

$$\eta_{пот} = 1{,}79\,\frac{K_{пр}h}{\mu_{пот}}, \qquad (8.3)$$

$$\eta_{факт} = \frac{\overline{Q}}{P_{пл} - P_з}; \qquad (8.4)$$

– коэффициент призабойной закупорки, показывающий соотношение продуктивностей или гидропроводностей потенциальной и фактической:

$$П_з = \frac{\eta_{пот}}{\eta_{факт}}, \qquad (8.5)$$

$$П_з = \frac{\dfrac{K_{пр}h}{\mu_{пот}}}{\dfrac{K_{пр}h}{\mu_{факт}}}. \qquad (8.6)$$

В приведённых выше формулах принято (это относится и к формулам в упомянутом § 3 главы 7):

h – толщина (эффективная) испытанного пласта, м;

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, м^2;

μ – вязкость полученной жидкости, Па·с;

$P_{пл}$ и $P_з$ – давление пластовое и текущее забойное соответственно ($\overline{P_з}$ – среднее за время притока), Па;

$\overline{Q}$ – дебит притока, средний, м^3/с;

M – наклон (угловой коэффициент) прямолинейного участка преобразованной в полулогарифмическом масштабе КВД по Хорнеру, имеет размерность давления, Па;

b – объёмный коэффициент (для нефти 1,05…1,20, для воды 1).

Имея численные значения этих параметров, можно вычислить потенциальный ожидаемый дебит, который можно получить из данного пласта после очистки его призабойной зоны от засорения в процессе первичного вскрытия:

$$Q_{пот} = \eta_{пот} \cdot \Delta P, \quad (8.7)$$

где ΔР – депрессия, оптимальная для данного пласта в процессе его эксплуатации, Па.

В связи с некоторыми допущениями при выводе используемых формул и неточностями, возможными при измерениях объёмов, давлений и времени, принято считать при оценке коэффициента призабойной закупорки:

– если $П_з = (0{,}8–1{,}3) \approx 1$, то существенных изменений коллектора в призабойной зоне нет;

– если $П_з > 1{,}3$, очистка призабойной зоны даст увеличение дебита;

– если $П_з \leq 0{,}8$, призабойная зона пласта считается «размытой».

В завершение рассмотрения прямых гидродинамических методов оценки насыщения коллекторов необходимо отметить следующее. При глубоком проникновении фильтрата бурового раствора (из-за его некачественности), в коллекторах сложного строения или малой пористости, при методически неправильном выполнении работ – прямые исследования могут не дать однозначный результат. В практике работ существуют довольно сильные тенденции в подобных случаях пытаться решать поисковые задачи за счёт анализа микроскопических количеств углеводородных газов и жидкостей, поднимаемых на поверхность вместе с фильтратом и промывочной жидкостью. На наш взгляд, такие попытки оправданны только для определения дальнейших исследований, т. е. повторения опробований, испытаний, изменения глубин, интервалов и режимов, но не для принятия серьёзных решений, скажем, о спуске колонны, дальнейшем углублении скважины, о прекращении бурения и т. д. Это замечание относится, главным образом, конечно, к исследованиям разреза с трубными испытателями. При геолого-геохимических исследованиях по буровому раствору и шламу, в значительной мере – при исследованиях кабельными опробователями пластов, анализ микроскопических проявлений углеводородов – неизбежность, обусловленная ограниченными возможностями этих методов. Но при работе с ИПТ следует добиваться получения явных, достоверных (однозначных) результатов. Основным средством достижения этой цели сегодня является сокращение интервалов ИПТ, проведение испытаний более «прицельно», с минимальным объёмом подпакерной жидкости, а также другие технико-методические приёмы.

§ 3. Прогнозирование характера отдачи коллекторов

Ожидаемый характер отдачи нефтегазонасыщенных коллекторов является последним и самым важным параметром, определяемым в завершение исследования геологического разреза нефтегазовых скважин геофизическими методами с привлечением всех доступных материалов. Этот параметр входит в число наиболее востребованных со стороны недропользователя (заказчика), использующего геофизический сервис в своей повседневной оперативной работе.

Под термином «характер отдачи пласта» здесь понимается прогноз результата опробования пласта, проведённого по данным ГИС, отражающим состояние пласта в данный момент. Прогноз не распространяется на изменение характера отдачи, вызванное различными факторами: изменением интервала вторичного вскрытия пласта по отношению к рекомендованному; сильными воздействиями на пласт, например, гидроразрывом; длительным отбором большого количества жидкости, приводящим к расширению контура питания, и т. п.

В учебной и научно-технической геофизической литературе нет единого термина, принятого для обозначения характера отдачи пласта. Аналогами его являются «характеристика коллекторов по характеру отдаваемых флюидов» (Техническая инструкция, 1985 г.), «признак отдаваемого флюида» (Техническая инструкция, 2001 г.).

Не придавая большого значения расхождениям в терминах, назовём

возможные варианты прогноза характера отдачи пластов, выделенных в заключении по ГИС:

Г – газ, промышленный приток;
Н – нефть, промышленный приток;
Н + Г – нефть с газом (если по ГИС не разделяется);
Н + в – преимущественно нефть + вода;
В + н – преимущественно вода + нефть;
н – незначительный приток нефти;
В – вода;
С – без притока («сухо»);
О – прогноз характера отдачи не ясен.

Такое разнообразие прогнозных результатов не является следствием обеспеченности геофизики многочисленными технико-методическими средствами, напротив, такие средства весьма ограниченны. Скорее оно отражает стремление интерпретационной службы в меру современного состояния геофизических методов дать заказчику по возможности дифференцированный прогноз характера отдачи пласта. Дифференциация результатов, к сожалению, не очень чёткая, т. к. нет критерия для разделения «промышленный – непромышленный приток» или «незначительный приток нефти», что практически одно и то же, а недропользователь обычно воздерживается назвать эту величину для своих поисково-разведочных и эксплуатационных площадей. Нет чёткого количественного разделения категорий Н + в и В + н, остаётся немало случаев, когда прогноз характера отдачи пласта вовсе не ясен.

Тем не менее, интерпретатор материалов ГИС, используя имеющиеся методические приёмы, весь накопленный геолого-геофизический материал, свой опыт и детальное знание особенностей строения района и технологии работ, выдаёт прогноз характера отдачи исследованных пластов.

Ниже перечисляются те методические приёмы из рассмотренных в

§ 1 и § 2, которые могут быть применены для оценки характера отдачи пластов:

1. Способ критических значений параметров.

Если при построении графика, обосновывающего критическое значение $\rho_{п\ кр}$ пласта (рис. 8.1), использованы результаты испытаний, закончившихся получением промышленной нефти (т. е. исключены случаи получения незначительных притоков нефти или нефти с водой и т. п.), названный критерий может быть с достаточной уверенностью использован для прогноза характера отдачи.

Если имеются хорошо обоснованные диаграммы фазовых проницаемостей, полученные на представительном керновом материале района, при термобарических условиях пласта (рис. 8.2), прогноз характера отдачи также может быть выполнен с достаточной уверенностью.

2. Прямые методы исследования.

В случае применения опробователей пластов на кабеле однозначная оценка характера насыщения и прогнозирование характера отдачи возможны при отсутствии или небольшой глубине проникновения фильтрата в коллектор с межзерновой пористостью.

При применении испытателей пластов на трубах оценка характера насыщения, отдачи и количественный прогноз притока при испытании через колонну и при дальнейшей работе пласта – возможны принципиально всегда, хотя и могут в сложных условиях потребоваться повторные спуски испытателя, подбор режимов испытания, специальная подготовка скважины и т. д.

Дополнительно рекомендуются работы [2, 8, 15, 23, 27, 28].

Глава 9. ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ОСНОВА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС

§ 1. Области и формы использования керновых данных

Несмотря на серьезное развитие косвенных методов изучения недр, таких, как геофизика, гидродинамические исследования, моделирование месторождений, роль керна как носителя важнейшей информации о недрах продолжает сохраняться и даже возрастает. В настоящее время в нефтепромысловом деле керн используется при решении следующих задач:

1. Определение вещественного (минерального) состава пройденных скважиной пород, что пока не делается геофизическими методами. Важно установление не только основного минерала (минералов) породы, но особенно – установление вещества цемента и типа цементации в породах-коллекторах.

2. Определение структуры пустотного пространства коллекторов сложного строения, прежде всего карбонатных, а также гранулометрического состава терригенных коллекторов.

3. Определение пористости и проницаемости коллектора и их связи друг с другом, что позволяет от массовых определений пористости, доступных промысловой геофизике, переходить к оценке проницаемости.

4. Определение фазовой проницаемости в условиях двух- и трехфазного насыщения и фильтрации.

5. Определение электрометрического параметра насыщения коллектора в зависимости от соотношения его водо- и нефте(газо)насыщения

как базовой зависимости для определения нефтенасыщения пород по данным ГИС.

6. Определение степени гидро- и олеофильности коллектора, определение остаточного водо- и нефтенасыщения, что позволяет совместно с данными ГИС составить достоверную модель насыщения коллектора в залежи.

7. Определение ряда петрофизических параметров, необходимых для количественной интерпретации данных многих видов ГИС – гамма-активность по компонентам U, Th, K; интервальное время пробега акустических волн различного типа и плотности как образца породы, так и ее минерального скелета; адсорбционно-диффузионные потенциалы и др.

Можно выделить три формы использования керна в интересах геофизики:

– прямое сопоставление КЕРН-ГИС, т. е. «калибровка» диаграмм или каких-то комплексных геофизических показателей в единицах интересующих нас геологических (коллекторских) характеристик; таковы, например, методики определения пористости по данным гамма-каротажа, ПС и др.;

– изучение связей между параметрами КЕРН-КЕРН для понимания петрофизических особенностей изучаемых пород и для отыскания в конечном счёте связей с геофизикой, т. е. КЕРН-КЕРН-ГИС;

– изучение связей КЕРН-КЕРН с целью выявить такой параметр (свойство) данной породы, который непосредственно измерен (выявлен) быть не может, например, выявление трещиноватости или кавернозности образца без его разрушения и вне непосредственной видимости.

§ 2. Вопросы исследования керна

Большая проблема петрофизического обеспечения интерпретации ГИС включает ряд важнейших вопросов, в различной мере решаемых или пока не решённых в практике работ. Эти вопросы кратко изложены ниже.

Отбор керна, вынос керна многие десятилетия были проблемной зоной отечественного бурения на нефть и газ, однако в последние годы стали обычными многочисленные результаты планомерного производственного отбора керна в больших количествах, при выносе 85–100%. Однако распределение объемов отбора керна на различных этапах бурения остается по-прежнему не самым рациональным. На наш взгляд, разумнее обходиться минимальным количеством керна на поисковом этапе работ, но с полным комплексом ГИС, геохимических исследований и оперативных испытаний в открытом стволе; на этапах разведки и эксплуатационного бурения – вести массовый, прицельный отбор керна из объектов с установленной продуктивностью.

Привязку керна к глубине, несмотря на любые методические ухищрения, при низком проценте выноса керна надёжно сделать невозможно. Задача решается только при полном (не менее 80–90%) выносе керна. Поэтому вполне обоснован оптимизм в отношении привязки нового керна, но переобработка материалов старого разрозненного керна не сулит улучшения его привязки.

Выборка образцов керна, составление коллекции только на первый взгляд кажутся простой задачей. Важно ведь не только (и не столько) получить полную, «представительную», с нормальным распределением коллекторских параметров коллекцию, но и тесно связать параметры керна с ГИС. Для этого необходимо выборку образцов делать равномерно по интервалу исследования, не выбрасывая ради ненужной красоты коллекции пропластки с ухудшенными параметрами или неколлекторов.

Подготовка образцов к лабораторным анализам – один из наименее разработанных вопросов петрофизического обеспечения в нефтепромысловом деле. До настоящего времени никто и ничем не обосновал необходимость к началу лабораторных анализов отмыть керн в сильных растворителях, экстрагировать из него все углеводороды, битумы, органику, высушить при высокой температуре и привести его в такое состояние, в котором данная порода никогда не была и не будет; и по таким образцам определять пористость, проницаемость, электрические параметры, имитировать остаточное водонасыщение!

Петрофизическая литература за многие годы не содержит обстоятельного изложения этого вопроса. Чаще всего цель, средства, технология подготовки образцов обходятся молчанием либо о бездумной экстракции всего растворимого из керна говорится мимоходом, как о само собой разумеющемся. Похоже на то, что такая «ясность» наступила от недостаточной изученности вопроса.

Точность собственно лабораторных методов определения петрофизических параметров нельзя оценить односложно. Казалось бы, при современном развитии лабораторной техники доступно определение большинства параметров с любой наперед заданной точностью. На практике же это далеко не так. Сходимость повторных измерений, воспроизводимость определений, выполненных на одной и той же коллекции образцов различными лабораториями, свидетельствуют об ошибках измерений в пределах от 10 до 20 (иногда и более) относительных процентов. Данные на этот счёт содержатся во многих работах. Расхождение результатов измерений вызывается огрехами исполнения лабораторных работ (например, недонасыщение образцов жидкостью ведёт к ошибкам в определении пористости, а за ними – в определении параметров $P_п(K_п)$, $K_п(\Delta T)$ и др.) либо недостаточной разработанностью теории и методики анализа, например, остаточного водонасыщения и связанных с ним параметров.

Необходимость комплексного изучения петрофизических параметров керна никто не отрицает, но на практике исследование керна рас-

тягивается: поначалу делаются первоочередные, «важные» анализы, затем они наращиваются по мере поступления заказов от тех или иных заинтересованных служб и по мере обеспечения оплаты. Но комплексность нужна не сама по себе, не только для полноты изучения коллектора, а нужна как единый процесс, на одних и тех же образцах керна, чтобы за счёт этого достичь большей тесноты корреляционных связей параметров керн-керн, т. е. большей достоверности петрофизической модели коллектора. Кроме того, сейчас при высоких выносах керна стала очевидной значительная неоднородность физических свойств коллекторов, не улавливаемая даже самыми детальными на сегодня методиками ГИС; в этих условиях только частая и равномерная выборка образцов и их комплексный анализ могут помочь правильно сгруппировать керновые данные и сопоставить их с показаниями методов ГИС.

§ 3. Статистические характеристики петрофизических связей

Важнейшей задачей в проблеме рационального и эффективного использования извлечённого из недр керна является построение петрофизических связей на основе данных исследования керна, оценка их тесноты, достоверности, отыскание их аналитического представления и оценка точности определения искомых параметров с использованием этих петрофизических связей. Принято считать, что в этой области особых трудностей нет, если керн поднят, исследован, увязан по глубине с ГИС, исследователь вооружён теорией статистики и вычислительными средствами.

Между тем надо указать на ряд узких мест в получении и использовании этих связей при интерпретации данных ГИС.

При построении и анализе петрофизических связей определяются:

– коэффициент корреляции r или корреляционное отношение η (выполняется всегда);

– показатель существенности коэффициента корреляции (выполняется редко), в виде неравенства $\frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}} \geq t_{st}$, где последнее представляет собой так называемый критерий Стьюдента, определяемый по специальным таблицам с учётом заданного уровня значимости, обычно в пределах 0,01–0,05 (табл. 9.1);

– показатель разброса фактических точек, а именно среднеквадратическую величину отклонения точек от линии регрессии:

$$\sigma_y = \pm\sqrt{\frac{\Sigma(y-y_0)^2}{n}},$$

т. е. ширину коридора вдоль линии связи, в который попадают 68% точек, использованных для построения данной петрофизической связи. Этот показатель практически никогда не определяется.

Первые два критерия являются слишком нестрогими. В сотнях рассмотренных зависимостей, невзирая на небольшое число точек, их значительный разброс, величина r(η) составляет 0,95–0,80, редко снижаясь до 0,6, а проверка существенности связи даёт положительный результат, часто существенно превышающий необходимый минимум. Эти критерии свидетельствуют только о существовании и тесноте статистической связи между данными параметрами, но этого мало. Только показатель σ_y позволяет оценить практическую пригодность полученной связи, т. к. он свидетельствует о ширине доверительного интервала, определяющей величину и вероятность погрешности единичной оценки искомого параметра при использовании данной связи в качестве эталонной.

В практике работ оценке коэффициента корреляции и его существенности придается чрезмерная роль. Между тем недостатком этих критериев является не только их нестрогость, но и широко распростра-

нившиеся приёмы искусственного улучшения во вред реальной оценке зависимостей.

Таблица 9.1

Коэффициенты Стьюдента

Число степеней свободы	Уровни существенности			Число степеней свободы	Уровни существенности		
	0,10	**0,05**	**0,01**		**0,10**	**0,05**	**0,01**
1	6,314	12,706	63,652	**21**	1,721	2,080	2,831
2	2,920	4,303	9,925	**22**	1,717	2,074	2,819
3	2,353	3,182	5,841	**23**	1,714	2,069	2,807
4	2,132	2,766	4,604	**24**	1,711	2,064	2,797
5	2,015	2,571	4,032	**25**	1,708	2,060	2,787
6	1,943	2,447	3,707	**26**	1,706	2,056	2,779
7	1,895	2,365	3,499	**27**	1,703	2,052	2,771
8	1,860	2,306	3,355	**28**	1,701	2,048	2,763
9	1,833	2,262	3,250	**29**	1,699	2,045	2,756
10	1,812	2,228	3,169	**30**	1,697	2,042	2,750
11	1,796	2,201	3,106	**35**	1,690	2,030	2,724
12	1,782	2,179	3,055	**40**	1,684	2,021	2,704
13	1,771	2,160	3,012	**45**	1,680	2,014	2,690
14	1,761	2,145	2,977	**50**	1,676	2,008	2,678
15	1,753	2,131	2,947	**60**	1,671	2,000	2,660
16	1,746	2,120	2,921	**70**	1,667	1,994	2,648
17	1,740	2,110	2,898	**80**	1,665	1,989	2,638
18	1,734	2,101	2,878	**90**	1,662	1,986	2,631
19	1,729	2,093	2,861	**100**	1,661	1,982	2,625
20	1,725	2,086	2,845	∞	1,645	1,960	2,576

Первым таким совершенно недопустимым приёмом является оценка тесноты петрофизических связей на основе групповых данных эксперимента. Рассмотрим это на отвлечённом примере (рис. 9.1). Зависимость, полученная на основе ста пар измерений параметров x и y (рис. 9.1, а), характеризуется коэффициентом корреляции $r = 0{,}82$, $t_{st} = 1{,}42 > 1{,}99$, $\sigma_y = \pm 10{,}86$, уравнение регрессии $y = 0{,}53 \cdot x + 19$. Но если разбить все результаты наблюдений на десять групп и точки в каждой группе заменить одной со средними значениями $\bar{y}$ и $\bar{x}$, сопоставление образовавшихся новых десяти «групповых» точек (рис. 9.1, б)

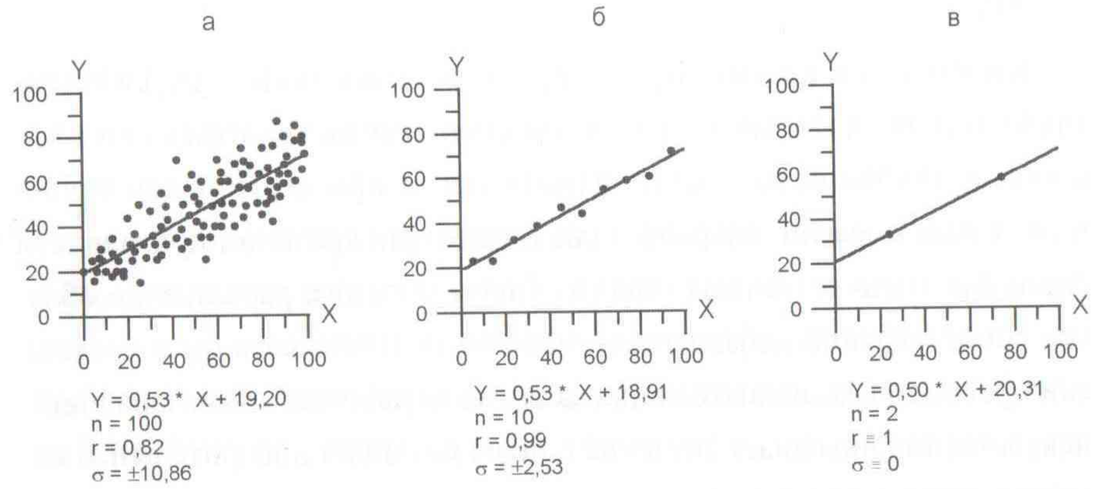


Рис. 9.1. Искусственное улучшение показателей тесноты связи за счет осреднения групповых данных

характеризуется следующими показателями: $r = 0{,}99$, $t_{st} = 19{,}8 > 2{,}23$, $\sigma_y = \pm 2{,}53$, уравнение регрессии $y = 0{,}53 \cdot x + 18{,}91$. Утрируя для наглядности решение задачи, можно довести число «групповых» точек до двух, разделив исходный массив на две равные части. Полученные результаты, особенно последний (рис. 9.1, в) показывают, что данный путь с несомненностью ведет к абсурду. Таким образом, замена исходных пар единичных измерений петрофизических параметров осреднёнными («групповыми») точками при построении линии связи принципиально недопустима, т. к. ведет к ложному благополучию не только по коэффициенту корреляции, но и в оценке σ, единственного для исследователя мерила возможных погрешностей при количественной оценке параметров с применением данной связи.

