



ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

Промысловая геофизика

том 1

ОАО «Башнефтегеофизика»

Геофизические исследования и работы в скважинах

В 7 томах

Том 1

Промысловая геофизика

УФА 2010

УДК 550.3

ББК 26.21

П 81

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

Редакционная коллегия:

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

Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 1. Промысловая геофизика / Сост.: Р.А. Валиуллин, Л.Е. Кнеллер. – Уфа: Информреклама, 2010. – 172 с., ил.

ISBN 978-5-904555-13-9 (т. 1)
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 «Башнеfteгeофизика» 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 «Башнеfteгeофизика»,
кандидат технических наук

A stylized handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Алдиев'.

Я.Р. Алдиев

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ 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

Введение	7
Глава 1. Характеристика предмета и методов исследования	11
§ 1. Краткий обзор развития промышленной геофизики	11
§ 2. Характеристика объекта и методов исследования	13
Глава 2. Электрические методы исследования скважин	16
§ 1. Методы сопротивлений.....	16
§ 2. Удельное электрическое сопротивление водных растворов солей и горных пород.....	18
§ 3. Принципы измерения УЭС в скважине	29
§ 4. Типы зондов КС.....	32
§ 5. Диаграммы КС для одиночного пласта	35
§ 6. Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	40
§ 7. Физические основы методов сопротивления заземления (СЗ).....	44
§ 8. Кривые кажущегося сопротивления бокового каротажа	49
§ 9. Исследования микроустановками	50
§ 10. Физические основы индукционного каротажа.....	54
§ 11. Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)	62
§ 12. Диэлектрический каротаж.....	66
§ 13. Метод собственных потенциалов.....	67
Глава 3. Радиоактивные методы.....	76
§ 1. Физические основы гамма-каротажа.....	78
§ 2. Гамма-гамма-каротаж	81
§ 3. Физические основы нейтронных методов	86
§ 4. Импульсные нейтронные методы	92
§ 5. Импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (С/О каротаж)	93
§ 6. Метод наведенной активности	99
§ 7. Метод радиоактивных изотопов.....	101

Глава 4. Ядерно-магнитный метод	103
§ 1. ЯММ в магнитном поле Земли.....	103
§ 2. ЯММ в поле сильных постоянных магнитов.....	108
Глава 5. Акустические методы исследования скважин.....	119
§ 1. Физические основы акустического метода.....	120
§ 2. Принцип измерения	126
§ 3. Акустический телевизор.....	129
Глава 6. Термометрические и другие методы исследования	
 скважин	132
§ 1. Термометрия.....	132
§ 2. Кавернометрия.....	136
§ 3. Профилеметрия.....	138
§ 4. Инклинометрия скважин	140
§ 5. Пластовая наклонометрия	147
Глава 7. Опробование пластов.....	150
§ 1. Опробование пластов приборами	
на каротажном кабеле	150
§ 2. Испытание пластов аппаратами	
на бурильных трубах.....	152
Глава 8. Организация геофизических работ на скважинах.....	155
§ 1. Проведение работ	155
§ 2. Подготовка скважин для проведения исследований	156
§ 3. Комплексы измерений.....	157
§ 4. Показатели эффективности работ	158
§ 5. Требования к точности диаграмм	160
Список принятых сокращений	161
Список условных обозначений	163
Список используемой литературы	165
Предметный указатель.....	168

ВВЕДЕНИЕ

Поиски, разведка и разработка месторождений большинства полезных ископаемых связаны с изучением геологического разреза скважин. В каждой скважине необходимо определить последовательность залегания горных пород, наличие полезных ископаемых, глубины залегания продуктивных пластов и т. д. Раньше для решения указанных задач использовались в основном образцы горных пород, отбираемые в процессе бурения (керны), и обломки горных пород, выносимые промывочной жидкостью на устье скважины (шлам). Однако эти методы не позволяли достаточно полно и эффективно изучить геологический разрез скважины.

Малый вынос керна на поверхность и значительное замедление темпов бурения скважин при отборе керна привели к созданию геофизических методов исследования скважин для изучения геологического разреза. Благодаря этому удалось существенно повысить скорость бурения скважин и темпы разведки месторождений, а также снизить стоимость геолого-разведочных работ. Наиболее эффективным оказалось применение геофизических методов на месторождениях нефти и газа, разведка и разработка которых ведется, как правило, глубокими скважинами.

Геофизические исследования скважин являются областью прикладной геофизики, в которой современные физические методы исследования вещества используются для геологического изучения разрезов, пройденных скважинами, выявления и оценки запасов полезных ископаемых, получения информации о ходе разработки месторождений и о техническом состоянии скважин.

Геофизические исследования в скважинах, бурящихся на нефть и газ, называют промысловой геофизикой. Сущность любого геофизического метода состоит в измерении вдоль ствола скважины некоторой величины, характеризующейся одним или совокупностью физических свойств горных пород, вскрытых скважиной. Физические свойства пород связаны с их геологической характеристикой, и это позволяет по результатам геофизических исследований судить о пройденных скважиной породах.

В настоящее время **задачи промыслово-геофизических исследований** заметно расширились и включают в себя следующее:

1) изучение геологического разреза скважин; 2) опробование пластов и отбор образцов со стенок скважины; 3) изучение технического состояния скважин; 4) проведение прострелочных и взрывных работ в скважинах; 5) контроль за разработкой месторождений нефти и газа.

Исследование скважин с целью изучения геологического разреза и выявления полезных ископаемых называют также каротажем (франц. carottage от carotte – буровой керн, или буквально – морковь).

Методы каротажа подразделяются по природе изучаемых в них физических полей. Профессором Д.А. Кожевниковым и др. предложена следующая классификация методов ГИС:

Методы электрического сопротивления:

зонды кажущегося сопротивления (КС); боковое электрическое зондирование (БЭЗ); метод экранированного заземления (СЭЗ).

Электромагнитные методы:

индукционный (ИМ); волновой диэлектрический (ВДМ); высокочастотное изопараметрическое каротажное индукционное зондирование (ВИКИЗ); ядерно-магнитный метод (ЯММ).

Электрохимические методы:

собственных потенциалов (СП); вызванных потенциалов (ВП).

Гамма-методы:

естественной радиоактивности интегральный (ГМ); естественной радиоактивности спектрометрический (ГМ-С); гамма-гамма-

плотностной (ГГМ-П); гамма-гамма-селективный (ГГМ-С); гамма-гамма-цементометрия (ГГМ-Ц); гамма-гамма-дефектометрия; гамма-гамма-толщинометрия обсадных колонн.

Стационарные нейтронные методы:

нейтронный гамма (НГМ); нейтрон-нейтронный по тепловым нейтронам (ННМ-Т); нейтрон-нейтронный по надтепловым нейтронам (ННМ-НТ); нейтронный гамма-спектрометрический (НГМ-С).

Импульсные нейтронные методы:

импульсный нейтронный гамма (ИНГМ); нейтрон-нейтронный по тепловым нейтронам (ИННМ-Т); импульсный нейтронный гамма-спектрометрический (ИНГМС, С/О каротаж).

Акустические методы:

– на преломленных волнах: ультразвуковой акустический (АК); волновой акустический (ВАК); акустический цементомер (АКЦ);

– на отраженных волнах: вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП); акустический телевизор (АК-сканер); акустический каверномер;

– пассивные акустические: акустическая шумометрия; виброакустический каротаж.

Термические методы:

естественного теплового поля (геотермия); искусственного теплового поля (термометрия).

Прямые методы изучения свойств горных пород:

испытание пластов (ИПТ); отбор образцов пород керноотборником; гидродинамический каротаж.

Методы изучения технического состояния скважин:

кавернометрия (ДС); профилометрия; инклинометрия; пластовая наклонометрия; трубная профилометрия; гамма-гамма-цементометрия (ГГМ-ц); акустический цементомер (АК-ц); гамма-гамма-дефектометрия; гамма-гамма-толщинометрия обсадных колонн; электромагнитная локация муфт; электромагнитный прихватаопределитель.

Геолого-технологические исследования (ГТИ):

- бурового раствора: плотностнометрия; резистивиметрия;
- газометрия в процессе бурения: люминесцентный анализ шлама;

ИК-спектрометрия;

- характеристика режима бурения: детальный механический каротаж (ДМК); виброакустический каротаж.

Прострелочно-взрывные работы в скважинах (ПВР):

перфорация; торпедирование; установка пакеров.

Геофизические исследования в эксплуатационных скважинах:

расходомерия: механическая; термокондуктивная; влагометрия; резистивиметрия; термометрия; барометрия; гидродинамические исследования.

Прогноз продуктивности разреза в не вскрытом бурением пространстве (ПГР):

- радиондикаторные методы.

Специсследования ГИС:

- ГИС – воздействие – ГИС;
- метод двух растворов.

В семи томах пособия рассмотрены основные методы ГИС, представленные выше и применяемые в подразделениях ОАО «Башнефте-геофизика». Настоящее учебное пособие составлено Р.А. Валиуллиным, д-ром техн. наук, и Л.Е. Кнеллером, д-ром техн. наук, на основе опубликованных в открытой печати работ.

ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДМЕТА И МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

§ 1. Краткий обзор развития промысловой геофизики

Начало геофизическим исследованиям скважин было положено температурными измерениями, проведенными Д.В. Голубятниковым на нефтяных месторождениях Баку в 1906–1913 гг. Широкое развитие геофизических методов исследований скважин началось с внедрения метода кажущегося сопротивления, предложенного братьями Конрадом и Марселем Шлюмберже. Этот метод был опробован во Франции в 1926–1928 гг., а затем в 1929–1930 гг. – в СССР. С 1931 г. метод кажущегося сопротивления был дополнен измерением потенциала самопроизвольно возникающего электрического поля. К середине 30-х годов электрический каротаж получил уже повсеместное распространение. В дальнейшем комплекс геофизических исследований скважин непрерывно расширялся. В 1933 г. В.А. Соколовым, И.М. Бальзамовым и М.В. Абрамовичем был предложен газовый каротаж, а в 1934 г. В.А. Шпаком, Г.В. Горшковым, Л.М. Курбатовым и А.Н. Граммаковым – гамма-каротаж, в 1935 г. В.И. Горояном и Г.М. Минизоном – механический каротаж, в 1941 г. Б.М. Понтекорво – нейтронный каротаж. В 1946 г. В.Н. Дахнов предложил метод сопротивления экранированного заземления. Аналогичная аппаратура была разработана примерно в это же время фирмами «Шлюмберже» и «Халибартон». В 1948 г. фирмой «Хамбл ойл энд рифайнинг компани» был создан первый образец аппаратуры акустического метода. В 1948–1953 гг. в США под руковод-



ством Г. Долля был разработан ряд эффективных модификаций электрического каротажа – боковой и индукционный методы, метод микрозондирования, которые заняли в настоящее время важное место в комплексе исследования скважин.

С 1931 г. начали применять инклинометр для определения искривления скважин. В 1932–1935 гг. были разработаны первые стреляющие перфораторы, боковые грунтоносы и торпеды, которые стали широко применяться в нефтепромысловой практике. В 1935 г. советскими геофизиками С.Я. Литвиновым и Г.Н. Строцким был предложен метод кавернометрии скважин.

Одновременно с расширением комплекса и совершенствованием отдельных геофизических методов исследования скважин развивались наземная измерительная аппаратура и спуско-подъемное оборудование. На первых порах выполнялись точечные замеры через каждые 0,5–1 м глубины и по полученным данным строились диаграммы, отражающие изменение параметров по стволу скважины. Эта методика требовала значительных затрат времени и не давала необходимой точности, особенно при исследовании тонкослоистых разрезов. С 1932 г. стали применяться полуавтоматические регистраторы в комплексе с пульсаторами, что позволило производить непрерывную и одновременную запись диаграмм кажущегося сопротивления и потенциалов собственной поляризации пород. Это способствовало ускорению процесса исследования скважин и значительному повышению точности получаемых данных. В результате работ многих производственных и научно-исследовательских организаций в СССР были созданы автоматические геофизические станции типа ОКС, АКС, АЭКС. Их применение в промышленности было начато в 1950 г. В конце 60-х годов во ВНИИГеофизики под руководством Н.Н. Сохранова начались работы по автоматизации и интерпретации данных геофизических исследований скважин с помощью ЭВМ. Работы в этом направлении вели кол-

лективы ВНИИГеофизики, ВНИИГИСа, ВНИИНефтепромгеофизики, ЦГЭ, ВНИГИКа и других организаций.

В связи с бурной компьютеризацией промышленности с конца 80-х годов происходит качественное переоснащение геофизической службы. Все шире распространяется цифровая, многоканальная аппаратура различных методов ГИС. Регистрация и обработка могут производиться в процессе записи диаграммы на цифровые регистраторы, в качестве основного элемента которых используются персональные компьютеры. Нынешний этап развития промысловой геофизики характеризуется распространением спектрометрических модификаций РК, акустического телевизора и волнового АК, многоэлементных зондов ЭК, ИК, ВИКИЗ, ЯММ, сканирующей аппаратуры и т. п.

§ 2. Характеристика объекта и методов исследования

Скважина представляет собой горную выработку большой глубины и относительно малого диаметра. Сечение скважины имеет форму, близкую к кругу, реже к эллипсу. Диаметр скважины не постоянен. Участок скважины с увеличенным диаметром называют каверной. Каверны образуются против пород, легко разрушающихся в процессе бурения (глины, уголь и др.).

Скважина заполнена промывочной жидкостью (ПЖ), в качестве которой чаще всего используется глинистый раствор или техническая вода.