Другой случай искусственного повышения коэффициента корреляции рассмотрим на примере акустических исследований керна. Сопоставление коэффициента пористости $K_п$ и интервального времени ΔT (рис. 9.2) в диапазоне реальных коллекторов характеризуется значительным разбросом точек с коэффициентом корреляции $r = 0{,}65$, но стоит ввести всего одну новую, казалось бы вполне правомерную, точку «воды» ($K_п = 100\%$, $\Delta T = 620$ мкс/м), коэффициент корреляции увеличивается до 0,97. Аналогично улучшается коэффициент корреляции

введением точки «воды» ($К_в = 1$, $Р_н = 1$) в зависимость $Р_н(К_в)$. Однако такие «улучшения» зависимостей необоснованны. Об этом свидетельствует величина σ, которая не изменяется от прибавления одной точки и, таким образом, сохраняет свою роль как критерий пригодности связи для количественных оценок. Таким образом, расширение области сопоставления добавлением одиночных точек, хоть бы и физически правомерных, но выходящих за пределы рабочего диапазона, лишь искусственно повышает значение r, но не улучшает доверительный интервал такой зависимости.

Надо напомнить, что коэффициент корреляции зависит от расположения точек, т. е. наблюдённых пар значений сопоставляемых параметров, но не зависит от расположения линии регрессии и вообще от её существования или отсутствия. Отыскание линии регрессии методом наименьших квадратов (МНК), получившее широкое распространение, далеко не всегда является правомерным. Оно правомерно лишь

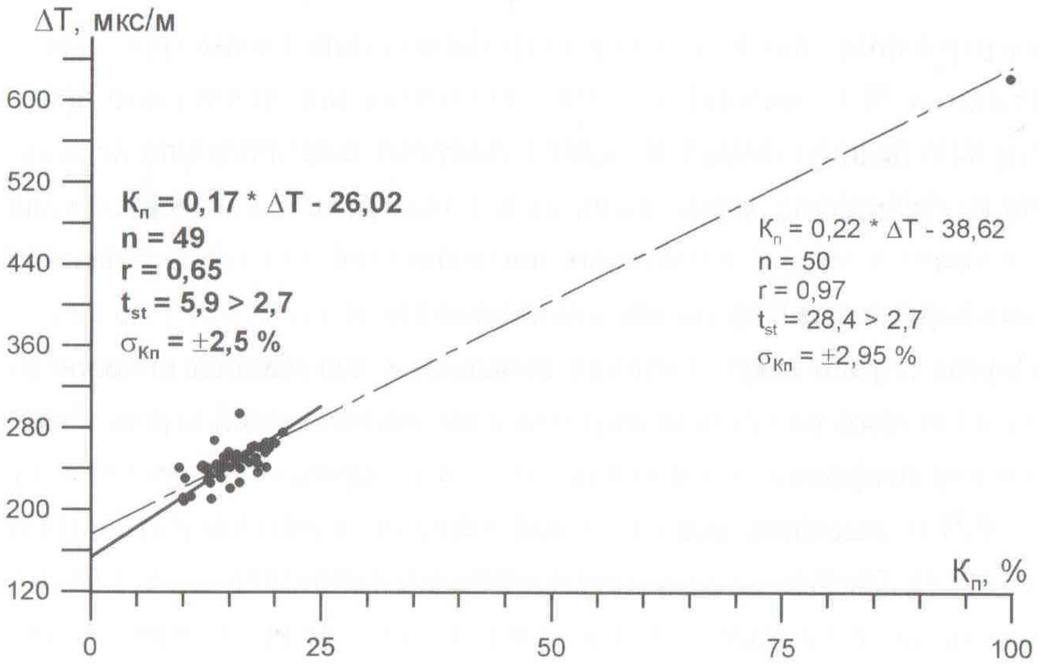


Рис. 9.2. Искусственное улучшение показателей тесноты связи за счет «твёрдой точки»

при сопоставлении двух параметров, один из которых по отношению к другому является принципиально более точным, эталонным, и разброс точек вызван погрешностями только в величинах одного из них. Таким сопоставлением является, например, градуировка некоего упрощённого, рядового, рабочего измерителя (вольтметра, оптического дальномера, манометра и т. п.) с помощью высокоточного эталонного прибора. В обсуждаемой нами области таких ситуаций практически нет. Любые сопоставления (может быть, за редким исключением), будь то типа КЕРН-КЕРН, КЕРН-ГИС или ГИС-ГИС, содержат значения параметров, измеренные с погрешностями одного порядка, т. е. являются в отношении уровня ошибок измерения равносторонними, симметричными. В этих случаях нельзя отыскание линии регрессии y(x) сводить лишь к формальному одноразовому применению МНК.

Дело в том, что линии регрессии y(x) и x(y), полученные методом наименьших квадратов, не совпадают и расходятся тем больше, чем ниже значение r. Практически при $r < 0{,}95…0{,}98$ (зависит от требований задачи) линия связи нуждается в т. н. симметрировании. Симметрирование зависимости сводится к получению линий связи y(x) и x(y), а симметрированная линия получается как срединная между ними (делит угол пополам). Более строго симметрирование выполняется расчётным путём (рис. 9.3); мы рассматриваем его на примере отыскания линейной связи $К_{пр}(К_п)$, для наглядности взяв случай нетесной связи ($r = 0{,}62$).

Из математической статистики известны следующие соотношения: $r^2 = B_y B_x$ и $\overline{B}^2 = \frac{B_y}{B_x}$, здесь B_y, B_x, $\overline{B}$ – угловые коэффициенты линий регрессии y(x) и x(y) и средней искомой линии регрессии, которая отражает связь между y и x как между равными в отношении ошибок измерения параметрами, т. е. делает ее симметричной. Все три линии пересекаются в одной точке с координатами $\overline{y}$ и $\overline{x}$, т. е. в центре тяжести массива экспериментальных точек.

Практически для проведения симметричной линии регрессии нет необходимости отыскивать обе регрессии y(x) и x(y). Достаточно методом МНК найти регрессию y(x) и наклон ее линии изменить по формуле $\overline{B} = \frac{B_y}{r}$, которая легко получается в результате элементарных преобразований приведенных выше соотношений.

В случае криволинейной линии связи, например, зависимости $K_п(\Delta I_{ГК})$ или $K_{во}(K_п)$, симметрировать их проще графическим способом: получить кривые зависимости видов y(x) и x(y) и построить среднюю, конгруэнтную им и делящую угол между ними приблизительно пополам. Аналитическое решение для поворота криволинейной зависимости значительно усложняется.

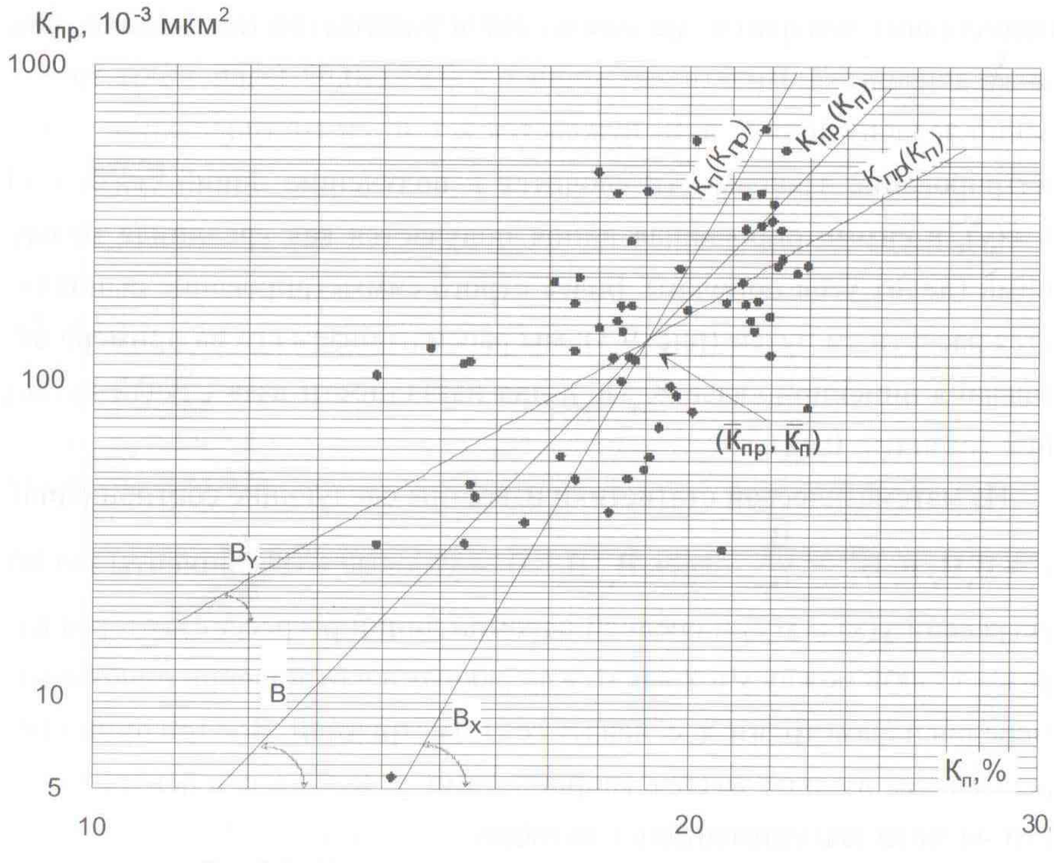


Рис. 9.3. Построение симметрированной линии связи

Надо отметить, что проведение линии связи (аппроксимирующей линии) вручную, глазомерно, как это делалось в «домашинное» время, интуитивно даёт симметрированную зависимость. Глаз исследователя обязательно выбирает её по длинной оси «эллипса рассеяния» фактических точек и с соблюдением равенства числа точек по одну и по другую сторону линии. Это соблюдается при проведении линии связи всегда – будь она прямая или линия более сложной формы (в последнем случае термин «эллипс рассеяния» не следует понимать буквально).

§ 4. Влияние качества петрофизических связей на точность конечных результатов интерпретации ГИС

Данную задачу рассмотрим на примере определения одного из важнейших параметров коллектора – коэффициента его нефтенасыщения $K_н$. Оценим погрешность определения этого показателя в зависимости от уровня погрешностей, свойственных используемым при этом геофизическим и петрофизическим данным.

Как известно, алгоритм определения $K_н$ по данным геофизики предусматривает использование величин удельных электрических сопротивлений пластовой воды $\rho_в$ и пласта $\rho_п$ и коэффициента пористости пласта $K_п$ («геофизические параметры») и двух петрофизических зависимостей $P_п = a \cdot K_п^{-m}$ и $P_н = b \cdot K_в^{-n}$, т. е. знание величины m, n, a, b («петрофизические параметры»). Данный алгоритм описывается уравнением:

$$K_н = 1 - K_в = 1 - \left(\frac{b \cdot \frac{a}{K_п^m} \cdot \rho_в}{\rho_п} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Очевидно, что погрешность определения $K_в$ по абсолютному значению является погрешностью определения $K_н$.

Из теории статистики известно, что абсолютная погрешность ΔZ результата Z, являющегося функцией нескольких косвенных измерений $Z = f(x, y, p\ldots)$, определяется формулой:

$$\Delta Z = \sqrt{(\frac{\partial f}{\partial x})^2 \cdot \Delta x^2 + (\frac{\partial f}{\partial y})^2 \cdot \Delta y^2 + (\frac{\partial f}{\partial p})^2 \cdot \Delta p^2 \ldots},$$

где $\frac{\partial f}{\partial x}$, $\frac{\partial f}{\partial y}$, $\frac{\partial f}{\partial p}$ – частные производные функции по аргументам, в качестве которых выступают измеряемые переменные x, y, p…;

Δx, Δy, Δp… – погрешности, свойственные уровню измерения этих переменных.

Применительно к нашей задаче удобнее представить функцию в виде:

$$\mathbf{K_в} = \left(\frac{\mathbf{b} \cdot \frac{\mathbf{a}}{\mathbf{K_п^m}} \cdot \rho_в}{\rho_п} \right)^{\frac{1}{n}} = \mathbf{a^{\frac{1}{n}} \cdot b^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_в^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_п^{-\frac{1}{n}} \cdot K_п^{-\frac{m}{n}}}$$

Тогда частные производные функции составят (числовые их значения вычисляются при средних значениях входящих в них переменных):

1) $$\frac{\partial \mathbf{K_в}}{\partial \rho_п} = \left[\mathbf{a^{\frac{1}{n}} \cdot b^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_в^{\frac{1}{n}} \cdot K_п^{-\frac{m}{n}} \cdot \left(-\frac{1}{n} \cdot \rho_п^{-\frac{1}{n}-1} \right)} \right];$$

2) $$\frac{\partial \mathbf{K_в}}{\partial \mathbf{K_п}} = \left[\mathbf{a^{\frac{1}{n}} \cdot b^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_в^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_п^{-\frac{1}{n}} \cdot \left(-\frac{m}{n} \cdot K_п^{-\frac{m}{n}-1} \right)} \right];$$

3) $$\frac{\partial \mathbf{K_в}}{\partial \rho_в} = \left[\mathbf{a^{\frac{1}{n}} \cdot b^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_п^{\frac{1}{n}} \cdot K_п^{-\frac{m}{n}} \cdot \left(\frac{1}{n} \cdot \rho_в^{\frac{1}{n}-1} \right)} \right];$$

4) $$\frac{\partial \mathbf{K_в}}{\partial \mathbf{m}} = \left[\mathbf{a^{\frac{1}{n}} \cdot b^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_в^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_п^{-\frac{1}{n}} \cdot \left(-K_п^{-\frac{m}{n}} \cdot \ln K_п \cdot \frac{1}{n} \right)} \right];$$

5) $$\frac{\partial \mathbf{K_в}}{\partial \mathbf{n}} = \left[\left(\mathbf{a \cdot b \cdot \rho_в \cdot \rho_п^{-1} \cdot K_п^{-m}} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot \ln\left(\mathbf{a \cdot b \cdot \rho_в \cdot \rho_п^{-1} \cdot K_п^{-m}} \right) \cdot \left(-\frac{1}{n^2} \right) \right];$$

6) $$\frac{\partial \mathbf{K_в}}{\partial \mathbf{a}} = \left[\mathbf{b^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_в^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_п^{-\frac{1}{n}} \cdot K_п^{-\frac{m}{n}} \left(\frac{1}{n} \cdot a^{\frac{1}{n}-1} \right)} \right];$$

7) $$\frac{\partial \mathbf{K_в}}{\partial \mathbf{b}} = \left[\mathbf{a^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_в^{\frac{1}{n}} \cdot \rho_п^{-\frac{1}{n}} \cdot K_п^{-\frac{m}{n}} \cdot \left(\frac{1}{n} \cdot b^{\frac{1}{n}-1} \right)} \right];$$

а абсолютная погрешность определения $K_н$ составит:

$$\Delta K_в = \sqrt{\left(\frac{\partial K_в}{\partial \rho_п}\right)^2 \cdot \Delta \rho_п^2 + \left(\frac{\partial K_в}{\partial K_п}\right)^2 \cdot \Delta K_п^2 + \left(\frac{\partial K_в}{\partial \rho_в}\right)^2 \cdot \Delta \rho_в^2 + \left(\frac{\partial K_в}{\partial m}\right)^2 \cdot \Delta m^2 + \left(\frac{\partial K_в}{\partial n}\right)^2 \cdot \Delta n^2 + \left(\frac{\partial K_в}{\partial a}\right)^2 \cdot \Delta a^2 + \left(\frac{\partial K_в}{\partial b}\right)^2 \cdot \Delta b^2}$$

По этим формулам были рассчитаны абсолютные погрешности определения $K_н$ при моделировании различных ситуаций (таблица 9.2).

Таблица 9.2

Абсолютные погрешности определения $K_н$ в зависимости от уровня погрешностей входных геофизических ($\rho_п$, $K_п$, $\rho_в$) и петрофизических (m, n, a, b) данных

Характер погрешностей входных данных (в % от номинала)	Абсолютные погрешности определения $K_н$, ± д. е.	
	Терригенный коллектор с параметрами $K_п = 0{,}22$, $\rho_п = 20$, $K_н = 0{,}773$	*Карбонатный коллектор с параметрами* $K_п = 0{,}12$, $\rho_п = 50$, $K_н = 0{,}736$
Все входные данные имеют относительную погрешность: 5	0,038	0,052
10	0,075	0,103
20	0,150	0,206
33,3	0,225	0,308
50	0,374	0,513
Геофизические параметры имеют относительную погрешность 10%, петрофизические связи идеальны	0,036	0,044

Продолжение таблицы 9.2

Характер погрешностей входных данных (в % от номинала)	Абсолютные погрешности определения $K_н$, ± д. е.	
	Терригенный коллектор с параметрами $K_п = 0,22$ $\rho_п = 20$ $K_н = 0,773$	*Карбонатный коллектор с параметрами* $K_п = 0,12$ $\rho_п = 50$ $K_н = 0,736$
Петрофизические связи имеют относительную погрешность 10%, геофизические измерения идеальны	0,066	0,093
Реалистические варианты (при относительной погрешности входных данных $\rho_п$, $K_п$, $\rho_в$, m, n, a, b):		
I. 10, 5, 0, 5, 5, 10, 10	0,043	0,053
II. 10, 10, 5, 5, 10, 20, 20	0,072	0,089
III. 20, 10, 5, 10, 10, 50, 50	0,128	0,163

Примечание.