В разрезе скважин, бурящихся на нефть и газ, наибольший интерес представляют пласты, сложенные пористыми проницаемыми породами (песчаниками, известняками). Такие пласты, способные вмещать и отдавать пластовый флюид (воду, нефть, газ), называют коллекторами.

Столб ПЖ, заполняющей скважину, оказывает гидростатическое

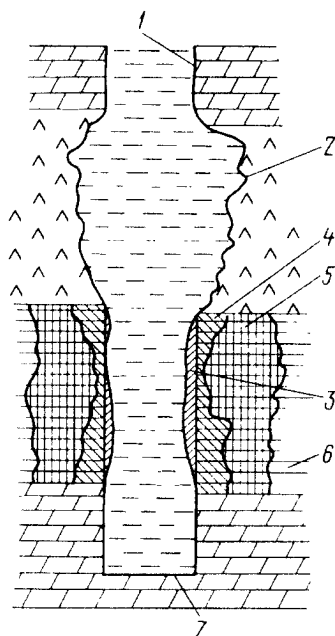


Рис. 1.1. Схема участка разреза горных пород с необсаженной скважиной: 1 – ствол скважины, заполненный промывочной жидкостью; 2 – размытый ствол (каверна); 3 – глинистая корка против коллектора; 4 – промытая зона пласта; 5 – зона проникновения фильтрата промывочной жидкости; 6 – незатронутая часть пласта-коллектора; 7 – забой скважины

давление на ее стенки. Поэтому при пересечении пласта-коллектора скважиной наблюдается проникновение фильтрата ПЖ в пласт. Часть пласта, в которую проник фильтрат, называется зоной проникновения, а ближайшая к скважине часть ее – промытой зоной. В результате фильтрации ПЖ на стенке скважины против пласта оседает слой глинистых частиц – глинистая корка (рис. 1.1).

В зависимости от свойств раствора, типов пород, режимов бурения могут образовываться зоны проникновения с различными свойствами

(полимеры, техническая вода, пресный или соленый раствор).

Аппаратура для геофизических исследований скважин разделяется на две части: скважинную и наземную. Наземная часть сосредоточена в каротажной лаборатории. Скважинный прибор (который также называется зондом) соединяется с поверхностной аппаратурой с помощью специального каротажного кабеля. Каротажный кабель служит каналом связи между наземной частью и зондом, а также несет механическую нагрузку. Спуск и подъем скважинного прибора осуществляется с помощью каротажного подъемника. Зонд содержит датчик, который преобразует ту или иную физическую величину (напряженность электромагнитного поля, скорость распространения упругих колебаний, температуру, механическое перемещение и т. д.) в электрические сигналы, которые передаются по кабелю на поверхность.

Наземная аппаратура содержит приемное и регистрирующее устройства, а также источник питания (рис. 1.2).

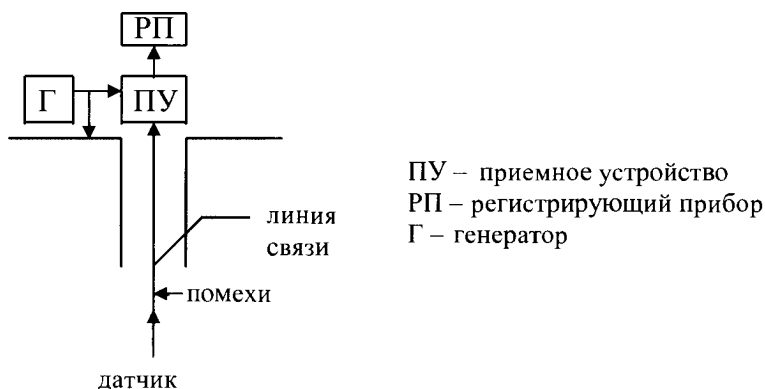


Рис. 1.2. Схема наземной аппаратуры ГИС



ГЛАВА 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. Методы сопротивлений

ЭК – электрический каротаж основан на измерении электрического поля, самопроизвольно возникающего в скважине и ее окрестностях или создаваемого в скважине искусственно. На практике ЭК заключается в получении значений измеряемой величины в точках скважины в графической или цифровой форме.

Разновидности ЭК отличаются друг от друга измеряемой величиной и характером электрического поля (естественное или искусственное, электрическое или электромагнитное). Наибольшее практическое значение имеют следующие виды ЭК:

а) каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) или градиент самопроизвольной поляризации (ГПС);

б) каротаж сопротивления (КС), основанный на измерении кажущегося удельного сопротивления горных пород; он может проводиться градиент- и потенциал-зондами; боковое каротажное зондирование (БКЗ) – несколькими зондами, или стандартный каротаж – одним зондом и ПС, зондами с фокусировкой тока – боковой каротаж (БК), микроустановками – микрокаротаж (МК) и боковой микрокаротаж (МБК);

в) индукционный каротаж (ИК, ВИКИЗ), состоящий в измерении кажущейся удельной электропроводности горных пород;

г) диэлектрический каротаж (ДК), основанный на измерении кажущейся диэлектрической проницаемости.

Электрический каротаж составляет основу комплекса геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. В перспективных на нефть и газ интервалах скважин проводят детальные электрические исследования, включающие БКЗ, МК, БК, ИК,

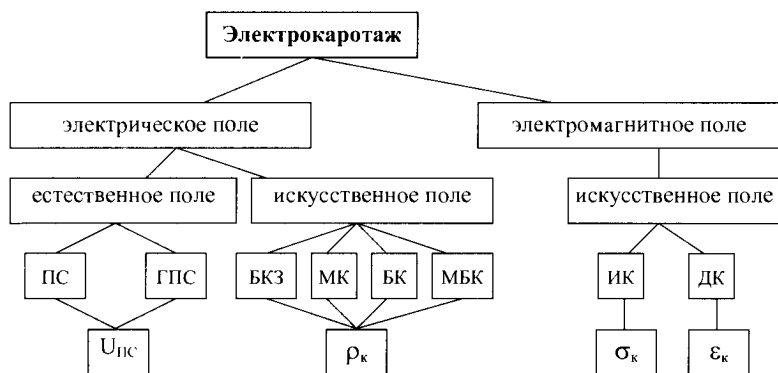


Рис. 2.1. Классификация электрического каротажа:
 измеряемые величины: $U_{\text{Пс}}$ – потенциал самопроизвольной поляризации; $\rho_{\text{к}}$ – кажущееся удельное сопротивление; $\sigma_{\text{к}}$ – кажущаяся удельная проводимость;
 $\epsilon_{\text{к}}$ – кажущаяся диэлектрическая проницаемость

БМК. Задачами этих исследований являются: расчленение разреза на пласты с разными электрическими свойствами; изучение распределения удельного сопротивления в промытой зоне, зоне проникновения и в неизменной части пласта; выделение пластов-коллекторов; в благоприятных условиях – определение подсчетных параметров продуктивных пластов.