I. Наиболее благоприятный реальный случай, когда погрешности входных данных составляют от 0 ($\rho_в$) до 10% для $\rho_п$, a, b, т. е. геофизические данные получены метрологически выверенной аппаратурой, а петрофизическая основа подготовлена на керне данного месторождения или соседних месторождений при тесной общности связей. Это соответствует условиям подсчета запасов нефти и газа.

II. Средний реальный случай, соответствующий условиям поисково-разведочной стадии работ, когда статистических данных керна и ГИС еще мало, петрофизические связи привлекаются на основе более отдаленных аналогий.

III. Случай работы на новых площадях, без керна, на основе обобщенных для больших регионов или для значительных этажей разреза петрофизических зависимостей.

Интересно отметить, что *погрешность входных петрофизических данных приводит к большей погрешности конечного результата, чем такая же по величине погрешность входных геофизических данных.* Нижняя часть таблицы хорошо иллюстрирует уровень реально возможных погрешностей в оценке $K_н$ на стадиях: поисковых работ на новых площадях, поисково-разведочных работ, подсчёта (пересчёта) запасов (см. примечание к таблице).

Интересно также проследить долю вклада каждого фактора (каждого слагаемого под знаком радикала) в формировании $\Delta K_в$. Естественно, она изменяется от задаваемых уровней погрешностей входных данных, но в целом наибольшая доля погрешности $\Delta K_н$ обусловлена неточностями установления параметров m, n, $K_п$ и в меньшей степени – остальных.

§ 5. Влияние термобарических условий залегания пород на их физические свойства

Наши представления о свойствах осадочных пород и их количественные характеристики основаны главным образом на результатах изучения их в атмосферных условиях (в образцах из обнажений или извлечённых из скважины). Между тем температура и давления, господствующие в недрах, особенно на большой глубине, существенно изменяют физические свойства коллектора и их взаимозависимости.

Изменение физических свойств сцементированных осадочных пород, наблюдаемое без разрушения механических связей в скелете породы, обусловлено главным образом объёмными деформациями пор и породообразующих минералов. Величины этих объёмных деформаций зависят от среднего нормального напряжения или всестороннего давления (аналог геостатического давления) σ, порового давления ρ и температуры t на глубине залегания породы.

При деформации породы, насыщенной жидкостью, давление жидкости в порах противодействует всестороннему давлению на скелет. Поэтому на деформацию породы наибольшее влияние оказывает разность между σ и ρ, которая называется эффективным напряжением или эффективным давлением и вычисляется суммированием по формуле:

$$\sigma - p = \sum_{i=1}^{n} g h_i (\delta_{пi} - \delta_{вi}) , \qquad (9.1)$$

где h_i – мощность i-го литологически однородного интервала разреза;

$\delta_{пi}$, $\delta_{вi}$ – плотность породы и жидкости (воды), насыщающей поры породы, в i-м интервале; g – ускорение свободного падения.

Уравнение (9.1) позволяет вычислить эффективное напряжение на глубине залегания породы при условии нормального закона изменения порового давления с глубиной. Температуру пласта по глубине залегания определяют путем прямых измерений либо с использованием данных о среднем геотермическом градиенте в районе исследования.

Экспериментально влияние давлений и температуры на свойства горных пород изучают на специальных установках. Для этого образец породы, заключённый в эластичную оболочку, помещают в камеру, где создаются всестороннее или разноосное напряжение σ и температура, подобные таковым на глубине залегания породы. Одновременно в порах породы создаётся давление ρ, равное давлению пластовой жидкости. В установке имеются специальные приборы и устройства, позволяющие определять изменение пористости, проницаемости, удельного электрического сопротивления и скорости упругих волн в зависимости от давлений и температуры.

В природных условиях объёмные деформации осадочных пород происходят не только за счёт деформации скелета породы при изменении эффективного напряжения (σ – p), но также за счёт объёмной деформации зёрен породообразующих минералов при изменении порового давления ρ и температуры t. Другими словами, полная поправка в физическое свойство породы будет определяться произведением:

$$X_h = X_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \qquad (9.2)$$

где X_h – значение физического свойства породы, измеренное в естественных условиях на глубине h; X_0 – то же, но измеренное в атмосферных условиях; K_1 – частное изменение физического свойства при увеличении эффективного напряжения от нуля до (σ – p) при p = const и

t = const; K_2 – частное изменение физического свойства при изменении порового давления от нуля до p при σ – p = const и t = const; K_3 – частное изменение физического свойства при изменении температуры от 20 °C до $t_{пл}$.

Величина поправок при определении пористости и проницаемости песчано-глинистых пород помимо давлений и температуры существенно зависит от относительной глинистости пород $\eta_{гл}$, которая отражает степень заполнения пор породы глинистыми минералами.

В таблицах 9.3 и 9.4 даны пределы изменения и средние значения произведения поправочных коэффициентов K_1, K_2, K_3 для приведения пористости и проницаемости песчано-глинистых пород к пластовым условиям.

Анализ данных таблицы 9.3 с учетом формулы (9.2) показывает, что коэффициент пористости пород в пластовых условиях меньше коэффициента пористости образцов, измеренной на поверхности. Однако для чистых и слабоглинистых песчаных коллекторов это уменьшение не превышает 1%.

Как показывают данные таблицы 9.4, уменьшение проницаемости коллекторов, происходящее в результате обратимых объёмных деформаций при увеличении давлений и температуры, весьма существенно и с этим нельзя не считаться при изучении коллекторов. Изменение коэффициентов пористости и проницаемости трещинно-кавернозных коллекторов помимо давлений и температуры зависит от соотношения ёмкостей трещин и каверн.

Удельное электрическое сопротивление насыщенных электролитом коллекторов увеличивается при возрастании эффективного давления, снижается при увеличении давления электролита в порах и сложно зависит от температуры. Однако доминирующим является влияние эффективного напряжения, которое приводит к увеличению извилистости токопроводящих каналов в породе. В результате удельное электрическое сопротивление породы в пластовых условиях на десятки и даже

Таблица 9.3

Произведения коэффициентов K_1, K_2, K_3 для приведения пористости песчано-глинистых коллекторов к пластовым условиям (для геотермического градиента Г = 3°С/100 м)

Глубина залегания коллектора, км	Чистые коллекторы ($\eta_{гл} = 0$)		Слабоглинистые коллекторы ($\eta_{гл} = 0{,}2$)		Глинистые коллекторы ($\eta_{гл} = 0{,}5$)		Сильно глинистые коллекторы ($\eta_{гл} = 0{,}7$)	
	Пределы изменения K_1, K_2, K_3	Среднее значение	Пределы изменения K_1, K_2, K_3	Среднее значение	Пределы изменения K_1, K_2, K_3	Среднее значение	Пределы изменения K_1, K_2, K_3	Среднее значение
2	0,99–0,98	0,99	0,99–0,97	0,98	0,98–0,94	0,96	0,96–0,90	0,92
4	0,99–0,96	0,98	0,98–0,95	0,97	0,96–0,90	0,93	0,92–0,83	0,88
6	0,99–0,95	0,97	0,98–0,93	0,96	0,95–0,88	0,92	0,90–0,78	0,84
8	0,99–0,95	0,97	0,97–0,92	0,95	0,94–0,86	0,90	0,87–0,72	0,80

Таблица 9.4

Произведения коэффициентов K_1, K_2, K_3 для приведения проницаемости песчано-глинистых коллекторов к пластовым условиям (для геотермического градиента Г = 3°С/100 м)

Глубина залегания коллектора, км	Чистые коллекторы ($\eta_{гл} = 0$)		Слабоглинистые коллекторы ($\eta_{гл} = 0{,}2$)		Глинистые коллекторы ($\eta_{гл} = 0{,}5$)	
	Пределы изменения K_1, K_2, K_3	Среднее значение	Пределы изменения K_1, K_2, K_3	Среднее значение	Пределы изменения K_1, K_2, K_3	Среднее значение
2	0,94–0,86	0,90	0,87–0,81	0,84	0,78–0,72	0,75
4	0,91–0,78	0,84	0,81–0,71	0,76	0,67–0,61	0,64
6	0,88–0,72	0,80	0,76–0,66	0,71	0,58–0,42	0,50
8	0,86–0,68	0,76	0,71–0,61	0,66	0,51–0,45	0,48

сотни процентов выше удельного электрического сопротивления, измеренного в атмосферных условиях.

Увеличение удельного электрического сопротивления и уменьшение коэффициента пористости породы при увеличении давления и температуры могут существенно изменить характер зависимости параметра пористости от коэффициента пористости, построенной без учета пластовых условий (в сторону увеличения $P_п$). Неучёт влияния пластовых условий при построении эталонной кривой может привести к систематической погрешности при определении коэффициента пористости по геофизическим данным.

Нефтенасыщенные слабоглинистые песчаники, электропроводность которых определяется количеством и распределением пластовой минерализованной воды, увеличивают свое сопротивление при всестороннем сжатии практически на ту же величину, что и полностью водонасыщенные породы этого же типа. Поэтому вид зависимости параметра нефте-, газонасыщения от коэффициента нефте-, газонасыщенности пород в зависимости от пластовых условий изменяется мало.

Скорость распространения продольных и поперечных волн в коллекторах весьма существенно зависит от термодинамической обстановки, в которой залегают коллекторы. Зависимости между скоростью упругих волн и коллекторскими свойствами пород следует строить с учётом не только литологии, но и конкретных условий залегания пород (глубины, температуры, закономерности изменения пластовых давлений).

Изложенные в этом параграфе материалы, а также литература в области петрофизики (которая будет указана в конце главы), свидетельствуют об изученности многих взаимозависимостей физических свойств коллекторов по мере изменения термобарических условий их залегания. Есть принципиальная возможность вводить поправку за ТБУ пласта в зависимости, полученные в атмосферных условиях, например, $P_п(K_п)$, $\Delta t(K_п)$. По приведённым таблицам 9.3 и 9.4 можно вво-

дить поправки за ТБУ пласта в значения $К_п$ и $К_{пр}$, полученные без учёта ТБУ. Тем не менее, основным путём учёта ТБУ пласта должна оставаться технология получения петрофизических параметров и их связей на установках с полным воспроизведением пластовых температур и давлений. В последние годы это требование выполняется многими лабораториями. Таким образом, учёт пластовых условий путём численных поправок следует считать допустимым только в районах, где нет современной петрофизики. Петрофизические исследования без воссоздания пластовых давлений плохи не только тем, что не учитываются эти условия, а ещё тем, что не свободны от такого серьёзного источника ошибок, как недонасыщение образцов жидкостью.

§ 6. Комплекс необходимых петрофизических связей

Выше (§ 4) было отмечено, что петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС на этапе поисково-разведочного и в начальный период эксплуатационного бурения (оперативная интерпретация) или на этапе подсчёта (пересчёта) запасов (сводная интерпретация) существенно различается по полноте и детальности. Поэтому приводим комплекс нужных для интерпретации материалов ГИС петрофизических зависимостей, с пояснением их места в интерпретационном процессе, особенностей отечественной практики.

Для определения пористости коллекторов могут быть применены связи между геофизическими параметрами Δt, δ, $\alpha_{ПС}$, $\Delta I_{ГК}$, $\Delta I_{НГК}$, замеренными в скважинах, и открытой пористости по керну (ГИС-керн), если такие зависимости построены на основе данных хорошо привязанного к разрезу представительного керна. Кроме этого интерпретатор располагает расчётными способами оценки пористости по данным названных и других (электрометрия, двухзондовые установки радиометрии) методов ГИС.

Зависимости $Р_п(К_п)$ и $Р_н(К_в)$ вида керн-керн служат для вычисления нефте(газо)насыщения коллектора с использованием данных электрометрии с хорошей глубиной исследования и каких-либо независимых от электрометрии данных о пористости. Следует подчеркнуть, что в рассмотренных случаях пористость по керну и параметры $Р_п$ и $Р_н$ должны быть определены при ТБУ пласта либо приведены к этим условиям расчётным путём.

Для определения нефте(газо)насыщения коллектора служит зависимость $\rho_п$ пласта от его объёмной влажности, рассмотренная в § 1 гл. 8. Преимущество этого подхода заключается в том, что не требуется знание удельного сопротивления пластовой воды и не выполняется промежуточная операция оценки $\rho_{вп}$ водоносного пласта.

Для определения нижнего граничного значения пористости коллекторов требуется знать связи $К_{п\,от}$ с $К_{п\,эф}$ и $К_{п\,дин}$:

$$К_{п\,эф} = К_{п\,от}(1 - К_{во}), \tag{9.3}$$

$$К_{п\,дин} = К_{п\,от}(1 - К_{во} - К_{но}), \tag{9.4}$$

т. е. необходимо иметь лабораторные определения $К_{во}$ и $К_{но}$.

Аналогично важное значение имеют связи относительных амплитуд ПС – $\alpha_{ПС}$ и ГК – $\Delta I_{ГК}$ с массовой глинистостью коллектора, определённой на керне (ГИС-керн) – $С_{гл}$, от которой можно перейти к коэффициентам глинистости объёмной $К_{гл}$ и относительной η:

$$К_{гл} = \frac{С_{гл}}{1 - К_п}, \tag{9.5}$$

$$\eta = \frac{К_{гл}}{К_{гл} + К_п}, \tag{9.6}$$

для чего требуются лабораторные определения глинистости.

Для обоснования нижнего предела пористости как критерия коллектора очень эффективным бывает исследование связи пористости с эф-

фективной проницаемостью $К_{пр\ эф}$ (под которой понимается проницаемость, определённая на реальных образцах данного коллектора в присутствии в них остаточной воды). В такой же степени важны и практически полезны при двухфазном насыщении коллектора зависимости фазовых относительных проницаемостей для нефти и воды от водонасыщения коллектора: $К_{пр\ н}(К_в)$ и $К_{пр\ в}(К_в)$.

Зависимости $К_{во}(К_п)$ также должны быть востребованы интерпретатором. Определения $К_{во}$ проводятся обычно в достаточных масштабах, чтобы строить эти зависимости. Они помогают интерпретатору определиться с типом и особенностями коллектора, а также контролируют (сверху) значение определяемого по данным ГИС коэффициента нефтегазонасыщения.

Зависимости $К_{пр}(К_п)$ находят широкое применение для оценки проницаемости на основе более развитых методов определения $К_п$ по данным ГИС, что было рассмотрено в § 2 гл. 7. Анализы образцов керна на пористость и проницаемость – наиболее массовый вид анализов, и потому для построения зависимости $К_{пр}(К_п)$ практически всегда достаточно материала.

Но следует отметить, что ряд анализов, особенно определение $К_{пр\ н}$, $К_{пр\ в}$, $К_{пр\ эф}$, $С_{гл}$, $К_{но}$, выполняется нашими петрофизическими лабораториями в меньших масштабах или не выполняется вовсе. Причина кроется, по-видимому, не столько в технических трудностях лабораторий, сколько в отсутствии настоятельных заказов со стороны недропользователей или исполнителей различных работ для недропользователей (геофизиков, подсчётчиков запасов, разработчиков месторождений).

Дополнительно могут быть использованы работы [4, 9, 10, 15, 16].

Глава 10. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

§ 1. Место компьютеров в автоматизации процессов обработки и интерпретации

Рассмотрев в гл. 1 – 9 большую часть методических и алгоритмических основ обработки и интерпретации материалов ГИС и других исследований, мы подошли вплотную к задаче составления заключения по результатам комплексного исследования геологического разреза скважин. В связи с широким применением в настоящее время для всех видов обработки и геологической интерпретации компьютерной техники, необходимо рассмотреть состояние машинных технологий в этой области.

Первые попытки автоматизации процесса геофизических исследований скважин были начаты в СССР в 1961 году коллективом авторов под руководством С.Г. Комарова. Они относились к автоматизации процесса обработки результатов бокового каротажного зондирования с получением удельного сопротивления пластов. Впоследствии успешные работы по автоматизации процесса обработки и интерпретации были проведены в различных отечественных (системы: «КАРОТАЖ», ПГ-1, ГИК-2, АСОИГИС, СИАЛ-ГИС и др.) и зарубежных научно-исследовательских институтах и фирмах (в США – «КОМЛОГ», «УИЛПК», во Франции «ЛОГМАТИК» и др.). Широкое внедрение система автоматизированной обработки данных ГИС получила с появлением персональных компьютеров.

Сбор информации, обработка и оформление результатов интерпретации на ПК являются вспомогательными этапами интерпретации. Однако опыт применения ПК показывает, что на эти этапы приходится основная доля (до 95%) машинного времени. Поэтому без автоматизации этих процессов нельзя сократить сроки выдачи заключения о скважине по промыслово-геофизическим данным. Наибольший эффект автоматическая обработка и интерпретация промыслово-геофизических данных дают в том случае, когда автоматизация охватывает все указанные выше этапы. Были предложены различные варианты технологических схем интерпретации данных каротажа, послужившие основой для создания автоматизированных систем обработки и интерпретации данных как в нашей стране (комплексные программы обработки и интерпретации «Гинтел», «БашГИС» («Прайм») и др.), так и за рубежом (программы компаний «Шлюмберже», «Бейкер Хьюз»). Организационная структура этих систем определяется характером получения (производства) геофизической информации при исследовании скважин, способом её передачи в вычислительный центр и технологическим процессом обработки.

Фактически любая из современных программ обработки данных геофизических исследований скважин представляет собой компьютерную программу-оболочку, которая консолидирует огромное множество более мелких программ, каждая из которых отвечает за работу в определённом сегменте заложенных в неё задач.

Способ передачи данных и технологический процесс обработки геофизической информации в вычислительном центре определяется организационной структурой геофизического предприятия (в нашем случае ОАО «Башнефтегеофизика»).

Получение заключения на основе данных каротажа состоит из двух этапов. Первый этап – *обработка данных* – сводится к определению физических свойств пластов по величинам, замеренным при каротаже. Например, определение удельного сопротивления пластов и зоны проникновения по кажущимся сопротивлениям, полученным зондами БКЗ, индукционного и бокового каротажа, исправление показаний различных методов каротажа (ПС, ГК, НГК и др.) за влияние мощности пласта, диаметра скважин и других условий измерений. Большая часть задач этого этапа имеет достаточно корректную физико-математическую постановку. Поэтому для решения их при интерпретации применяют формулы, номограммы и палеточные данные, полученные моделированием или аналитическим решением прямых задач каротажа.

Имеются альбомы палеток для интерпретации данных бокового каротажного зондирования, бокового и индукционного каротажа, графики зависимости показаний ПС, ГК и НГК от мощности пласта, формулы и поправочные кривые для учёта влияния интегрирующей ячейки на замеры зондами радиоактивного каротажа и др.

Отметим, что прямые задачи решены для простых условий каротажа (одиночные однородные пласты, некоторые случаи для анизотропных пластов). Поэтому применение результатов решения прямых задач для интерпретации имеет ограничения, которые должны учитываться методикой и алгоритмом интерпретации.