Наиболее информативные результаты дает каротаж нефтяных и газовых скважин. Обычно по данным каротажа удается выделить пласты, которые могут содержать нефть и газ (продуктивные коллекторы), и наметить перспективные для опробования и эксплуатации объекты, а в ряде случаев определить величины, необходимые для подсчета запасов нефти и газа разведываемого месторождения.



§ 2. Удельное электрическое сопротивление водных растворов солей и горных пород

Свойство горных пород проводить электрический ток характеризуется их удельной электропроводностью или величиной, обратной ей, удельным электрическим сопротивлением:

$$\rho = \frac{1}{\sigma} = \frac{RS}{L}, \quad (2.1)$$

где: R – полное электрическое сопротивление образца породы (в Ом);
 S и L – площадь поперечного сечения (в м^2) и длина (в м) образца.

Из формулы (2.1) следует, что величина измеряется в ом-метрах. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) в 1 Омм равно полному сопротивлению в Ом 1 м^3 породы с основанием 1 м^2 и высотой 1 м, измеренному перпендикулярно к плоскости куба. Удельное сопротивление горной породы определяется удельным сопротивлением твердой фазы, жидкостей и газов, насыщающих поровое пространство, их объемным соотношением, характером распределения в породе и температурой.

Электропроводность горных пород, наиболее часто встречающихся в природе, не зависит от их минерального состава, поскольку УЭС основных породообразующих минералов (кварц, полевые шпаты, кальцит, ангидрит, галит и др.) соответствует первоклассным изоляторам. Исключение составляют сульфиды и угли, их УЭС меняется от 10^{-3} до 10 Омм.

Пластовые поровые воды представляют собой растворы солей (электролиты) и относятся к классу ионных проводников. Их удельное сопротивление зависит от химического состава растворенных солей, концентрации и температуры. С увеличением общей концентрации солей удельное сопротивление растворов уменьшается. При этом

электропроводность раствора приблизительно равна сумме электропроводностей, обусловленных каждой из солей в отдельности. Зависимость удельного сопротивления растворов от химического состава растворенных солей и концентрации ионов выражается формулой:

$$\rho_v = \frac{10}{\sum (C_{ai} \vartheta_i f_{ai} + C_{ki} u_i f_{ki})} \quad (2.2)$$

где: C_{ai} , C_{ki} – концентрации (в молях) i -го аниона и i -го катиона в растворе; ϑ_i , u_i – электролитические подвижности анионов и катионов при бесконечном разбавлении (в Ом · см²/моль); f_{ai} , f_{ki} – коэффициенты электропроводности анионов и катионов (анионы – отрицательно заряженные частицы, катионы – положительно заряженные частицы). Зависимость сопротивления раствора от температуры выражается соотношением $\rho_t = \rho_{20} [1 - \alpha (t - 20)]$, где ρ_{20} – удельное сопротивление раствора при $t = 20$ °С, α – температурный коэффициент, равный приблизительно 0,023 °С.

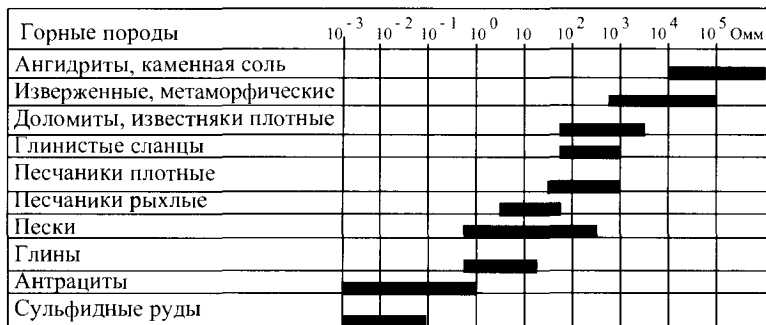


Рис. 2.2. Удельные электрические сопротивления некоторых горных пород

В пластовых водах обычно преобладает содержание хлористого натрия, которое достигает 70–95%. Если содержание других солей не превышает 10%, то для практических целей удельное сопротивление пластовой воды оценивается по общей концентрации, приравненной



к концентрации NaCl. Если же содержание других солей превышает 10%, то определение удельного сопротивления воды необходимо проводить с учетом солевого состава.

Для практических расчетов используется график, позволяющий по результатам химических анализов пластовых вод находить суммарную концентрацию раствора, эквивалентную концентрации NaCl. Рассчитав эквивалентное содержание NaCl, с помощью множителей (коэффициентов перехода) по зависимости при заданной температуре определяется искомая величина ρ_v .

Ион	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	CO ₃ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ K ⁺⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺
Коэф. перехода	1	0.5	1.25	0.3	1	1	2

Удельное сопротивление неглинистых пород

Горные породы проводят электрический ток в основном за счет наличия в их поровом пространстве водных растворов солей. В связи с этим удельное сопротивление неглинистой породы $\rho_{вп}$ гранулярного строения, поры которой полностью насыщены водой, зависит от этой воды, ее количества и характера распределения в породе, определяемых соответственно коэффициентом пористости k_n и структурой порового пространства.

Для исключения влияния удельного сопротивления пластовой воды вместо $\rho_{вп}$ для водонасыщенных пород принято рассматривать величину

$$P_n = \rho_{вп} / \rho_v, \quad (2.3)$$

называемую **относительным сопротивлением**. Для чистых (неглинистых) пород P_n не зависит от удельного сопротивления насыщающих вод, а связан с величиной пористости и структурой порового пространства. В связи с этим его называют также и **параметром пористости**.

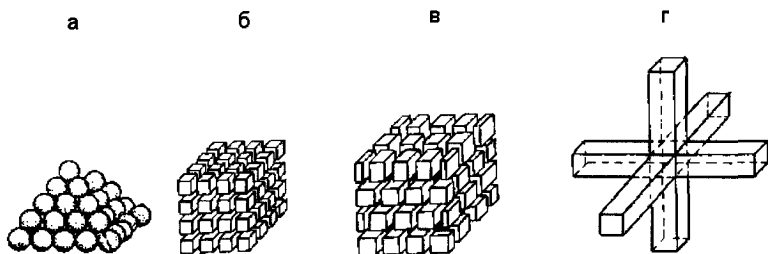


Рис. 2.3. Примеры простейших форм порового пространства породы

Для пород с однородной структурой, сложенных частицами правильной формы, связь между относительным сопротивлением и пористостью может быть рассчитана аналитически. На рис. 2.3 показаны примеры простейших форм порового пространства породы, для которых зависимости

P_n от k_n имеют следующий вид:

для а
$$P_n = \frac{3 - k_n}{2k_n}, \quad (2.4)$$

для б
$$P_n = \frac{1}{1 - (1 - k_n)^{2/3}}, \quad (2.5)$$

для в
$$P_n = \frac{1 + 0,5 (1 - k_n)^{1/3}}{1 - (1 - k_n)^{2/3}}, \quad (2.6)$$

для г
$$k_n = \frac{1}{P_n} \left(3 - \frac{2}{\sqrt{P_n}} \right). \quad (2.7)$$

Для пород, содержащих частицы различных размеров, зависимость между относительным сопротивлением и пористостью выражается в более сложной форме:

$$P_n = \left[\frac{2 + v}{2(1 - v)} \right]^{\frac{\lg k_n}{\lg(1 - v)}}, \quad (2.8)$$

где v – коэффициент заполнения пор основного скелета породы более мелкими частицами.



Анализ теоретических расчетов, выполненных для идеальных моделей пород, подтверждает, что относительное сопротивление зависит не только от коэффициента пористости, но и от структуры порового пространства, обуславливающей характер распределения воды в породе. Расчеты и экспериментальные исследования показывают, что зависимость $P_n = f(k_n)$ имеет обратный степенной характер и может быть аппроксимирована в диапазоне средних значений k_n (от 3–5 до 30–40%) уравнением общего вида

$$P_n = a/k_n^m, \quad (2.9)$$

где: a – некоторая постоянная, m – структурный показатель, зависящий от формы поровых каналов.

На практике широкое применение находят и частные виды этого уравнения

$$P_n = 1/k_n^m, \quad (2.10)$$

где: структурный показатель m изменяется от 1,3 (для слабосцементированных пород) до 2,3 (для крепких хорошо сцементированных пород); для среднесцементированных песчаников часто используют выражение

$$P_n = 1/k_n^2. \quad (2.11)$$

В слоистых породах удельное сопротивление в направлении, параллельном наслению $\rho_{\text{впл}}$, отличается от его значения, измеренного в направлении, перпендикулярном к наслению $\rho_{\text{вп}\perp}$. Такие породы называются анизотропными по удельному сопротивлению. Явление анизотропии более заметно проявляется в глинистых сланцах, мергелях, тонкочередующихся песчано-глинистых и других породах.

На примере единичного элемента породы (рис. 2.5), состоящего из прослоев удельных сопротивлений ρ_p и ρ_s , легко установить, что

$$\frac{\rho_{\text{вп}\perp}}{\rho_{\text{вп}\parallel}} = 1 + \frac{v}{(1+v)^2} \frac{(\rho_p - \rho_s)^2}{\rho_p \rho_s}. \quad (2.12)$$

Отсюда следует, что удельное сопротивление породы, измеренное перпендикулярно к наслоению, всегда больше удельного сопротивления этой породы в направлении, параллельном наслоению, т. е. $\rho_{\text{вп}\perp} > \rho_{\text{вп}\parallel}$. Степень анизотропности породы оценивается коэффициентом анизотропии

$$\lambda_a = \sqrt{\frac{\rho_{\text{вп}\perp}}{\rho_{\text{вп}\parallel}}} > 1. \quad (2.13)$$

Для полного или частичного исключения факторов (минерализации пластовых вод, пористости и структуры порового пространства), влияющих на величину $\rho_{\text{вп}}$, вместо него рассматривается отношение

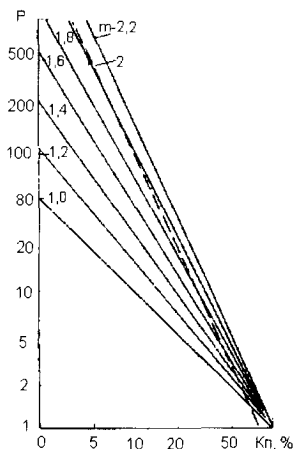


Рис. 2.4. Зависимости относительного сопротивления P_n от коэффициента пористости k_n , рассчитанные по формуле (2.10) (зависимость, показанная пунктирной линией, соответствует уравнению Хамбла $P_n = 0,62/k_n^{2,15}$)

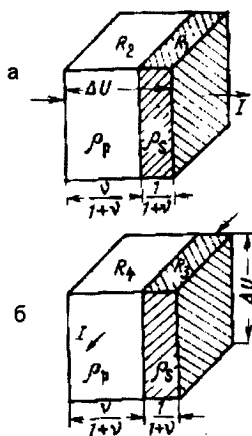


Рис. 2.5. Схематическая модель анизотропной породы при распространении тока $\perp$ к наслоению (а) и $\parallel$ ему (б): R_1 и R_2 — сопротивления частей породы с удельными сопротивлениями ρ_s и ρ_p при распространении тока $I \perp$ наслоению; R_3 и R_4 — то же, при распространении тока $\parallel$ наслоению



$$P_n = \frac{\rho_{нг}}{\rho_{вн}} > 1,$$

где: $\rho_{нг}$ – удельное сопротивление породы, поры которой заполнены нефтью (газом) и остаточной водой; $\rho_{вн}$ – удельное сопротивление той же породы при условии 100%-го заполнения ее пор водой.

Величина P_n показывает, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление породы, насыщенной нефтью или газом, при частичном заполнении ее пор водой, и называется **коэффициентом увеличения сопротивления**. Для неглинистых пород P_n зависит не только от степени их насыщения водой, но и от характера распределения в поровом пространстве воды, нефти и газа. В связи с этим величина P_n часто называется **параметром насыщения**. Между P_n и k_v существует обратная степенная зависимость

$$P_n = \frac{1}{k_v^n}, \quad (2.14)$$

где n – показатель, характеризующий структуру токопроводящих каналов нефтегазонасыщенной породы, зависящий от ее литолого-петрофизических особенностей и структуры порового пространства, физико-химических свойств нефти (газа) и воды и их распределения в порах.

Так как $k_v = 1 - k_{нг}$ (где $k_{нг}$ – коэффициент нефтегазонасыщенности), то

$$P_n = \frac{1}{(1 - k_{нг})^n}. \quad (2.15)$$

На рис. 2.6 показаны усредненные кривые зависимостей $P_n = f(k_v)$ для различных нефтегазоносных пород.