Второй этап – *геологическая интерпретация*, когда по совокупности физических свойств, определённых на первом этапе интерпретации, и имеющихся геологических данных решают следующие основные задачи:

1) литологическое расчленение разреза;

2) выделение коллекторов и оценка характера их насыщения;

3) определение коллекторских свойств нефтегазоносных пород (пористости, глинистости, проницаемости и нефтегазонасыщения);

4) корреляция разрезов;

5) определение пространственного положения ствола и характерных точек разреза скважины.

Некоторые задачи этого этапа интерпретации не имеют строгой математической постановки; для решения их часто применяют корре-

ляционные связи, полученные статистическим путём, вероятностные способы оценки, методы математической статистики, а также другие методы решения эвристических задач. Для разделения пластов на классы, например, по характеру насыщения, предложены различные методы (в частности – распознавания образов).

Методы математической статистики и распознавания образов применимы для узкого круга задач, решаемых при помощи геофизических исследований скважин. К ним можно отнести определение коллекторских свойств пластов, оценку характера их насыщения и др. Для расчленения разреза, выделения коллекторов, корреляции разрезов скважин и изучения геометрии залежи (определения водонефтяного контакта, эффективных толщин) и тем более для первого этапа интерпретации эти методы применять трудно. Кроме того, использование методов математической статистики и распознавания образов требует большого объёма геолого-геофизического материала и не раскрывает физической сущности явлений, что затрудняет их применение на начальной стадии разведки месторождений.

В связи с этим необходимо стремиться к получению физических моделей интерпретируемых объектов (продуктивного пласта и др.), чтобы на их основе определить исходные теоретические данные для интерпретации. Это направление широко используют в нашей и зарубежной практике. Разработаны и применяются способы интерпретации данных каротажа на основе моделей чистого песчаника (методы Арчи и др.), глинистого сложного песчаника (В.Н. Дахнов, С.Г. Комаров, М. Вилли) и трещинного коллектора (А.М. Нечай) и др.

Таким образом, в машинных методах обработки и интерпретации данных каротажа физико-математический подход к решению задач остаётся основным.

По характеру решаемых задач и используемых исходных геолого-геофизических данных интерпретацию геофизических исследований скважин можно разделить на оперативную и сводную.

§ 2. Оперативная обработка и интерпретация материалов ГИС

Оперативная обработка материалов начинается с контроля метрологических калибровок, который выполняется интерпретационной службой геофизического предприятия. Калибровка применяемой геофизической аппаратуры необходима для перевода замеренных электрических величин в физические параметры с заданной точностью при соответствующих термобарических условиях. Входными данными являются зарегистрированные на скважине материалы различных методов ГИС и имеющаяся в распоряжении интерпретаторов база данных по калибровкам всей применяемой на скважине геофизической аппаратуры. За актуализацию применённых метрологических калибровок для каждого конкретного прибора несёт ответственность начальник полевого отряда (геофизической партии). При выдаче заключения заказчику геофизических услуг на основе некачественных метрологических данных, например, просроченных калибровочных данных, ответственность возлагается на руководителя интерпретационной службы.

Контроль входящих метрологических данных следует вести за:

– периодичностью проведения калибровок (зависит от типа аппаратуры и регламентируется соответствующей ей документацией);

– соответствием показаний датчика аппаратуры физическим данным в контрольных точках измерения (например, показания прибора в воде, воздухе; интервальное время прохождения упругой акустической волны по колонне и др.);

– скоростью регистрации в скважине данных конкретного метода геофизического исследования в соответствии с технической документацией на данный вид аппаратуры, выданной заводом-изготовителем.

Оперативная интерпретация включает в себя решение задач обоих этапов работы: обработки геофизических данных и собственно геологической интерпретации.

Обработка геофизических данных включает определение истинных значений физических параметров пород (пластов). Решение этой задачи заключается в приближении кажущихся значений величин, измеряемых при геофизических исследованиях скважин, к значениям физических параметров пород путем внесения поправок на влияние толщины, вмещающих пород, бурового раствора и других факторов. Широко известной процедурой этого этапа интерпретации является определение удельного сопротивления пород и зоны проникновения в них (обработка БКЗ и других кривых сопротивления – ИК, БК, МБК). Другой процедурой является исправление кривых НГК, ГК, ПС и др., в практике машинной интерпретации называемое трансформацией кривых. На этом этапе проводят увязку кривых сопротивления и трансформированных кривых по глубине.

Геологическая интерпретация включает литологическое расчленение разреза скважины и выделение коллекторов, оценку пористости, глинистости и характера насыщения коллекторов.

Решение этих задач возможно только при комплексном использовании данных геофизических и геохимических исследований скважин. Поэтому алгоритмы и программы интерпретации должны быть составлены для их решения, а не для обработки данных отдельных методов каротажа.

Кроме основных задач, связанных с выделением и качественной оценкой коллекторов в разрезе, оперативная интерпретация должна обеспечить определение искривления и пространственного положения ствола скважины, а также контроль за работой нефтяных и газовых скважин по промыслово-геофизическим данным. Эти задачи не связаны между собой технологически и решаются раздельно.

Исходными данными для оперативной интерпретации являются последовательности геофизических величин, замеренных в точках скважины, расположенных по заданной системе, обычно равномерной,

с постоянным шагом дискретизации по глубине. Для интерпретации этих данных применяют два способа: точечный и пластовый.

В точечной интерпретации, иногда неправильно называемой непрерывной, определение физических параметров пород (удельного сопротивления, гамма-активности и др.) производится по замерам в каждой точке скважины (интервале дискретизации данных), что равнозначно решению обратных задач каротажа в общем виде. Результаты точечной интерпретации могли бы более детально описать разрез скважины, и в этом аспекте они предпочтительны. Однако основным требованием, предъявляемым к интерпретации данных каротажа, является точность и надёжность получаемых результатов. С этой точки зрения для реализации точечного варианта интерпретации в настоящее время нет теоретически обоснованных методов интерпретации даже для самых простых случаев разреза. Особенно большие трудности возникают при определении удельного сопротивления пород.

Значительно лучше предпосылки для реализации на ПК пластовой интерпретации. Для скважин с плоско-горизонтальными границами сред (пластовых моделей разреза) решены прямые задачи бокового каротажного зондирования, индукционного, бокового каротажа и их разновидностей (ВИКИЗ, МБК). Имеющиеся численные решения указанных задач позволяют достаточно строго осуществить пластовую интерпретацию данных каротажа сопротивлений в большинстве случаев разреза. Точность определения удельного сопротивления пород при этом значительно выше, чем при точечной интерпретации.

Для реализации на ПК задач геологической интерпретации данных каротажа могут быть использованы оба варианта обработки: пластовый и точечный, так как на этих этапах обычно используют геофизические величины, исправленные за мощность и вмещающие породы.

При интерпретации данных каротажа в первых разведочных скважинах на площади всегда отмечается недостаток геологической информации (результатов опробования и испытания скважин, опреде-

лений коллекторских свойств пород по керну и др.). В связи с этим алгоритмы для оперативной интерпретации должны быть основаны, прежде всего, на физических моделях пластов, а также на имеющемся опыте ручной интерпретации. Вместе с тем система оперативной интерпретации должна обеспечивать использование накапливаемой от скважины к скважине геологической информации. Для этого необходимо, чтобы алгоритмы и программы оперативной интерпретации позволяли уточнять критерии выделения коллекторов и оценки их нефтегазоносности по геофизическим данным, критерии однородности для отбивки границ пластов. С этой целью может быть использован корреляционный анализ и другие методы математической статистики.

Необходимость усовершенствования критериев и алгоритмов оперативной интерпретации с появлением дополнительной геологической и геофизической информации о пласте вызывает необходимость хранения и поиска этой информации, т. е. разработки информационно-поисковой системы. Отметим, что такая система ещё в большей степени нужна для сводной интерпретации геолого-геофизических данных, поэтому её разработка должна проводиться с учётом нужд как оперативной, так и сводной интерпретации.

Основными требованиями к этой системе являются: гарантия долговременного хранения и быстрого извлечения (поиска) информации для обработки (цифровой архив и электронная сеть). В ОАО «Башнефтегеофизика» эти требования реализованы в Центре обработки информации в электронном архиве, где хранятся все материалы ГИС.

Сравнение результатов интерпретации, полученных при помощи ПК и ручным способом, не может считаться надёжным методом оценки эффективности автоматической интерпретации ввиду определённой субъективности ручной интерпретации. В связи с этим в настоящее время большое внимание уделяется тестовому способу оценки систем оперативной интерпретации и отдельных её программ.

Необходимость обеспечения сквозной обработки данных геофизических исследований в скважине, независимого выделения пластов по различным геологическим и геофизическим свойствам (литологии, сопротивлению, ПС и т. п.) и проведения наиболее ответственных этапов интерпретации по исправленной на влияние искажающих факторов информации обусловила следующую последовательность проведения различных этапов работы.

Предварительная обработка исходных геофизических и геологических данных разделяется на следующие операции. Пункты, которые при конкретной задаче не требуют решения, пропускаются.

1. Подготовка исходной информации для ввода в ПК: ознакомление с этими данными, оценка комплекса геофизических исследований, констант, граничных значений и других данных, необходимых для интерпретации, выбор варианта интерпретации *(выполняется опытным интерпретатором)*.

2. Ввод данных о результатах испытания скважин и опробования пластов приборами на каротажном кабеле, исследования керна, данных о ВНК, глубинах продуктивных пластов и других сведений о скважине осуществляется с сопроводительной информации, присланной начальником партии вместе с исследовательскими данными.

3. Ввод и редактирование каротажных данных. Редактирование исходных геофизических данных включает в себя:

а) ввод в ПК и, если необходимо, распаковку данных при многоканальной регистрации геофизических величин на скважине;

б) контроль качества цифровых данных – выявление сбоев, погрешностей синхронизации по глубине, проверку стандарт- и нуль-сигналов, анализ повторных измерений и др.;

в) введение поправок за неточность синхронизации по глубине, смещение нулевой линии, определение нулевого положения преобразователя, исправление масштаба записи;

г) привязку цифровых массивов различных геофизических величин по глубине с учётом глубины точек записи их;

д) приведение данных к физическим единицам измерения с учётом масштаба регистрации и способа регистрации;

е) запись отредактированных данных в память ПК, равно, как и необходимой информации текстового характера, важной, с точки зрения проведения данного метода ГИС, а также метки идентификации конкретного геофизического материала (планшета диаграммы) и адрес его размещения. С экрана монитора компьютера предусмотрен визуальный контроль качества исходных геофизических данных.

Программа редактирования должна быть универсальной и приспособленной для конкретного типа цифрового регистратора. Поэтому важными условиями являются: унификация регистраторов, а также программного обеспечения, применяемого как при промыслово-геофизических исследованиях на скважинах, так и при интерпретации полученных материалов. В ОАО «Башнефтегеофизика» этого добились внедрением во всех производственных подразделениях единого регистратора «Гектор» («Winlog») с его разновидностями, единой программы регистрации того же названия и единого обрабатывающего комплекса «БашГИС» («Прайм»).

Геофизическая обработка данных каротажа состоит из следующих операций:

1. Трансформация геофизических данных заключается в исправлении их за влияние скважины, мощности пластов и других факторов. Она необходима для кривых ПС, радиоактивного (ГК, НГК, ГГК) и акустического каротажа. Используемые для определения сопротивления пластов кривые КС, а также кривые микрокаротажа трансформировать нецелесообразно. Исходные данные для этого этапа вызываются из зарегистрированного массива результатов исследования.

2. Увязка по глубине. Надежную автоматическую интерпретацию материалов промыслово-геофизических исследований можно осуществить лишь в том случае, когда отсутствует значительное (несколько

шагов квантования) взаимное смещение данных различных видов каротажа по глубине. Геофизические данные, полученные в одинаковых условиях (при одном и том же выезде на скважину), увязываются по глубине программой редактирования. Результаты измерений, полученные в различных условиях (в разное время, разным оборудованием и т. п.), могут быть увязаны по глубине:

а) взаимной корреляцией опорных кривых, записанных в каждом цикле измерений;

б) взаимной корреляцией трансформированных кривых;

в) сопоставлением границ пластов, выделенных по данным различных видов каротажа.

Трансформированные и увязанные по глубине геофизические величины вновь записываются в исходные данные. Пример увязки глубин приведён на рис. 10.1.

3. Выделение пластов, отбивка границ по КС. Определение удельного сопротивления пластов делится на следующие операции:

а) выделение пластов и отбивка их границ;

б) определение существенных значений кажущегося удельного сопротивления;

в) уточнение удельного сопротивления бурового раствора;

г) определение удельных сопротивлений пласта и зоны проникновения путём сопоставления кажущихся удельных сопротивлений с теоретическими (палеточными) их значениями, полученными для различных параметров пласта и окружающих его сред.

Выделение пластов и отбивку их границ производят полуавтоматическим или автоматическим способами. В автоматическом способе предусмотрена возможность перехода по заданию (меткам) интерпретатора от автоматического способа выделения пластов к полуавтоматическому и обратно. Критерии для отбивки границ (кривые КС, кавернограмма) вызываются из массива исходных данных.

4. Отсчёт значений КС. Отсчёт существенных значений производят раздельно для градиент-зондов и зондов с симметричной кривой КС.

Алгоритмы предусматривают определение существенного значения для следующих типов пластов:

а) высокого сопротивления;

б) низкого сопротивления;

в) низкого сопротивления с повышающим проникновением в верхней части пласта;

г) промежуточного сопротивления (ступени);

д) сопротивления, одинакового с вмещающими породами и зоной проникновения раствора в пласт.

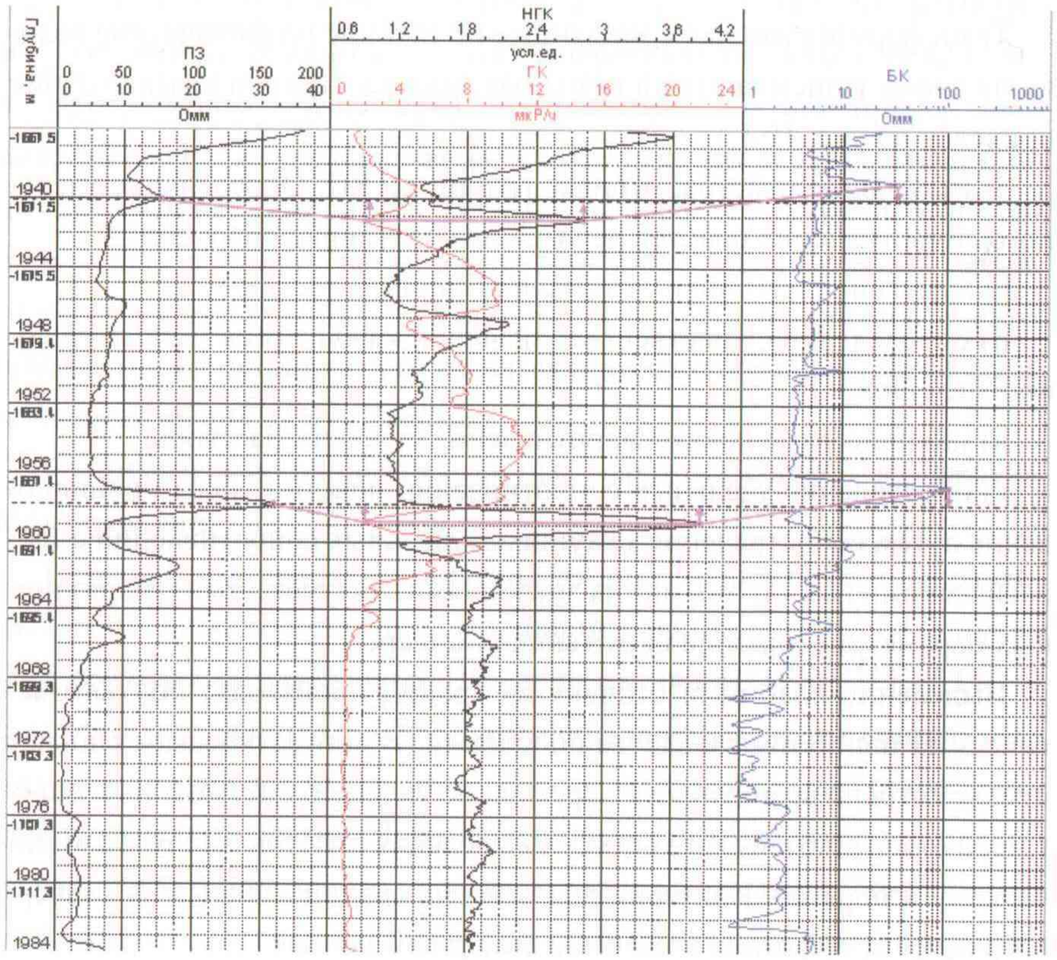


Рис. 10.1. Увязка результатов геофизических исследований разными методами ГИС

По результатам отбивки границ и определения существенных значений формируют таблицу КС и хранят её в оперативной памяти.

5. Оценка ρ_c. Оценка удельного сопротивления бурового раствора ρ_c осуществляется по показаниям двух зондов с малым радиусом исследования или по данным БКЗ.

6. Уточнение ρ_c, контроль качества КС. Исходными данными для уточнения величины ρ_c и оценки качества измерений и отсчёта значений кажущегося сопротивления является таблица КС. Для уточнения ρ_c и оценки точности значений КС можно применить способ сопоставления кажущихся сопротивлений, замеренных различными зондами против опорных пластов. В качестве опорных пластов выбирают мощные пласты без проникновения раствора и увеличения диаметра скважины.

7. Определение $\rho_п$ и $\rho_{зп}$. Удельные сопротивления пластов $\rho_п$ и зоны проникновения $\rho_{зп}$ получают с помощью программы определения $\rho_п$ универсальным способом по одному или нескольким методам сопротивления. Сопротивление пласта может определяться по данным БКЗ и различным комплексам разнотипных зондов (градиент-зонды, зонды бокового и индукционного каротажа). Данные таблицы КС являются исходными для определения $\rho_п$.

8. Определение $\rho_{пр}$ пачки. Удельное сопротивление прослоев $\rho_{пр}$ пачки определяют по коэффициенту анизотропии λ пачки и её продольному сопротивлению $\rho_т$. Границы пачки указываются интерпретатором или определяются автоматически. В некоторых программах вместо величины λ используются суммарная мощность и сопротивление высокоомных прослоев, выделяемых с помощью микрокаротажа или по данным литологического расчленения разреза.

9. По результатам определения $\rho_п$, $\rho_{зп}$ и исходным кривым КС (таблица исходных данных) формируют таблицу комбинированных кодов для регистрации этих величин и условных обозначений (типа пласта, разного характера насыщения) для вывода этих величин на принтер.

В результате геофизической обработки данных каротажа в системе оперативной интерпретации определяются и запоминаются для проведения геологической интерпретации значения удельного сопротивления пластов и зоны проникновения, исправленные показания различных видов радиоактивного каротажа, время пробега Δt (скорость распространения υ) продольной упругой волны и другие геофизические величины, определённые в интервале пластов. Результаты интерпретации могут быть распечатаны на принтере.

Геологическая интерпретация данных каротажа состоит из следующих операций:

1. Определение $\rho_{пв}$ и $\rho_{ф}$. Удельное сопротивление пластовой воды $\rho_{пв}$ оценивают по данным ПС, находят сопротивления фильтрата бурового раствора $\rho_{ф}$ и глинистой корки $\rho_{гл}$ с учётом температуры.

2. Статистическое уточнение критериев и ВНК. Точность и надёжность выделения и оценки продуктивных пластов в разрезе скважин по геофизическим данным существенно повышаются, если используемые в оперативной интерпретации физические модели пласта, зависимости его параметров (пористости, нефтенасыщенности и др.) от геофизических величин, граничные значения и диагностические коды, служащие для выделения и оценки характера насыщения коллектора, а также положение водонефтяного контакта будут уточнены по геологическим данным, полученным в соседних скважинах. Положение ВНК может быть уточнено обобщением результатов испытания пластов, а граничные значения, критерии и физические свойства пластов – статистической обработкой этих величин. С этой целью система оперативной интерпретации должна обеспечивать статистическую обработку геологических данных (керн, испытания и опробования пластов и др.) и результатов интерпретации данных каротажа в соседних скважинах.

3. Литологическое расчленение разреза скважин может быть выполнено на основе непрерывной поточечной обработки данных каро-

тажа. Основная задача литологического расчленения разреза – выделение пластов-коллекторов. Эта задача и оценка их нефтегазоносности – наиболее трудные и ответственные этапы интерпретации геофизических исследований скважин, поэтому целесообразно производить их после определения удельного сопротивления пластов. Это повысит надёжность выделения коллектора и позволит более точно расчленить его по сопротивлению и, следовательно, по характеру насыщения.

4. Выделение сложных (трещинных, смешанных) коллекторов. Для этого, если они не были выделены программой литологического расчленения, могут быть привлечены результаты измерений кажущегося сопротивления при разных удельных сопротивлениях и весах бурового раствора в скважине, повторные замеры нейтронным гамма-каротажем, записи полного сигнала (волновой картины) при волновом акустическом каротаже и др. В разрезах, не содержащих указанные типы коллектора, этот этап интерпретации не выполняется. Задача выделения коллекторов со сложным строением порового пространства в автоматическом режиме на сегодняшний день не решена и зачастую данный этап работы выполняется интерпретатором вручную после анализа всех имеющихся геолого-геофизических материалов.

5. Определение пористости и глинистости. Пористость $K_{п}$ и глинистость $C_{гл}$ пород играют важную роль в оценке нефтегазоносности пласта. В общем случае оценка $K_{п}$ и $C_{гл}$ пласта возможна только при комплексной интерпретации нескольких видов каротажа: акустического, нейтронного и плотностного гамма-каротажа и др. При раздельном определении пористости и глинистости (один из параметров известен) можно применить более простые алгоритмы, основанные на обработке данных одного вида каротажа. Исходными данными для работы этой программы являются результаты исследований. Результаты определения пористости и глинистости вносятся в отдельную область хранения данных программы. В тех случаях, когда по геофизическим данным определение пористости невозможно, для интерпретации используют

средние значения $K_п$ и $C_{гл}$, заданные интерпретатором или определенные по геологическим данным.

6. Оценка нефтегазоносности (характера насыщения) по $\rho_п$. Этот этап является конечным и самым ответственным в оперативной интерпретации геофизических исследований скважин. Производится по сопротивлениям пласта $\rho_п$ и зоны проникновения $\rho_{зп}$ с учётом величин пористости и глинистости высококвалифицированным специалистом.

Оценка нефтегазоносности пластов в первых скважинах месторождений должна осуществляться на априорных и наиболее вероятных моделях зависимости коэффициента нефтенасыщенности от удельного сопротивления, пористости и глинистости. Обычно нефтегазоносность коллектора по сопротивлениям $\rho_п$ и $\rho_{зп}$ определяют раздельно для чистых и глинистых коллекторов, вероятные модели которых и критерии оценки описаны во многих работах. По мере получения геологических данных о нефтегазоносных пластах месторождения коэффициенты и константы априорных зависимостей уточняются.

Исходные данные для определения характера насыщения вызывают из данных результатов исследований. Результаты оценки нефтегазоносности запоминаются в соответствующую таблицу и, трансформируясь в виде кривой, выдаются на печать для контроля.

7. Уточнение нефтегазоносности. *Уточнение характера насыщения пластов коллектора производится интерпретатором в ручном режиме* в зависимости от геологических условий разреза и наличия исходных данных с привлечением материалов газового каротажа и опробователя пластов. В очень сложных разрезах, где не установлена удовлетворительная модель для оценки коллекторов, допустимо применение программ распознавания образов, если имеется необходимый материал для обучения, заложенный в программу компьютера.

После установления характера насыщения пластов целесообразно уточнить глинистость, пористость и нефтенасыщенность пласта, а так-

же определить эффективную мощность продуктивных пластов.

8. Формирование таблицы комбинированных кодов для отображения результатов оперативной интерпретации данных каротажа на ПК в виде кривых и литологической колонки (планшеты диаграмм). Они выводятся непосредственно на экран монитора. Эти результаты после проверки интерпретатором размножают и сдают заказчику.

9. Формирование планшета результатов оперативной интерпретации данных каротажа для вывода на принтер.

10. Формирование планшета скважинных исследований сводных геолого-геофизических данных и результатов оперативной интерпретации, запись её в электронный архив для долговременного хранения. Планшет скважинных исследований предназначен для последующей сводной интерпретации геолого-геофизических данных, в том числе для подсчёта запасов нефти и газа.

11. Обработка данных инклинометрии. На основе данных угла и азимута, удлинения скважины получают траекторию ствола скважины, причём как в целях контроля положения забоя скважины, так и в свете прогноза местоположения вскрытия продуктивного пласта.

Результаты оперативной интерпретации на ПК оцениваются предварительно в процессе обработки и после её окончания интерпретатором или главным геологом.

Окончательный контроль результатов оперативной интерпретации производится перед составлением заключения о скважине ответственным интерпретатором (главным геологом). При этом, как правило, вручную проверяются существенные результаты, которые получены на основе условий, близких к граничным. Для этого привлекают все результаты, полученные в процессе обработки. При обнаружении ошибок интерпретатор повторяет обработку данных каротажа на ПК с изменением граничных условий. Интерпретатор может также уточнить неопределенные ответы о литологии и характере насыщения пласта, если для этого есть достаточные основания. Заключение о нефтегазоносности скважины составляется по материалам интерпретации на

ПК с учётом исправлений, внесённых ответственным интерпретатором (главным геологом). Пример проинтерпретированного материала ГИС приведён на рис. 10.2.

Блок-схема работы службы оперативной обработки ГИС ОАО «Башнефтегеофизика» представлена на рис. 10.3.

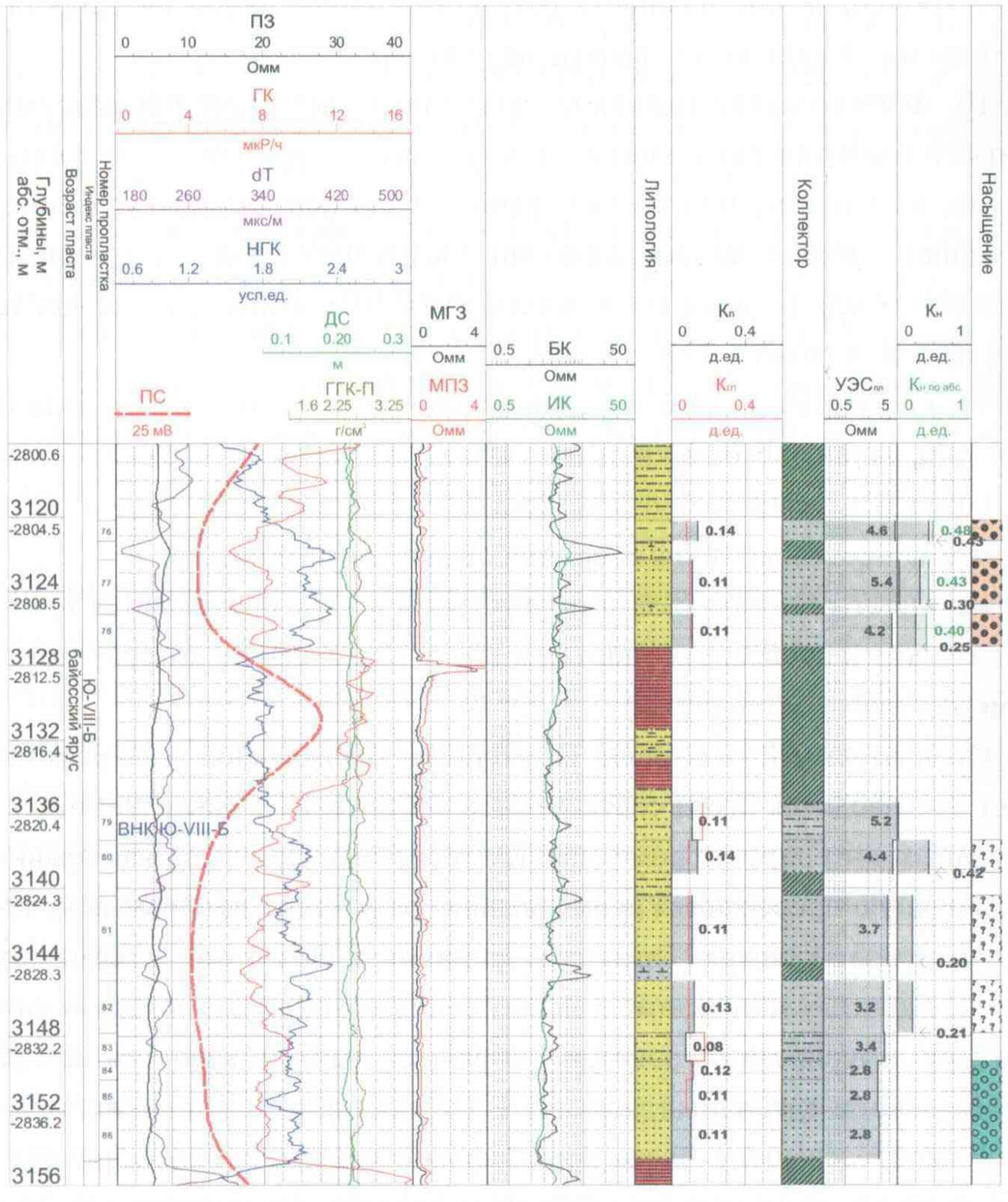
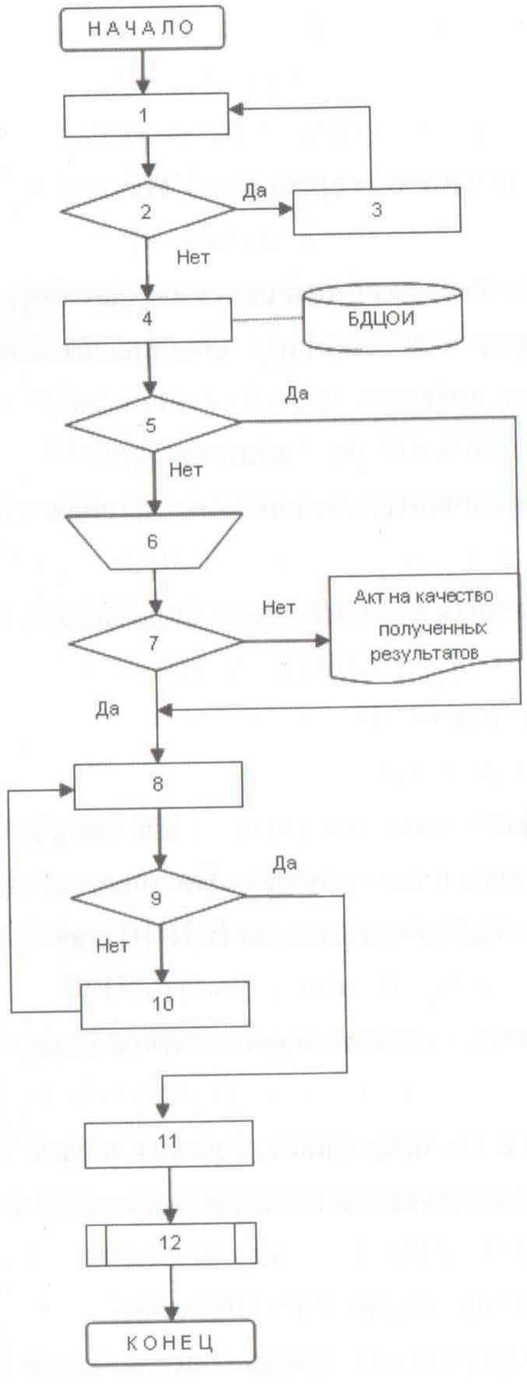


Рис. 10.2. Планшет геолого-геофизического приложения к заключению по материалам исследования скважин



Действие

1. Сбор геологических данных, методико-геологический анализ. Подготовка априорной геофизической информации для интерпретации и проведения ГИС.

2. Оценка необходимости корректировки используемого программного и методического обеспечения и подготовки новых методик обработки и интерпретации.

3. Подготовка новой методики обработки и интерпретации.

4. Приём скважинного материала ГИС и выдача задания интерпретатору. Создание электронного планшета ГИС.

5. Оценка качества первичных данных ГИС.

6. Редактирование данных ГИС.

7. Оценка качества данных ГИС после редактирования с учётом подготовки их к процессу интерпретации.

8. Обработка и интерпретация данных ГИС.

9. Анализ полученных результатов на корректность.

10. Согласование полученных результатов с руководителем группы и обоснование решения о корректировке данных.

11. Утверждение заключения главным геологом и выдача его Заказчику.

12. Сдача утверждённого заключения и диаграмм в Архив и Банк данных для учёта, размножения, рассылки Заказчикам и хранения.

Рис. 10.3. Блок-схема работы службы оперативной обработки ГИС

Дополнительные материалы по теме данной главы можно найти в работах [10, 14, 26].

§ 3. Сводная интерпретация материалов ГИС

Сводная интерпретация является частью общей системы обработки и интерпретации промыслово-геофизических данных. Она представляет собой следующую за оперативной интерпретацией ступень и поэтому должна обеспечивать преемственность её результатов.

Сводная интерпретация промыслово-геофизических данных состоит из следующих этапов:

– сбор геолого-геофизических данных из баз их хранения (базы хранения рассмотрены в § 5 гл. 11);

– обработка и интерпретация данных на ПК;

– оформление результатов интерпретации.

Обработка и интерпретация геофизических данных на ПК производится по соответствующим алгоритмам и программам. Впервые в отечественной геофизике эта задача была реализована во ВНИИГеофизики в начале 1970^{х} гг.

Можно выделить следующие *задачи, решаемые при сводной интерпретации:*

1. Приём информации и ввод её в систему работ. Геологические и геофизические данные поступают периодически по мере получения их при разведке или разработке месторождений. Поэтому ввод этих данных производится порциями и/или из архивных цифровых баз.

2. Проведение оперативной интерпретации данных исследования скважин (согласно описанному выше разделу).

3. Уточнение положения продуктивных горизонтов. Целью этого этапа является прослеживание продуктивных горизонтов (пластов),

подлежащих исследованию, уточнение положения их границ. Границы горизонтов могут уточняться полуавтоматическим способом с использованием заданных оператором входных критериев.

4. Определение и уточнение ВНК, эффективных мощностей и других показателей пластов с привлечением данных оперативной интерпретации.

5. Определение $К_{п\ ср.вз.}$ и $К_{п\ ср}$. Пористость пласта (средневзвешенную $К_{п\ ср.вз.}$ в интервале пересечения пласта каждой скважиной и средневзвешенную $К_{п\ ср.}$ по пласту) определяют по керну и геофизическим данным.

6. Определение $К_{нг\ ср.вз.}$ и $К_{нг\ ср}$. Коэффициенты нефтегазоносности пласта (средневзвешенный в интервале пересечения пласта скважиной $К_{нг\ ср.вз.}$ и средневзвешенный по пласту $К_{нг\ ср.}$) определяют по керну и геофизическим данным.

7. Подсчёт запасов по $К_{п\ ср.вз.}$ и $К_{нг\ ср.вз.}$

8. Подсчёт запасов по $К_{п\ ср.}$ и $К_{нг\ ср.}$

9. Оценка результатов подсчёта. Сопоставляют результаты подсчёта запасов нефти и газа двумя вариантами и по величине расхождения оценивают полученные результаты. Вычисляют вероятную погрешность и доверительный интервал определения запасов углеводородов.

10. Построение карт. По результатам сводной интерпретации строят структурные карты, карты изопахит (общих и эффективных мощностей продуктивного пласта), пористости, нефтегазоносности и др. Алгоритмы построения карт должны обеспечивать прогнозирование и определение положения тектонических нарушений (например, сбросов), а также координат точек изолиний.

11. Построение корреляционных схем и профилей. По промыслово-геофизическим данным выполняют корреляцию разрезов скважин, выделяют опорные и стратиграфические горизонты. Данная работа представляет собой одну из самых сложных задач и осуществляется на ПК в полуавтоматическом режиме, с высокой долей ручного труда опера-

тора. Корреляция разреза скважин требует участия интерпретатора как в процессе выполнения работы, так и обязательного контроля полученных результатов.

12. Результаты сводной интерпретации должны представляться в виде таблиц, карт, профилей и т. д. Причём приоритет в представлении материалов должен быть отдан графическим данным как наиболее наглядным.

На основе описанной технологической схемы оперативной и сводной интерпретации разработаны различные системы программ. В основе своей любое отечественное программное обеспечение использует алгоритмы, наработки, зависимости, палетки и др. материалы, полученные на предыдущем (ручном) этапе развития отечественной геофизики, и в этом смысле применяемое у нас программное обеспечение является универсальным. В ОАО «Башнефтегеофизика» широко применяется обрабатывающий комплекс «БашГИС» («Прайм»).

В соответствии с описанной выше технологической схемой интерпретации система «БашГИС» («Прайм») имеет блочную структуру, при которой процесс как оперативной, так и сводной интерпретации осуществляется при помощи библиотеки программ, реализующей установленные этапы обработки каротажной информации, а также некоторых указаний интерпретатору о том, в какой последовательности эти этапы (программы) должны выполняться.

Стыковка разных программ базируется на стандартизации форматов массивов информации (входной и выходной) для всех основных этапов работ, а следовательно, и программ оперативной и сводной интерпретации.

Библиотека программ включает обрабатывающие, интерпретирующие и сервисные программы. Два первых типа программ решают соответственно задачи обработки и интерпретации данных каротажа, сервисные – организации процесса обработки и интерпретации, хране-

ния и выдачи данных, пополнения библиотеки новыми программами и тому подобные задачи. Все программы могут использоваться как в автоматическом, так и автономном режиме обработки. Алгоритмы программ разработаны на основе обобщения применявшихся ранее способов интерпретации, усовершенствования их с учётом новых достижений теории и методики каротажа, а в ряде случаев – на базе составления новых схем интерпретации и более точной формулировки критериев и количественной оценки граничных значений для выделения и оценки коллекторов.