Удельное сопротивление глинистых пород

Для глинистой водонасыщенной породы пропорциональность между ее удельным сопротивлением $\rho_{вп\,гн}$ и удельным сопротивлением на-

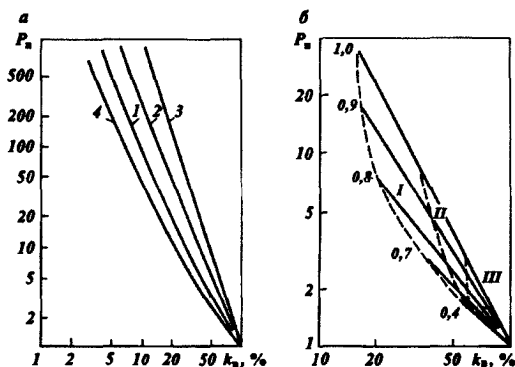


Рис. 2.6. Зависимость параметра насыщения P_n от коэффициента водонасыщенности k_n (нефтенасыщенности k_n) пород:

a – для песчано-глинистых и карбонатных пород (по В.Н. Дахнову): 1 – песчано-глинистых гидрофильных, 2 – слабогидрофобных, 3 – гидрофобных, 4 – карбонатных; *б* – для песчаных коллекторов с различной глинистостью (по Ю.В. Вендельштейну). Шифр кривых – значение относительной аномалии α_{nc} , I – нефть (газ), II – нефть (газ), III – вода

сыщающей воды ρ_v нарушается. Это связано с тем, что электропроводность такой породы определяется не только проводимостью воды, но и поверхностной проводимостью глинистых частиц, точнее, гидратационной пленки, покрывающей их поверхность. Поверхностная проводимость проявляется тем значительнее, чем выше глинистость породы и меньше минерализация насыщающей воды. Вследствие этого относительное сопротивление глинистых пород, в отличие от неглинистых, зависит не только от их пористости и структуры пор, но и от их глинистости и минерализации насыщающих вод. Относительное сопротивление глинистой породы, соответствующее насыщению высокоминерализованной водой, при которой влияние поверхностной проводимости минимально, называют **предельным** P_n . Учет влияния поверхностной проводимости глин на относительное сопротивление осуществляется при помощи коэффициента поверхностной проводимости



$$\Pi = \frac{P_k}{P_n} < 1, \quad (2.16)$$

где P_k – кажущееся относительное сопротивление пород, насыщенных менее минерализованной водой.

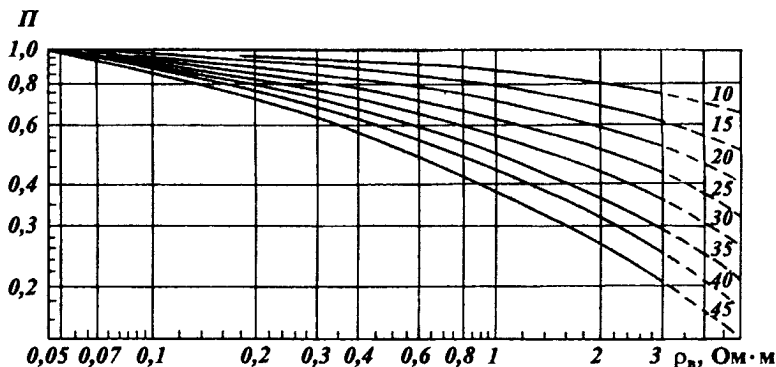


Рис. 2.7. Зависимость коэффициента поверхностной проводимости Π от удельного сопротивления ρ_v поровых вод и глинистости пород $C_{гг}$.
Шифр кривых – $C_{гг}$, %

Зависимость параметра Π от глинистости пород и минерализации насыщающих вод изображена на рис. 2.7. На основании экспериментальных работ установлено, что электропроводность глинистой породы с рассеянным глинистым материалом может быть описана следующим выражением:

$$\frac{1}{\rho_{впгг}} = \frac{1}{\rho_{гг}} + \frac{1}{P_n \rho_v} \quad (2.17)$$

или

$$\frac{1}{\rho_{впгг}} = A + \frac{B}{\rho_v}, \quad (2.18)$$

где: A – отрезок, отсекаемый продолжением прямой на оси ординат и характеризующий долю проводимости глин; B – угловой коэффициент; величина B/ρ_v определяет долю проводимости пор (рис. 2.8).

В тех случаях, когда глинистый материал присутствует в породе в виде прослоев, описание электропроводности примет вид:

$$\frac{1}{\rho_{\text{вп гл}}} = \frac{k_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - k_{\text{гл}}}{P_{\text{п}} \rho_{\text{в}}}. \quad (2.19)$$

В породе с рассеянным глинистым материалом условия распространения тока примерно такие же, как в водонасыщенной породе с $k_{\text{п}} = k_{\text{гл}}$ и $\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{гл}}$. Исходя из этого, согласно формуле (2.9) получим, что электропроводность такой породы равна $k_{\text{гл}}^m / a \rho_{\text{гл}}$, где a и m – коэффициенты, зависящие от свойств породы. В этом случае

$$\frac{1}{\rho_{\text{вп гл}}} = \frac{k_{\text{гл}}^m}{a \rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - k_{\text{гл}}}{P_{\text{п}} \rho_{\text{в}}}. \quad (2.20)$$

Если принять $a = 1$, $m = 2$, тогда

$$\frac{1}{\rho_{\text{вп гл}}} = \frac{k_{\text{гл}}^2}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - k_{\text{гл}}}{P_{\text{п}} \rho_{\text{в}}}. \quad (2.21)$$

На основании формул (2.19) и (2.21) уравнения проводимости для глинистых нефтегазонасыщенных пород при слоистом и рассеянном содержании глинистого материала соответственно будут иметь вид:

$$\frac{1}{\rho_{\text{нг гл}}} = \frac{k_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - k_{\text{гл}}}{P_{\text{п}} \rho_{\text{в}}} k_{\text{в}}^2; \quad (2.22)$$

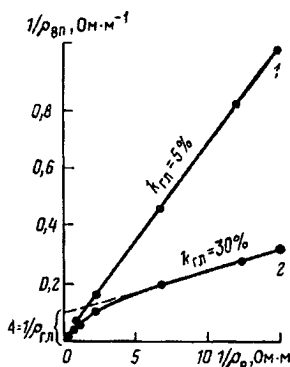


Рис. 2.8. Зависимости проводимости водонасыщенной породы $1/\rho_{\text{вп}}$ от проводимости воды $1/\rho_{\text{в}}$, заполняющей поровое пространство. Песчаник: 1 – слабоглинистый, 2 – сильноглинистый



$$\frac{1}{\rho_{\text{впгл}}} = \frac{k_{\text{гл}}^2}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - k_{\text{гл}}}{P_{\text{ц}} \rho_{\text{в}}} k_{\text{в}}^2, \quad (2.23)$$

где $k_{\text{в}}$ – коэффициент водонасыщенности чистого компонента.

Удельное сопротивление пород с трещинной и каверновой пористостью

Породы с трещинной и каверновой пористостью весьма разнообразны по составу и строению. Наряду с межзерновой (первичной) пористостью $k_{\text{п.м}}$ значительную роль играют поры вторичного происхождения $k_{\text{п.вт}}$ – трещины, каверны и другие пустоты выщелачивания. Каверны (изолированные и полуизолированные пустоты) заметного влияния на удельное сопротивление пород не оказывают. Наличие трещин, заполненных электролитом, вызывает существенное снижение сопротивления по сравнению со снижением сопротивления, обусловленным межзерновой пористостью такого же объема.