Роль организатора вычислительного процесса автоматической оперативной интерпретации в соответствии с информацией о выбранном интерпретатором варианте обработки поручена специальной сервисной программе, являющейся ведущей. Ведущая программа реализует выбранный вариант обработки путём последовательного вызова в оперативную память необходимых программ, их проработки и передачи управления на работу следующих программ. Она информирует интерпретатора о ходе обработки (каждой группе промежуточных результатов счёта по отдельным программам предшествует соответствующее название этого этапа работы).

Обмен информацией между человеком и ПК осуществляется выдачей на экран монитора или печатью контрольных значений, визуальным просмотром результатов обработки на основных этапах интерпретации, повторением интерпретации при изменённых после контроля исходных данных и др.

Глава 11. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Заключение по оперативной интерпретации данных геофизических исследований скважин вместе с диаграммами ГИС является основой геологической документации разреза скважин. Это обязательный документ для скважин любых категорий (поисковых, разведочных, эксплуатационных и др.), бурящихся на нефть и/или газ. Заключение может составляться по окончании бурения скважины, если нефтегазоперспективные отложения залегают компактно и их вскрытие бурением занимает не более того срока, в течение которого можно получить качественные материалы ГИС; либо перспективные отложения нужно разбивать на отдельно исследуемые полным комплексом методов интервалы с выдачей заключений по каждому такому интервалу.

§ 1. Подготовка заключения

Интерпретационная служба геофизического предприятия, располагая информацией диспетчерской службы, заранее знает время проведения ГИС на всех своих обслуживаемых площадях. Подготовка к работе над заключением по скважине начинается ещё до проведения в ней ГИС:

– подготавливаются фрагменты диаграмм и таблиц инклинометрии из ранее записанного материала для партии, готовящейся к выезду,

чтобы своевременно проверить сходимость глубин и показаний приборов;

– при необходимости и с ведома заказчика выдаются задания на повторение каких-либо прошлых замеров с целью ликвидации брака или получения новой поисковой информации («временные замеры» или «методика двух растворов»);

– изучаются и систематизируются, если есть, материалы ранее проведённых ГГИ, ИПТ, описания керна и шлама из данной скважины, а также приводятся в готовность материалы соседних скважин.

Получив заказ и выполнив его, сразу с завершением записи материала ГИС на скважине же начальник (оператор) партии проводит редактирование первичных цифровых данных – увязку электронных и магнитных меток глубины, приведение точек записи к единой глубине, формирование файлов недропользователя, а также выдачу твёрдых копий материалов заказчику, если таковая предусмотрена договором на производство ГИС. С тех буровых, где есть связь любого вида, пригодная для передачи цифрового массива данных ГИС, материал передаётся в интерпретационную службу, которая в технологически доступный кратчайший срок даёт ответ о пригодности материала для обработки и интерпретации либо о необходимости добиться улучшения качества того или иного замера. Эти операции гарантируют партию от преждевременного оставления буровой до установления качества материалов и принятия решения о ненужности повторных исследований.

С получением и принятием материала ГИС интерпретационной службой он проходит весь цикл корректировки, увязки, геофизической интерпретации (обработки) и геологической интерпретации, который описан в предыдущей гл. 10, § 2, после чего наступает этап составления заключения.

§ 2. Содержание и форма заключения

Геофизическое заключение, представляемое недропользователю (заказчику), должно принципиально содержать следующую информацию:

1. Сведения о скважине, её конструкции, стратиграфии вскрытого разреза, характеристики промывочных жидкостей при вскрытии разреза и при проведении ГИС.

2. Заказанный и фактически выполненный комплекс методов ГИС, оценка качества полученных материалов, причины невыполнения того или иного метода ГИС.

3. Результаты количественной обработки и геологической интерпретации ГИС в комплексе со всеми собранными материалами с прогнозом характера или коэффициента насыщения и характера отдачи пластов.

4. Рекомендации об испытании (освоении) рассмотренных в заключении пластов, о возможных особенностях технологии испытания, например, в выборе средств вторичного вскрытия пластов, средств интенсификации притока и т. п.; о проведении дополнительных исследований в скважине.

5. Краткая справка о применённых программных средствах обработки и интерпретации, а также об использованных интерпретатором методических приёмах.

6. Если заключение не является последним в данной скважине («промежуточное» заключение), оно может содержать рекомендацию на повторение некоторых ранее проведённых исследований (например, БК, ПС, НГК) при выезде партии на каротаж нижележащего перспективного этажа, т. е. реализовать методику «двух растворов» или «временных замеров».

7. Характеристика пластовых вод, термобарические условия пластов, данные о результатах проведённых в интервале каротажа исследованиях прямыми методами (ИПТ, ГДК, ОПК, СКО, ГГИ), принятая интерпретатором модель коллектора и применённые при интерпретации петрофизические связи.

Форму заключения рассмотрим на примере принятой в интерпретационной системе обработки данных ГИС в системе «БашГИС» («Прайм»). Данная форма введена в 1999–2000 гг. при комплектовании интегрированной системы «БашГИС» («Прайм»), но впервые такое заключение, в более простом варианте, было разработано в тресте «Башнефтегеофизика» и стало применяться при исследовании скважин объединения «Башнефть» с 1975–76 гг. Позже оно было подработано с участием ВНИИнефтепромгеофизика и распространено по всем геофизическим предприятиям Миннефтепрома и нашло отражение в отраслевых «Технических инструкциях» 1984 и 2001 гг.

В настоящее время, с внедрением интегрированной системы «БашГИС» («Прайм»), заключение состоит из текстовой части (записки на 1 – 3 листах) и двух приложений:

– таблицы геолого-геофизической характеристики пластов, выделенных по результатам интерпретации детальных ГИС (неотъемлемая часть заключения, т. к. названные попластовые табличные данные содержатся здесь и только здесь);

– планшет с набором основных исходных кривых ГИС и некоторых преобразованных кривых, а также результатов интерпретации (иллюстрационная часть заключения, удобная для обзора и наглядного представления результатов ГИС).

На рис. 11.1, 11.2, 11.3 представлены формы названных частей заключения.

В руководстве по применению интегрированной системы «БашГИС» («Прайм») даётся подробная пользовательская инструкция, которой и следует руководствоваться при составлении заключения.

Здесь ограничимся некоторыми пояснениями. Форма заключения во всех своих частях задумана как не жёсткая, а гибкая форма. Напри-

мер, если в приведённом примере для конструкции скважины предусмотрено две строки, это не значит, что надо указывать только одну колонну и диаметр открытого ствола. Конструкцию скважины надо показать полностью, сколько бы ни потребовалось места. Таблица выполненных методов ГИС также принимает такой размер, какой требуется для фактически выполненного комплекса. Напротив, условные обозначения, применяемые при составлении графического приложения, показываются не все, а только использованные в данном конкретном документе. Аналогичным образом, составление таблицы пластов тоже зависит от имеющегося материала: при отсутствии данных прямых методов исследования часть **б** таблицы в заключение не вводится. Такими же гибкими являются требования к поименованию должностных лиц: приведённые в образцах названия должностей могут быть изменены в соответствии с фактическими в том или ином геофизическом подразделении. Например, главный геолог ЦОИ, УГР или экспедиции; начальник или главный геофизик КИГ, КИП и т. д.

Важно дать справку не только об использованных программных средствах, но и указать те методические приёмы, которые применил (если применил) интерпретатор помимо процедур машинной обработки. Например, пояснить, как найдено «принятое» значение УЭС пласта на основе измеренных значений удельного сопротивления установками ВИКИЗ, БКЗ, ИК, БК и др.; аналогично – как найдено «принятое» значение $К_п$ из данных различных методов пористости, как определены значения $К_{пр}$, $К_н$.

Геофизическое заключение по скважине, важный документ бессрочного хранения, требует от составителя особой тщательности в его оформлении. Эти требования включают следующее:

– полнота заполнения всех позиций принятой формы документа;

– примение только общепринятых и устойчивых сокращений;

– примение только предусмотренных руководящими документами

Утверждаю
Гл. геолог ЦОИ, УГР
_____ ( )
«__» _____ 200 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по комплексу промыслово-геофизических исследований
скважина № куст площадь

Заказчик:
Цель исследований:
Категория скважины — Вид бурения
Альтитуда стола ротора м — Забой проектный/фактический / м
Колонна диаметром м — Спущена на глубину м
Диаметр скважины м — Нач. партии

УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Интервалы, *м*		Дата вскрытия интервала	Параметры промывочной жидкости			*при бурении интервала* / *при геофизических исследованиях*			
								Уд. электрическое сопротивление, *Омм*	
кровля	подошва	Дата проведения исследований	Тип	Добавки нефти и химреагентов	Плотность, *г/см³*	Вязкость условная, *с*	Фильтрация, *см³/30 мин*	по резистивиметрии	по БКЗ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

В СКВАЖИНЕ ПРОВЕДЕНЫ СЛЕДУЮЩИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

№ п/п	Метод ГИС	Масштаб	Интервал, *м*		Качество материала	Причины невыполнения обязательных методов
			кровля	подошва		
1	2	3	4	5	6	7

Комплекс программ обработки и визуализации: Интегрированная система БашГИС

Дополнительные сведения

Геолого-геофизическая характеристика пластов, выделенных по результатам детальных ГИС, даётся в прилагаемой таблице, являющейся неотъемлемой частью настоящего заключения.

ВЫВОДЫ

Дата обработки

Руководитель интерпретационной группы ( )

Интерпретатор ( )

Приложения: 1) упомянутая таблица пластов, на … листах
2) графическое, 1/200, на … листах

Рис. 11.1. Форма заключения по комплексу промыслово-геофизических исследований

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ

скв. № куст пл.

№ п/п	Глубина, отметка, м: кровля	Глубина, отметка, м: подошва	Толщина пласта, м общ.	Литология	Коллектор	УЭС, Омм: По методам: БК ИК	УЭС, Омм: По методам: $K_п^{эфк}$ $R_{эп}$	$R_п$ пласта принятое	Пористость, %: По методам: ГК АК	Пористость, %: По методам: НГК ГГК	Пористость, %: $K_{п}$ принятая	Объёмная плотность, г/см³	$K_{п}$, %	$K_{пр}$, 10^{-3} мкм²	$K_{н}$, %	Характер насыщения	Ожидаемый характер отдачи	№ п/п

а

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ И РЕЗУЛЬТАТОВ ИПТ

скв. № куст пл.

Интервал, м	Суммарное газосодержание жидкости, %	Результаты фотоколориметрического и люминесцентного анализа	Разделительный анализ газа	Нефтегазоводопроявления и поглощения	Заключение	Интервал ИПТ, м	Хар-ка полученного флюида	Пластовое давление, Мпа	Коэффициент гидропроводности, мкм²·м/мПа·с: призабойной зоны	Коэффициент гидропроводности, мкм²·м/мПа·с: удалённой зоны	Коэффициент проницаемости загрязнённой призабойной зоны	Заключение	Характер насыщения	Ожидаемый характер отдачи	№ п/п

б

Рис. 11.2. Форма таблицы проинтерпретированных пластов: а – геолого-геофизическая характеристика, б – геолого-геохимическая характеристика и результаты ИПТ

ЗАКАЗЧИК | БАШНЕФТЕГЕОФИЗИКА ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО | ПОДРЯДЧИК

Центр обработки и интерпретации (подрядчика)

Утверждаю:
Гл. геолог ЦОИ, УГР ( )

Скважина **Куст** **Месторождение**

ПРИЛОЖЕНИЕ
к заключению по комплексу ГИС
в интервале м

Категория скважины Альтитуда стола ротора	м	
Масштаб	**1:200**	
Дата каротажа		
Данные по скважине	Забой (м) Д скв. (м) Д конд. (м) Б конд. (м)	Регистратор
Примечание:		
Нач. партии на скважине:	Дата выдачи:	
Руководитель интерпретационной группы:	Интерпретатор:	
Реквизиты связи		

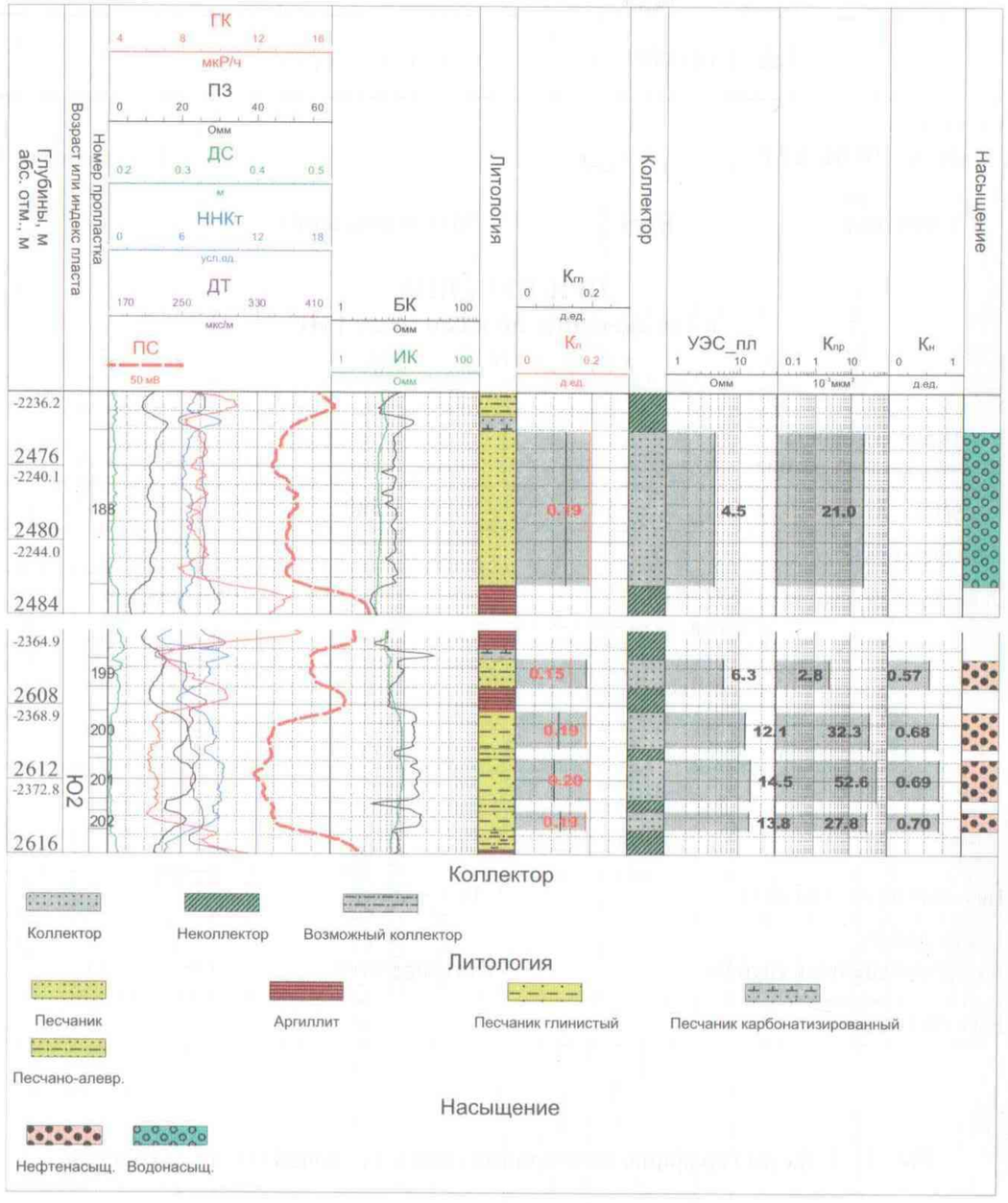
а

Рис. 11.3. Форма графического приложения к заключению: а – заголовок

терминов для обозначения литологии, коллектора, характера насыщения и отдачи и т. д.;

– называя какие-то использованные методики, приёмы, не ограничиваться производственным жаргоном или сокращениями, а давать пусть краткое, но понятное по сути название;

– при необходимости внести поправки в текст или числовые дан-



б

Рис. 11.3. Форма графического приложения к заключению:
б – исходные и результирующие материалы интерпретации и условные знаки

ные, делать это тушью или другими пишущими инструментами, обеспечивающими неограниченную сохранность внесенных исправлений.

Суть этих требований сводится к тому, чтобы документ был чётко понятен пользователю не только сегодня, но и многие десятилетия спустя.

В соответствии с отраслевой «Технической инструкцией» 2001 года полагается материалы ГИС сопровождать графическими иллюстрациями конструкции исследуемой скважины и использованных при этом скважинных приборов. Это облегчает заказчику (недропользователю) и интерпретатору восприятие, оценку и обработку полученных материалов, особенно в современных условиях, когда исполнители работ на скважинах, исполнители обработки и интерпретации, а также заказчики нередко разъединены территориально. Другой резон в пользу детального ознакомления с конструкцией скважинных приборов

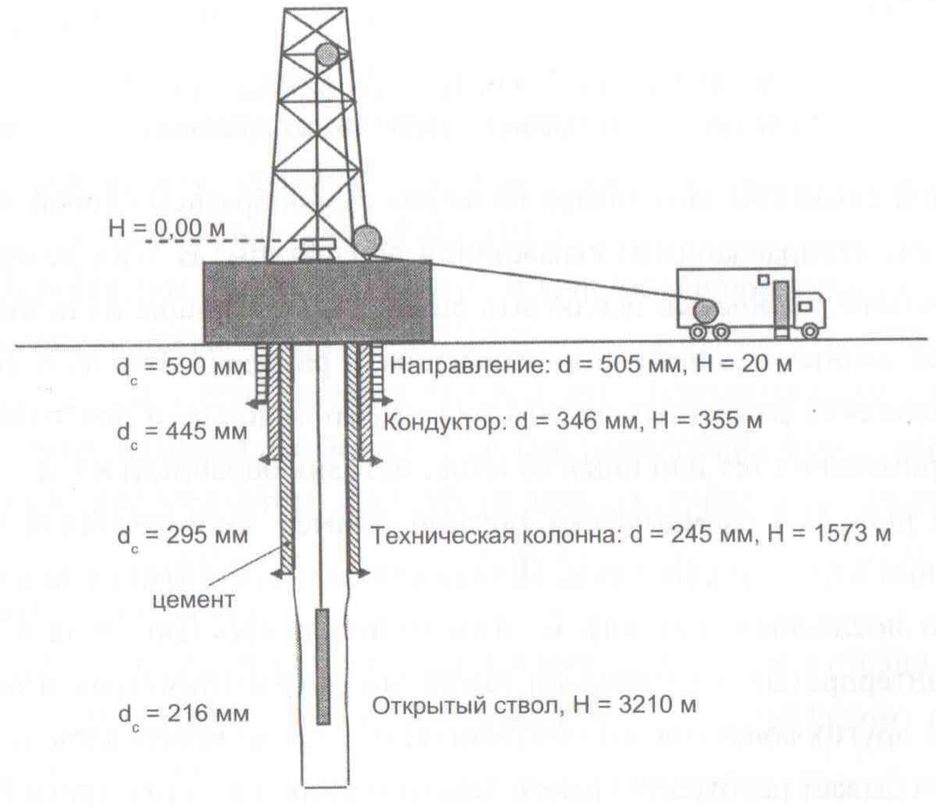


Рис. 11.4. Схема конструкции скважины

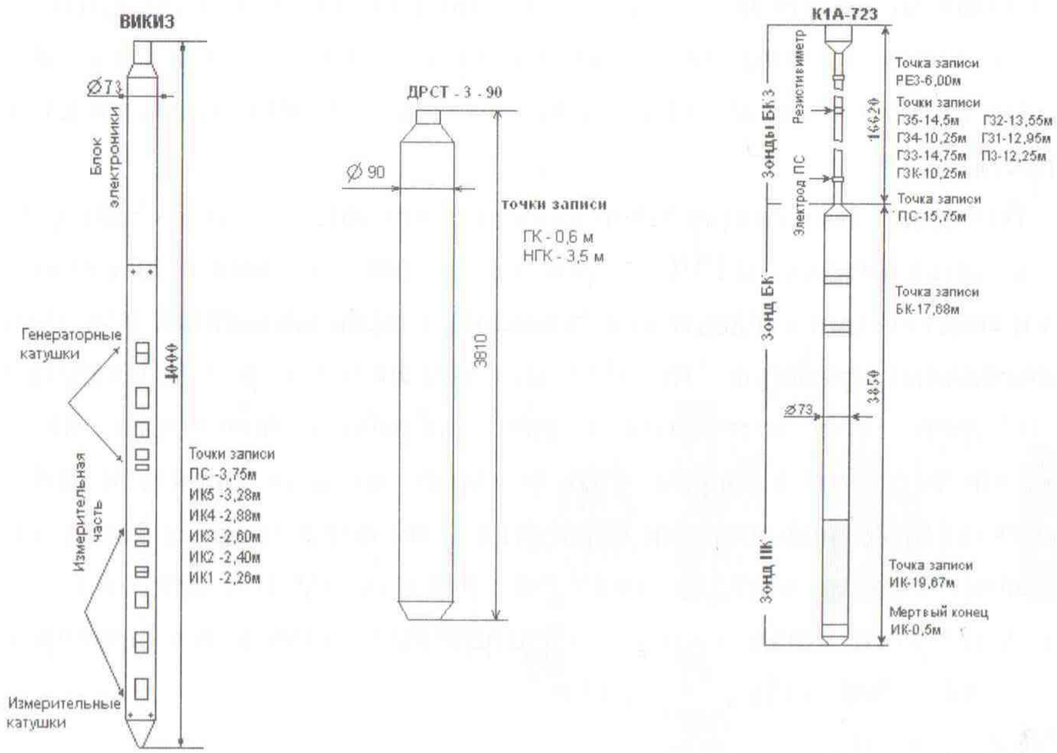


Рис. 11.5. Примеры схематического изображения конструкции скважинных измерительных приборов

и самой скважины обусловлен большим разнообразием (порой чрезмерным, неоправданным) скважинной аппаратуры. В этих условиях невозможно полностью исключить ошибки, вытекающие из незнания точных данных о конструкции скважины, о размерах зондов, о месте расположения различных датчиков (элементов) зонда, о пригодности для применения тех или иных палеток, методик обработки и т. д.

На рис. 11.4 схематически показан пример многоколонной конструкции глубокой скважины. Иногда считают достаточным показать только последнюю колонну. С этим нельзя полностью согласиться. При интерпретации материалов гамма-гамма-цементометрии или решении других вопросов количественной обработки материалов радиометрии бывает необходимо иметь данные о второй и даже о третьей колонне и об их цементаже.

Рис. 11.5 иллюстрирует представление данных о конструкции применённых скважинных приборов. Прежде всего даются внешние размеры прибора, т. н. точки записи на приборе, к которой относится наблюдаемое при движении прибора по стволу скважины значение измеряемого параметра. Показывается расположение основных частей, прижимных и центрирующих узлов.

Названные иллюстративные материалы помещаются на диаграммах отдельных методов ГИС или на планшете-приложении к комплексному заключению.

§ 3. Особенности заключения по горизонтальным участкам ствола[1]

В современной практике горизонтального бурения выделяют условно три типа профилей скважин:

1) скважины с большим радиусом кривизны в пределах 900–300 м и с градиентом искривления 0,6–1,9°/10 м;

2) скважины со средним радиусом кривизны в пределах 300–60 м и с градиентом искривления 1,9–9,5°/10 м;

3) скважины с коротким радиусом кривизны в пределах 60–6 м и с градиентом искривления 9,5–95°/10 м.

Кроме того, практикуется бурение двух горизонтальных стволов (участков) из одной скважины. На выбор траектории влияют такие геометрические параметры, как глубина начала искривления и расстояние по горизонтали от устья скважины до точки входа в кровлю эксплуатационного объекта.

Новый тип скважин породил как в мире, так и у нас в стране новые способы их геофизического исследования. Их можно разделить на следующие три вида:

[1] Посвящается памяти С.И. Лежанкина, первым из геофизиков углублённо занявшегося интерпретацией ГИС в горизонтальных стволах.

1 – замеры кривизны (иногда с записью 1–2 привязочных кривых ГК, БК), в процессе бурения;

2 – геофизические исследования разреза максимально возможным комплексом методов ГИС, тоже в процессе бурения;

3 – геофизические исследования полным комплексом методов или недостающими методами ГИС, после бурения.

В англоязычной терминологии:

1 – соответствует MWD (measuring while drilling);

2 – LWD (logging while drilling);

3 – WCT (wired coiled tubing).

Каротаж в процессе бурения в нашей стране практически не применяется, всё сведено к набору имеющихся нескольких датчиков на забое как помощь буровикам (аналог MWD). Каротаж после бурения представлен достаточно большим спектром существующих в нашей стране технических разработок. Все эти разработки делаются в двух направлениях: собственно геофизические комплексы и средства доставки стандартного геофизического оборудования на забой. Все отечественные разработки кратко представлены в таблице 11.1 (более полную информацию см. в томе VII).

Таблица 11.1

Информация об отечественных технических средствах исследования ГС

Аппаратура (система), *фирма-изготовитель*	Набор методов ГИС	Решаемая задача, особенности
АМК «Горизонт -90, -100, -180» *НПП «ВНИИГИС»*	Инкл., 3 зонда КС, ПС, ГК, НГК, НКТ-25, НКТ-50, АК	Автономные приборы на бурильных трубах (каротаж после бурения)

Аппаратура (система), *фирма-изготовитель*	Набор методов ГИС	Решаемая задача, особенности
АМК «АМАК-Обь» *НПЦ «Тверьгеофизика»*	Сборки стандартных скважинных приборов с автономным питанием. Датчики давления и ТМ	Сборки устанавливаются внутри бурильных труб. Технология измерений аналогична АМК «Горизонт»
СБК «АМАК» *НПП «ГЕРС»*	ГК, ГК-С, ННК-Т(НТ), НГК, ИК, Инл., АК, БК, ПФ	Станция бескабельного каротажа, комплектуется сборками автономных приборов на бурильных трубах
АЛМАЗ-2 *НПП ГА «Луч»*	Инкл., ИК 9 зондов, ПС, ГК, ТМ, Рез.	Комплекс автономной аппаратуры для ННС, ГС; доставка на забой буровым инструментом
Системы «Горизонталь» *НПФ «Геофизика»*	Сборки стандартных геофизических приборов с кабельным каналом связи	Спуск приборов с контейнерами на кабеле, движение к забою под собственной тяжестью или продавкой буровым раствором
АГС «Горизонталь» *НПФ «Геофизика»*	ГК, 2ННК-Т, ИК 2 зондами, Рез., ПС, Инкл., АК, БК	Доставка геофизических приборов в своих контейнерах с помощью бурильных труб
ЗИС-4ЭМ, «АЗИМУТ-4», ЗТС-42 и др. *НПП «ВНИИГИС»*	ГК, Инкл. и другие технологические параметры, регистрируемые в процессе бурения (аналог MWD)	Геонавигация, канал связи электромагнитный, каротажный кабель или беспроводной канал связи для некоторых систем
«МЕГА-АВТОНОМ» *ЗСК «Тюменьгеофизика»*	ИК, 2ННК, ГК, ВИКИЗ, ПС, Инкл.	Обеспечивается автономная работа серийно выпускаемой стандартной аппаратуры СРК, ИММК, ИК-М, ВИКИЗ

Исследование разреза горизонтальной скважины принципиально отличается от исследования вертикальной. Традиционная аппаратура создавалась для обеспечения возможно большей глубинности измерения, что неприемлемо для горизонтальной скважины. С другой стороны, применяемые сейчас в горизонтальных скважинах геофизические модули страдают хронической болезнью – они зачастую метрологиче-

ски не эталонированы (если не используется стандартная геофизическая аппаратура), следовательно, все замеры геофизических параметров носят качественный, а не количественный характер. Кроме этого, любой метод, зарегистрированный в этих условиях, должен интерпретироваться с учётом данных инклинометра.

За рубежом исследования горизонтальных скважин проводят метрологически поверенной стандартной геофизической аппаратурой со слегка видоизменённым комплексом ГИС. Средство доставки глубинных модулей на забой в подавляющем случае – гибкие трубы, в некоторых случаях – буровая труба по технологии Французского института нефти.

Материалы ГИС, получаемые при исследовании горизонтальных участков скважин отечественными системами, можно разбить на две группы:

– кривые различных методов зондирования пласта, записанные на встроенный магнитный носитель и увязанные по времени, по которому в дальнейшем происходит привязка к глубине скважины (автономные системы каротажа скважин АМК «Горизонт», АМАК – «Обь» и др.);

– данные различных методов ГИС, записанные обычной аппаратурой с кабельной линией связи, увязаны по магнитным меткам (жёсткий геофизический кабель, «Горизонталь-5» и др.).

В вопросах методологии и интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах необходимо иметь в виду следующие принципы.

Основной особенностью горизонтальной скважины является расположение её оси параллельно или под небольшим углом относительно плоскости напластований, т. е. в отличие от вертикальных скважин вокруг горизонтального ствола наблюдается радиальная анизотропия петрофизических свойств горных пород. Поэтому при промыслово-геофизических исследованиях характер геофизических полей, т. е. величины измеряемых параметров и форма кривых будут иными, чем

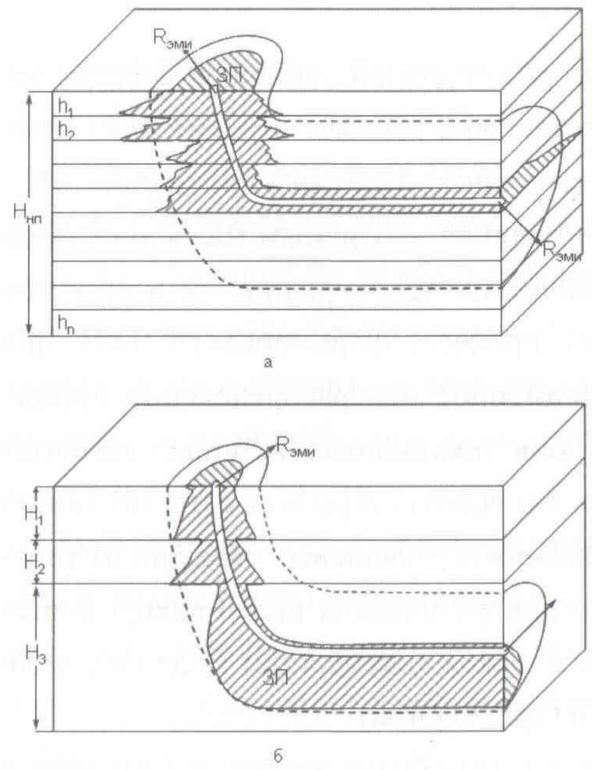


Рис. 11.6. Модели строения зоны проникновения в горизонтальной скважине (по Лежанкину С.И. [22]):
а – «крыльевая» форма зоны проникновения;
б – «подошвенная» форма зоны проникновения;
$h_1, h_2, \ldots h_n$ – пропластки разной проницаемости нефтенасыщенного пласта $H_{нп}$
H_1, H_2, H_3 – пласты коллекторов разной мощности;
ЗП – зона проникновения;
$R_{эми}$ – радиус электромагнитного исследования околоскважинного пространства

при исследованиях того же объекта в вертикальной скважине. Степень влияния указанной особенности горизонтального ствола на результаты геофизических исследований зависит как от физических основ конкретного метода каротажа, так и от литологии вскрытого коллектора.

Вследствие особенности пространственного расположения горизонтального ствола в геологическом разрезе, механизм формирования зоны проникновения в коллектор и её геометрия радикально отличаются от таковых в вертикальных скважинах и определяются текстурно-структурными собенностями коллектора, корреляционно связанными с его литологией. На рис. 11.6, а представлена гипотетическая изометрическая модель строения зоны проникновения в пласте-коллекторе неограниченной мощности, но расчленённого непроницаемыми микропрослоями на отдельные подчинённые пропластки. В нормальном к стволу сечении зона проникновения имеет кольцевую форму. В горизонтальной части ствола проникновение происходит только в отдельный проницаемый пропласток, непосредственно контактирующий со стволом сква-

жины. В нормальном к стволу горизонтальной скважины сечении такая зона проникновения приобретает вид крыльев относительно ствола скважины (рис. 11.6, а), отсюда – «крыльевая» зона проникновения.

В других коллекторах с равномерным хаотичным (псевдоизотропным) распределением петрофизических неоднородностей и развитой вертикальной проницаемостью в процессе формирования зоны проникновения происходит гравитационное перераспределение промывочной жидкости, образуется зона проникновения «подошвенной» формы (рис. 11.6, б). Эта модель наглядно раскрывает суть принципиального отличия зоны проникновения вертикальных скважин от горизонтальных: характер распределения физических полей вокруг вертикальной скважины описывается плоской (двумерной) моделью, а вокруг горизонтальной – объёмной (трёхмерной).

Ввиду большого влияния на результаты большинства геофизических методов угла наклона скважины (точнее угла встречи оси скважины с пластом), интерпретацию любого метода надо проводить в комплексе с инклинометрическими данными. Последние должны привлекаться на всех этапах анализа и интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований.

Все методы электрического (ПЗ, ГЗ, БК, ПС) и электромагнитного (ИК) каротажа несут неоднозначную информацию о границах пластов, т. к. вследствие значительной глубинности этих методов влияние верхнего или нижнего пласта на их показания начинается ещё до встречи кровли или подошвы со стволом горизонтальной скважины, что вызывает «размывание» граничного эффекта. Степень «размыва» зависит от многих факторов: угла встречи оси скважины и границ пласта, текстурных особенностей коллектора, радиального градиента электрических сопротивлений, вертикальной и радиальной характеристики зондов и др.

В отличие от электрических и электромагнитных методов ядерные

методы каротажа (НК, ГК) обладают значительно меньшей глубиной исследований, их результаты не зависят от текстурно-структурных особенностей коллектора и определяются его общим водородосодержанием и элементным составом скелета. В силу этого технология вскрытия разреза (вертикальная или горизонтальная скважина) практически не оказывает влияния на результаты ядерных методов, и в условиях горизонтальных стволов они являются приоритетными при определении границ литологических интервалов по стволу горизонтальной скважины, величины общей пористости, уточнении особенностей строения пласта и т. д.

Акустический каротаж с регистрацией фазокорреляционных диаграмм показал свою перспективность на отдельных примерах в условиях горизонтальной скважины, однако для его широкого использования необходимо проведение теоретических и опытно-методических работ.

Метод БКЗ в условиях горизонтальных скважин на сегодняшний день неприменим, так как не обеспечен теоретической базой интерпретации (палетками) для условий радиальной петрофизической анизотропии и асимметричного строения зоны проникновения в коллекторе.

Комплекс БК-ИК, положительно зарекомендовавший себя при исследованиях вертикальных и наклонных скважин, и в условиях горизонтального ствола является эффективным. Однако интерпретационная модель при исследовании комплексом БК-ИК нефтенасыщенных коллекторов в горизонтальных скважинах принципиально отличается от традиционной, что обусловлено спецификой геометрии зоны проникновения в горизонтальном стволе. Данное положение необходимо обязательно учитывать при проведении интерпретации, чтобы исключить выдачу ошибочных заключений.

Комплекс ГИС в горизонтальных скважинах должен быть дополнен методами и аппаратурой геофизических исследований, обладающими высокой степенью разрешения, но малой глубинностью, для вы-

явления мелких пропластков, одиночных каверн и трещин по технологии микросканирования (аналоги зарубежной аппаратуры formation microscaner, borehole televiewer и др.).

В общем можно отметить, что в вертикальных скважинах по степени иерархии на первом месте стоят геофизические методы с большой глубиной исследования, затем со средней, низкой и на последнем месте – микрометоды. При горизонтальном положении ствола скважины приоритеты меняются в прямо противоположном направлении. Это связано с тем, что горизонтальная скважина прокладывается в хорошо изученном продуктивном коллекторе достаточной мощности, и задача геофизических исследований в ней связана не с выявлением нефтенасыщенных интервалов, а с оценкой и степенью неоднородности вскрытого интервала коллектора. В силу перечисленных выше затруднений, при интерпретации горизонтальных скважин весьма широкое распространение получила практика бурения таких скважин с помощью «пилот-стволов». Данная технология предполагает вскрытие коллектора вертикальной скважиной, его изучение с помощью серийной аппаратуры ГИС с последующей зарезкой в вышележащих интервалах скважины дополнительного ствола с выходом его на горизонтальный участок вскрытого ранее коллектора.

Основной целью геофизических исследований горизонтальных скважин является решение традиционных геологических задач с учётом имеющейся информации по пилотным и другим, ранее пробуренным скважинам:

– литологическое расчленение продуктивного пласта на горизонтальном участке;

– определение ФЕС и насыщения коллекторов;

– тщательное, с повышенной точностью определение пространственного положения ствола.

Поначалу, в пору бурения первых опытных скважин, и буровикам, и геофизикам представлялось, что это не только главные задачи, но и

их полный перечень. Однако практика показала, что в горизонтальном стволе количество и сложность возникающих задач только возрастает. Достаточно указать на необходимость применения наиболее полного комплекса методов ГИС, включая ГГИ, ГКС, ВИКИЗ, ЯМК, динамических методик выявления коллекторов.

Технология строительства горизонтальной скважины, а также её исследование геофизическими методами постоянно совершенствуются как в нашей стране, так и за рубежом. В настоящее время реально выполняются (обосновано теоретически и подтверждено практикой) либо могут решаться с помощью соответствующего комплекса ГИС для горизонтальных скважин следующие задачи:

1. Геометризация изучаемого объекта (определение пространственного положения ствола горизонтальной скважины относительно литологических границ разреза):

– построение вертикальной проекции горизонтальной скважины в её азимутальной плоскости;

– отбивка границ литологических интервалов по стволу горизонтальной скважины;

– трансформация геофизических диаграмм горизонтальной скважины к виду вертикального разреза;

– детальная послойная корреляция с разрезом соседних вертикальной скважины или «пилот-скважины» и стратиграфическая идентификация;

– построение геологического профиля на планшете вертикальной проекции горизонтальной скважины.

2. Определение фактической толщины пласта-коллектора, расстояния между стволом и границами вмещающих пород, уточнение литологических зональных неоднородностей или других особенностей геологического строения.

3. Определение пористости коллекторов.

4. Определение величины удельных электрических сопротивлений в характерных (по геометризации) точках пласта.

5. Оценка коэффициентов нефтегазонасыщения коллекторов по принятым в данном регионе зависимостям или по специальным методикам.

6. Оценка текстурно-структурных свойств коллектора.