В природе встречаются породы с различными системами трещин. Пользуясь правилом Кирхгофа для параллельных и последовательных проводников, можно получить выражения, связывающие удельное сопротивление трещиноватой породы $\rho_{\text{тр}}$ с удельным сопротивлением ее нетрещиноватой части $\rho_{\text{м}}$, с величиной трещинной пористости $k_{\text{п.тр}}$ и удельным сопротивлением $\rho_{\text{ж}}$ жидкости, заполняющей ее. Эти выражения для различных систем трещин будут иметь соответственно следующий вид:

$$\frac{1}{\rho_{\text{тр}}} = \frac{k_{\text{п.тр}}}{2\rho_{\text{ж}}} + \frac{1 - k_{\text{п.тр}}}{\rho_{\text{м}}}, \quad (2.24)$$

$$\frac{1}{\rho_{\text{тр}}} = \frac{2k_{\text{п.тр}}}{3\rho_{\text{ж}}} + \frac{3 - 2k_{\text{п.тр}}}{\rho_{\text{м}}(3 - k_{\text{п.тр}})}. \quad (2.25)$$

Приведенные уравнения проверены А.М. Нечаем в лабораторных условиях на образцах с искусственными системами трещин.

Как видно, порода с двумя взаимно перпендикулярными трещинами является анизотропной, с тремя взаимно перпендикулярными трещинами (2.24) и хаотическим их распределением – изотропной.

Для хаотического распределения трещин формула (2.25) в упрощенном виде без существенной погрешности может быть записана следующим образом:

$$\frac{1}{\rho_{\text{тр}}} \approx \frac{k_{\text{п.тр}}}{A\rho_{\text{ж}}} + \frac{1}{\rho_{\text{м}}} . \quad (2.26)$$

§ 3. Принципы измерения УЭС в скважине

Для определения электрического сопротивления горных пород применяется четырехэлектродная установка, электроды которой обозначаются буквами А, М, N, В. Через электроды А, В, называемые токовыми, в скважину и окружающие породы вводится ток I, создающий электрическое поле.

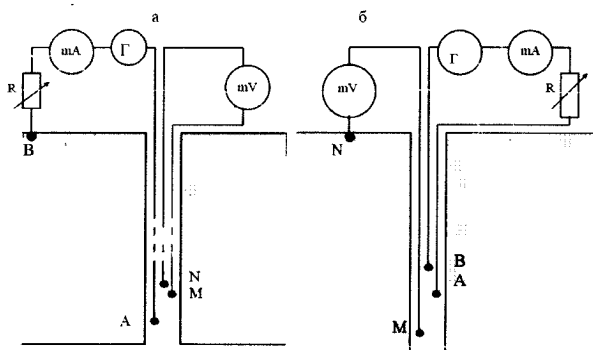


Рис. 2.9. Принципиальная схема измерения удельного сопротивления пород:
 а – однополюсный зонд; б – двухполюсный зонд; Г – источник тока; R – переменный резистор для регулирования силы тока; mA – прибор для измерения силы тока; mV – прибор для измерения разности потенциалов в цепи измерительных электродов М и N



При помощи двух других электродов М и N, называемых измерительными, измеряют разность потенциалов этого электрического поля между двумя точками в скважине. Электроды А, М, N или А, В, М составляют **обычный каротажный зонд**, который спускается на кабеле в скважину.

Четвертый электрод (В при зонде AMN или N при зонде MAB) находится на поверхности земли, вблизи устья скважины. Зонд с одним токовым электродом называется однополюсным, с двумя – двухполюсным. Размеры электродов обычных каротажных зондов достаточно малы по сравнению с расстоянием между ними и с диаметром скважины, поэтому их можно считать точечными. Разность потенциалов ΔU , измеряемая между электродами М и N, пропорциональна току I и сопротивлению той среды, где находится зонд. Чтобы установить характер этой зависимости, рассмотрим электрическое поле, возникающее в однородной изотропной среде с удельным сопротивлением ρ_n при пропускании через точечный электрод А тока I. Пусть второй полюс источника тока В расположен в бесконечности, что соответствует схеме однополюсного зонда. Вычислим разность потенциалов ΔU между точками М и N изучаемого пространства.

Опишем вокруг точки А сферу произвольного радиуса r, тогда по законам физики плотность тока $J = \frac{I}{4\pi r^2}$, а напряженность поля в любой точке сферы $E = J\rho_n = -\frac{du}{dr}$. Потенциал в точке М:

$$U_{AM} = \int_{AM}^{\infty} dU = \int_{AM}^{\infty} \frac{I}{4\pi r^2} \rho_n dr = \frac{I\rho_n}{4\pi} \left(-\frac{1}{r} \right) \Big|_{AM}^{\infty} = \frac{I\rho_n}{4\pi AM}.$$

$$\text{Аналогично потенциал в точке N: } U_{AN} = \frac{I\rho_n}{4\pi AN}.$$

Разность потенциалов между точками М и N:

$$\Delta U = U_{AM} - U_{AN} = \frac{I\rho_n}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{I\rho_n}{4\pi} \frac{AN - AM}{AM \cdot AN} = \frac{I\rho_n}{4\pi} \cdot \frac{MN}{AM \cdot AN}.$$

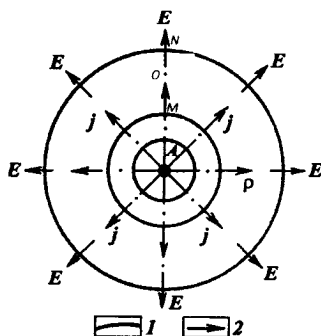


Рис. 2.10. Поле точечного источника постоянного электрического тока в однородной изотропной среде; 1 – линия равных потенциалов, 2 – токовые линии

Отсюда удельное сопротивление среды

$$\rho_n = 4\pi \cdot \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = k \cdot \frac{\Delta U}{I},$$

где k – коэффициент зонда, зависящий только от расстояний между его электродами $k = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}$.

Для двухполюсного зонда МАВ (рис. 2.9, б) потенциал в точке М получается как алгебраическая сумма потенциалов полей отдельных источников:

$$U_M = U_{AM} - U_{BM} = \frac{I\rho_n}{4\pi} \cdot \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{I\rho_n}{4\pi} \cdot \frac{AN - AM}{AM \cdot AN} = \frac{I\rho_n}{4\pi} \cdot \frac{MN}{AM \cdot AN}.$$

Здесь знак минус соответствует разному направлению тока через электроды А и В. Так как электрод В находится на поверхности земли и его потенциал $U_N = 0$, то эта величина равна измеряемой разности потенциалов ΔU . Тогда $\rho_n = 4\pi \frac{AM \cdot BM}{AB} \cdot \frac{\Delta U}{I}$. Сравнивая выражения для ρ_n , видим, что при сохранении расстояний между электродами зонда и взаимной замене их назначения величина коэффициента зонда не изменится. Таким образом, применяемая в обычном каротаже сопротивле-



ния четырехэлектродная установка обладает свойством взаимозаменяемости токовых и измерительных электродов. С точки зрения получаемых результатов однополюсный трехэлектродный зонд не отличается от двухполюсного. Схема двухполюсного зонда удобна для совместной регистрации кривых КС и естественных потенциалов, однако по сравнению со схемой однополюсного зонда она менее помехоустойчива. Поэтому предпочтение отдают схеме с однополюсным зондом.