7. Общая оценка эффективности (успешности) горизонтальной скважины как технологической эксплуатационной системы «пласт-скважина»:

– коэффициент вскрытия коллектора;

– расстояние до ВНК;

– наличие гидродинамических экранов между ВНК и стволом горизонтальной скважины;

– эксплуатационная технологичность профиля горизонтального ствола, т. е. степень вероятности образования в процессе эксплуатации газовых и водяных затворов, а также шламовых пробок.

Необходимо отметить, что хотя геофизическая и гидродинамическая модели пласта-коллектора в принципе разработаны, интерпретация результатов промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах на данном этапе носит качественный или полуколичественный характер, что существенно снижает промысловую эффективность ГИС в целом. Данное направление геофизических исследований скважин, как уже отмечалось ранее, находится в фазе развития, и многое ещё предстоит сделать в плане теоретических и практических работ для перевода интерпретации материалов ГИС горизонтальных стволов в область точных количественных оценок фильтрационно-ёмкостных показателей пройденных горизонтальным стволом пород.

§ 4. Статистическая оценка эффективности ГИС в открытом стволе

Оперативная оценка эффективности геофизических исследований скважин для целей геологического изучения в открытом стволе всегда была и остаётся актуальной как для геофизиков, так и для недропользователей (заказчиков). В равной мере она важна в поисково-разведочном и эксплуатационном бурении. Оценка эффективности помогает геофизикам анализировать успешность работ в различных геолого-технических условиях (районах) бурения, при различной полноте и качестве комплекса методов ГИС, сравнительно оценивать работу отдельных предприятий (управлений, экспедиций). Недропользователи также заинтересованы в оценке эффективности геофизики, чтобы учитывать её при принятии решений относительно получаемых от геофизиков материалов ГИС и заключений вплоть до выбора подрядчика геофизических исследований.

Традиционно при оценке эффективности ГИС сравниваются геофизические заключения с результатами опробования пластов в эксплуатационных колоннах или в необсаженных колонной стволах скважин, если их эксплуатация планируется открытым забоем. В этом сопоставлении, охватывающем максимально возможное число опробованных пластов по данному региону (данному предприятию, за данный период и т. п.), результаты опробования являются «критерием истины» и потому необходимо, чтобы для оценки эффективности ГИС выбирались пласты, где опробование выполнено с безупречным качеством.

Такая статистическая оценка эффективности, базирующаяся на сравнении прогноза с полученным практическим результатом, применяется в нефтепромысловой геофизике издавна. В сегодняшнем виде методика была разработана в тресте «Башнефтегеофизика» в 1975 г., обкатана во многих геофизических трестах и узаконена руководящим документом РД 39-4-1244-85.

При разработке методики были приняты следующие обозначения:

N – число *исследованных* промыслово-геофизическими методами пластов, по которым выданы заключения, в т. ч.:

N_+ – положительные,

N_- – отрицательные,

N_0 – неопределённые заключения;

n – число *испытанных* в колонне пластов, в т. ч.:

n_+ – при положительных,

n_- – при отрицательных,

n_0 – при неопределённых заключениях по геофизическому комплексу, из них:

n_+^+ и n_-^+ – пласты, по которым заключения подтвердились результатами опробования,

n_+^- и n_-^- – заключения не подтвердились,

$n_0^{пр}$ и $n_0^{непр}$ – пласты из числа неоднозначно охарактеризованных по геофизическому комплексу, оказавшиеся продуктивными и непродуктивными.

При оценке эффективности исходили из двух очевидных положений:

1. *Эффективной* является только та часть геофизических исследований, которая заканчивается выдачей однозначного заключения по пласту. Величину

$$K_{одн} = \frac{N_+ + N_-}{N} \qquad (11.1)$$

назовём коэффициентом однозначности заключений.

2. В свою очередь, однозначные заключения эффективны лишь в той мере, в какой они подтверждаются результатами опробования в колонне. Величину:

$$K_{дост} = \frac{n_+^+ + n_-^+}{n_+ + n_-} \qquad (11.2)$$

назовём коэффициентом достоверности заключений.

Тогда коэффициент эффективности можно представить как произведение этих двух показателей:

$$K_{эи} = \frac{N_+ + N_-}{N} \cdot \frac{n_+^+ + n_-^+}{n_+ + n_-} \qquad (11.3)$$

Было предложено дополнительно определять два показателя:

– коэффициент доверия к отрицательным геофизическим заключениям, показывающий, какая часть объектов с отрицательными геофизическими заключениями подтверждается испытаниями в колонне:

$$K_{дов} = 1 - \frac{n_-^-}{n_-}, \qquad (11.4)$$

где n_-^- – количество объектов, из которых вопреки отрицательному заключению получены промышленные притоки; при этом отношение $\frac{n_-^-}{n_-}$ характеризует частоту пропусков геофизикой промышленных объектов;

– коэффициент получения промышленных притоков («удачи») из объектов с неоднозначными заключениями, определяемый отношением:

$$K_{уд} = \frac{n_0^{пр}}{n_0}, \qquad (11.5)$$

где n_0 – общее число объектов с неопределёнными заключениями, в т. ч. $n_0^{пр}$ – давшие промышленные притоки.

Названные пять показателей являются общепринятыми для оперативной оценки эффективности ГИС.

Однако небезынтересно продолжить рассмотрение этого вопроса. Выражение (11.3) описывает в известном смысле потенциальную эффективность геофизических исследований, не зависящую от степени перспективности изучаемых разрезов в отношении нефтеносности, успешности поисково-разведочных работ в целом, методики и оснований выбора объектов испытания в колонне.

Между тем результаты геофизических исследований (заключения) никогда не реализуются самостоятельно, обособленно, а всегда в комплексе с другими – техническими, геологическими, экономическими

и т. п. – предпосылками, имеющимися в распоряжении геологической службы (заказчика, недропользователя). Так, геологическая служба не испытывает, вполне естественно, значительную часть отрицательно охарактеризованных пластов и, напротив, иногда испытывает пласты, вовсе не охваченные детальными ГИС. Бывает, что объекты испытания в колонне назначаются путём дробления или, наоборот, объединения нескольких пластов, выделенных геофизиками. В итоге результаты геофизических исследований реализуются на практике, в зависимости от всех указанных факторов, в различной мере. Поэтому показательно сравнение эффективности геофизического комплекса, выраженное коэффициентом $К_{эи}$, с общей эффективностью геолого-разведочных работ, определяемой только по испытанным геологической службой пластам:

$$К_{оэ} = \frac{\text{пласты, давшие продукт}}{\text{общее число испытанных пластов}} = \frac{n_+^+ + n_-^- + n_0^{пр}}{n} \qquad (11.6)$$

Анализ материалов по различным районам и периодам, а также рассмотрение гипотетических примеров показывает, что показатель $К_{эи}$ чаще превосходит $К_{оэ}$, но бывает и обратное соотношение $К_{эи} < К_{оэ}$. Первый случай следует рассматривать как естественное «*недоиспользование*» возможностей ГИС в диагностике насыщения (большое число объектов с отрицательными заключениями не испытывается) и сравнительную малоперспективность исследуемого разреза (большая часть пластов n_0 непродуктивна). Второй случай свидетельствует *о низкой эффективности* ГИС при сравнительно высокой перспективности разреза, когда при большом числе неоднозначно характеризуемых объектов и сравнительно частых ошибках в оценке насыщения геофизикой, испытания по данным геологической службы приносят улучшение показателя $К_{оэ}$.

Из этого анализа следует, что резерв повышения эффективности ГИС заключается в снижении числа ошибочных заключений (что ясно

любому начинающему интерпретатору) и в сокращении числа неоднозначных заключений, что требует систематического анализа результатов испытаний в сопоставлении с ранее выданными заключениями.

Необходимо отметить, что при используемом для оценки эффективности делении заключений и результатов испытаний на три крупные категории без промежуточных градаций (заключения: положительные, отрицательные, неопределённые; результаты испытаний: нефть, вода, «сухо») отнесение многообразных реальных заключений и результатов к той или иной категории порой бывает затруднительно. В то же время выполняющий эту операцию «геофизик» или «геолог» (т. е. подрядчик и заказчик), каждый по-своему заинтересованный в результатах подсчёта эффективности, не может быть вполне объективным. Поэтому было бы разумным вернуться к существовавшему в годы планового хозяйствования порядку, чтобы геофизическими службами и геологическими службами недропользователя на местах для подсчёта эффективности производилась согласованная оценка категории заключений и соответствующих им результатов испытаний.

§ 5. Хранение материалов ГИС и результатов их интерпретации

Хранение результатов геофизических исследований скважин, включая диаграммный материал и заключения, осуществляется при интерпретационной службе предприятия без условий срока давности, даже если какие-то скважины месторождения ликвидированы. Это диктуется следующими обстоятельствами:

– необходимостью сохранения данных по изученности недр соответствующего месторождения в связи с возможным использованием этих данных для близлежащих площадей и месторождений;

– возможным возвратом и реанимированием старого фонда скважин с появлением новых данных по соответствующей площади или с раз-

работкой новых технических приёмов добычи углеводородов в связи с прогрессом науки и техники;

– использованием старых материалов для решения задач корреляции разреза и уточнения частных особенностей осадконакопления при обобщении геологических материалов целого региона.

Хранение результатов исследований предполагает как сохранение материалов на цифровых носителях (обязательно, вместе с программами визуализации), так и на твёрдых, бумажных носителях. При этом должна обеспечиваться помимо сохранности цифрового материала ещё и легкая его доступность с исключением несанкционированной корректировки архивного материала.

Для дополнительного ознакомления рекомендуются работы [1, 11, 14, 18, 22, 24, 25].

Список принятых сокращений

АВПД	– аномально высокое пластовое давление
АВПоД	– аномально высокое поровое давление
АК	– акустический каротаж
АНПД	– аномально низкое пластовое давление
БашГИС (Прайм)	– интегрированная система обработки данных ГИС
БГ	– бледно-голубой и другие цвета люминесценции (Б – бело-, Г – голубой, Ж – желтый, К – коричневый, ОР – оранжевый, С – светло-)
БК	– боковой каротаж
БКЗ	– боковое каротажное зондирование
БПЗ	– библиотека петрофизических зависимостей
ВИКИЗ	– высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
ВИЭР	– водоинвертная промывочная жидкость
ВНЗ	– водонефтяная зона
ВНК	– водонефтяной контакт
ВТ	– высокочувствительная термометрия
ГВК	– газоводяной контакт
ГГИ	– геолого-геохимические исследования (с 1980^{х} гг.)
ГГК	– гамма-гамма-каротаж
ГГК-ЛП	– гамма-гамма-каротаж литоплотностной
ГГК-П	– гамма-гамма-каротаж плотностной
ГДК	– гидродинамический каротаж
ГзК	– газовый каротаж (прежнее название, до 1980^{х} гг.)

ГИРС – геофизические исследования и работы в скважинах (обобщённое понятие)

ГИС – геофизические исследования в скважинах

ГК – гамма-каротаж (интегральный)

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых

ГКС – гамма-каротаж селективный (спектрометрический)

ГНК – газонефтяной контакт

$Г_{сум}$ – суммарные газопоказания при ГзК, ГГИ

ГТИ – геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин

ДК – диэлектрический каротаж

ДС – кавернометрия, профилеметрия

ЗОН – зона окисленной нефти

ЗП – зона проникновения

ИБР – известково-битумный буровой раствор

ИК – индукционный каротаж

ИНК – импульсный нейтронный каротаж

Инкл. – инклинометрия

ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

ИПТ – испытатель пластов на трубах

ИСФ – индекс свободного флюида

КВД – кривая восстановления давления

ЛБА – люминесцентно-битуминологический анализ

МБК – микробоковой каротаж

МЗ (МК) – микрозонды

МНК – метод наименьших квадратов

Накл. – наклонометрия

НГК – нейтронный гамма-каротаж

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж стационарный

ОПК – опробование пластов приборами на кабеле

$П_з$ – коэффициент призабойной закупорки

ПК – персональный компьютер

ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

РАГ – раздельный анализ газа

Рез. – резистивиметрия

РНО – (буровой) раствор на нефтяной основе

СК – сейсмокаротаж

СКО – (отбор образцов) сверлящими керноотборниками

СКО – среднеквадратическое отклонение

ТБУ – термобарические условия

ТТД – терригенная толща девона

ТТНК – терригенная толща нижнего карбона

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

Список условных обозначений

$A_{ПС}$	– относительная амплитуда ПС
$C_{гл}$	– глинистость массовая
$C_{п}$	– минерализация жидкости в пласте
$C_{р}$	– минерализация жидкости в скважине
dT (только в БашГИС)	– то же, что Δt
h	– толщина пласта
$I_{ГК}$, $I_{НГК}$	– показания методов ГК, НГК
$К_{в}$	– коэффициент водонасыщения
$К_{во}$	– коэффициент остаточного водонасыщения
$К_{г}$	– коэффициент газонасыщения
$k_{гл}$	– глинистость объёмная
$К_{го}$	– коэффициент остаточного газонасыщения
$К_{н}$	– коэффициент нефтенасыщения
$К_{но}$	– коэффициент остаточного нефтенасыщения
$k_{но}$	– содержание нерастворимого остатка
$К_{п}$	– коэффициент пористости (общ – общей, от – открытой, эф – эффективной, «по умолчанию» – открытой)
$К_{п\,АК}$, $К_{п}^{АК}$	– $К_{п}$ по данным акустического метода (аналогично для других методов)
$К_{п,\,n}$	– коэффициент нейтронной пористости
$К_{пр}$	– коэффициент проницаемости
$Р_{г}$	– горное давление
$Р_{гс}$	– гидростатическое давление

$Р_{н}$	– параметр насыщения
$Р_{п}$	– параметр пористости
$Р_{пл}$	– пластовое давление
R	– коэффициент корреляции при линейном характере связи
t_{st}	– критерий Стьюдента
$\alpha_{пс}$	– относительная амплитуда ПС
$\Delta I_{ГК}$	– двойной разностно-относительный параметр ГК
$\Delta I_{НГК}$	– то же для нейтронного гамма-излучения
Δt	– интервальное время пробега акустической волны
$\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{ж}$, $\Delta t_{гл}$	– то же в твердой фазе, жидкости, глинах
δ	– плотность горных пород
η	– глинистость относительная
η	– корреляционное отношение при криволинейном характере связи
η	– коэффициент продуктивности
$\rho_{БК}$	– уд. сопротивление пласта, измеренное установкой БК
$\rho_{в}$	– уд. сопротивление пластовой воды
$\rho_{вп}$	– то же водонасыщенного пласта
$\rho_{гк}$	– то же глинистой корки
$\rho_{к}$	– кажущееся сопротивление
$\rho_{п}$	– уд. сопротивление пласта
$\rho_{пп}$	– то же промытой зоны
$\rho_{с}$	– то же бурового раствора
$\rho_{ф}$	– то же фильтрата бурового раствора

σ	– среднеквадратическая величина отклонения точек от линии регрессии
$\omega_в$	– объёмная влажность породы-коллектора
$\omega_{гипс}$, $\omega_{гл}$, $\omega_{но}$	– объёмное содержание химически связанной воды в гипсе, глине, нерастворимом остатке
$\omega_п$	– суммарное содержание всех видов воды в породе

Список используемой литературы

1. *Антонов Ю.Н., Эпов М.И.* ВИКИЗ в вертикальных и горизонтальных скважинах. НТВ «Каротажник», изд. АИС, 2005, вып. 1(128), с. 69–88.

2. *Бродский П.А., Фионов А.И., Тальнов В.Б.* Опробование пластов приборами на кабеле. – М.: Недра, 1974.

3. *Булгаков Р.Б.* Характер связи коэффициентов проницаемости и пористости коллекторов. НТВ «Каротажник», изд. АИС, 2007, вып. 2(155), Тверь, с. 38–44.

4. *Булгаков Р.Б., Привалова О.Р.* Анализ статистических характеристик петрофизических связей. «Геология нефти и газа». 2006 г. , № 4, с. 31–35.

5. *Вендельштейн Б.Ю., Ларионов В.В.* Использование данных промысловой геофизики при подсчёте запасов нефти и газа. Под ред. проф. Дахнова В.Н. – М.: Недра, 1964.

6. *Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А.* Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1978.

7. *Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царёва Н.В. и др.* Геофизические методы изучения подсчётных параметров при определении запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985.

8. *Дахнов В.Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975.

9. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.* Петрофизика, учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1991.

10. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н.* Промысловая геофизика, учебник для ВУЗов. – М., изд. Нефть и газ, 2004.

11. *Дубровский В.С., Абдуллин Р.Н., Юсупов Р.И., Корженевский А.А.* Некоторые результаты геофизических исследований горизонтальных (субгоризонтальных) скважин и боковых стволов. НТВ «Каротажник», изд. АИС, 2000, вып. 73, с. 137–142.

12. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Гидродинамико-геофизические методы исследования скважин. Справочник. – Москва – Ижевск, 2006.

13. *Кобранова В.Н.* Физические свойства горных пород. – М.: Гостоптехиздат, 1962.

14. *Коллектив авторов.* Интегрированная система обработки геолого-геофизических данных исследований скважин БашГИС (ПРАЙМ). Руководство пользователя. Рукопись. Уфа, 2006, с. 106.

15. *Коллектив авторов.* Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник под ред. проф. Добрынина В.М. – М.: Недра, 1988.

16. *Коллектив авторов.* Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. Изд. НПЦ «Тверьгеофизика». – М. – Тверь, 2003.

17. *Коллектив авторов.* Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, изд. Минприроды и Минэнерго России, 1999.

18. *Коллектив авторов.* Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, изд. Минэнерго России, 2001.

19. *Ларионов В.В.* Ядерная геология и геофизика. – М.: Гостоптехиздат, 1963.

20. *Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф.* Практическое пособие по интерпретации данных ГИС, учебное пособие для ВУЗов. – М.: Недра, 2007.

21. *Леготин Л.Г., Султанов А.М.* Анализ эффективности отечественных технологий геофизических исследований горизонтальных скважин НТВ «Каротажник», изд. АИС, 1996, вып. 24, Тверь, с. 59–66.

22. *Лежанкин С.И.* Комплексы исследований горизонтальных скважин геофизическими методами и вопросы методологии интерпретации их результатов НТВ «Каротажник», изд. АИС, 1996, вып. 21, Тверь, с. 25–28.

23. *Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.Г.* Геолого-технологические исследования в процессе бурения. – М.: Нефть и газ, 1997.

24. Методика оперативной оценки геологической результативности промыслово-геофизических исследований при выделении и оценке коллекторов в нефтегазовых скважинах (на стадии разведки). РД 39-4-1244-85, утв. Миннефтепромом 27.12.1984.

25. *Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А.* Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин. – С.-Петербург, изд. МАНЭБ, с. 298.

26. *Стрельченко В.В.* Геофизические исследования скважин, учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 2008.

27. *Фионов А.И., Бубеев А.В.* Методическое руководство по применению аппаратуры гидродинамического каротажа в необсаженных скважинах, бурящихся на нефть и газ. Утв. нач. Управления геофиз. работ Мингео СССР В.Ю. Зайченко 18.09.1981. Изд. ВНИИГИС, Уфа, 1983.

28. *Шагиев Р.Г.* Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998.