Среда, в которой производятся измерения каротажными зондами, неоднородна. Поэтому направление токовых линий существенно отличается от соответствующих в однородной среде. Однако и в этом случае пользуются формулами, полученными для однородной среды, определяя по ним некоторую осредненную величину, называемую кажущимся удельным электрическим сопротивлением пород: $\rho_k = k \cdot \frac{\Delta U}{I}$.

Результаты измерения КС представляются в виде кривой изменения ρ_k с глубиной. Чтобы получить кривую КС, необходимо, поддерживая постоянную силу тока I , протекающего через электроды А и В, зафиксировать изменение разности потенциалов между электродами М и N при перемещении зонда по стволу скважины.

§ 4. Типы зондов КС

Условимся называть электроды зонда парными, если они включены в одну и ту же цепь – токовую или измерительную, а электрод, включаемый в одну цепь с электродом, находящимся на поверхности, – непарным. В зависимости от расстояний между парными и непарными электродами различают два типа обычных зондов (рис. 2.11).

Потенциал-зонд – это зонд с раздвинутыми парными электродами. Если один из парных электродов удален на очень большое рассто-

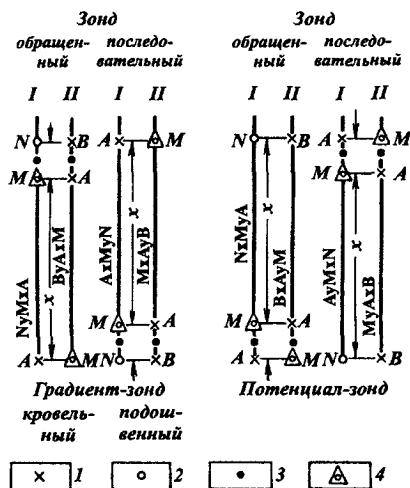


Рис. 2.11. Обычные зонды электрического каротажа.
 I – однополюсный, II – двухполюсный;
 электроды: 1 – токовые (А, В), 2 – измерительные (М, N);
 3 – точка записи ПЗ, 4 – точка записи ПС.

яние, получается идеальный потенциал-зонд. В этом случае $U_N = 0$ и $\Delta U = U_M - U_N = U_M$, $AN \approx AM \rightarrow \infty$ и по формуле $\rho_k = 4\pi \cdot \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I}$; $\frac{AM}{MN} \rightarrow 1$ получим $\rho_k = 4\pi \cdot AM \cdot \frac{\Delta U}{I}$, т. е. величина КС оказывается пропорциональной потенциалу электрического поля в точке М.

Градент-зонд – это зонд со сближенными парными электродами. Если расстояние между парными электродами уменьшить до бесконечно малой величины, получится идеальный градиент-зонд. При этом $AM \approx AN$ и $\rho_k = 4\pi \cdot \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = 4\pi \cdot \frac{AM^2}{I} \cdot \frac{U}{MN}$. При $MN \rightarrow 0$ отношение $\frac{\Delta U}{MN} \rightarrow \frac{dU}{dr} = \text{grad}U_M$, следовательно, $\rho_k = 4\pi \cdot AM^2 \cdot \frac{\text{grad}U_M}{I}$, т. е. измеренное сопротивление пропорционально градиенту электрического поля в точке М.



Однотипные трехэлектродные зонды отличаются друг от друга своей длиной L . Длиной потенциал-зонда называют расстояние между сближенными непарными электродами: $L = AM$, а длиной градиент-зонда – расстояние от непарного электрода до середины между парными электродами: $L = AO$. От длины зонда зависит радиус его исследования и форма кривых КС.

Различают также последовательные и обращенные зонды. Последовательными называют зонды, у которых парные электроды находятся внизу, обращенными – зонды, у которых парные электроды расположены выше непарного. Последовательный градиент-зонд называют также подошвенным, а обращенный – кровельным. Точкой записи зонда является точка, находящаяся посередине между сближенными электродами. К этой точке относят измеренные значения кажущегося сопротивления. Зонд обозначается перечислением его электродов сверху вниз, между ними проставляют межэлектродные расстояния в метрах. Например, $M2AO,5B$ – двухполюсный градиент-зонд, подошвенный, длиной 2,25 м, $B7,5AO,75M$ – двухполюсный обращенный потенциал-зонд длиной 0,75 м.

Стандартный зонд

Величина ρ_k , измеряемая при каротаже сопротивления, зависит не только от свойств горных пород, составляющих разрез скважины, но также от типа и размера применяемых зондов. Чтобы иметь сопоставимые данные, независимые от геометрии зондов, во всех скважинах одного и того же района проводят исследования зондом одного размера и типа, который называется стандартным. Стандартный зонд выбирают таким образом, чтобы кривые КС позволяли выделять возможно большее количество пластов, достаточно четко отбивать их границы и получать

правильное представление об удельном сопротивлении ρ_n . Так как разрез скважины обычно включает пласты разной мощности, часть из которых имеет зону проникновения, перечисленные требования являются противоречивыми. Для выделения и отбивки границ пластов целесообразно применять зонды малой длины, в то время как оценку ρ_n лучше всего проводить по данным измерений зондами средней или большой длины. Поэтому в ряде районов в качестве стандартных выбирают два зонда, из которых один (обычно короткий потенциал-зонд) используют для выделения пластов и отбивки их границ, а другой (обычно градиент-зонд достаточно большой длины) – для оценки ρ_n . В районах, разрез которых представлен в основном песчано-глинистыми отложениями, стандартным чаще всего является подошвенный градиент-зонд длиной около 2,5 м. В районах, разрез которых сложен карбонатными породами, в качестве стандартного обычно используют потенциал-зонд длиной около 0,5 м. Например, в Урало-Поволжье разрез карбонатный, используют зонды В7.5А0.75М и М4А0.5В, причем второй зонд – лишь в скважинах старого фонда, а в Западной Сибири разрез терригенный, используют зонд М2А0.5В.

§ 5. Диаграммы КС для одиночного пласта

Форма кривой кажущегося сопротивления (КС) для одиночных однородных пластов зависит от типа и размера L применяемого зонда и соотношения мощности пласта h и размера зонда.

Пласт высокого сопротивления, $\rho_n > \rho_k$

В случае горизонтального пласта высокого сопротивления на кривой обращенного (кровельного) градиент-зонда против мощного однородного пласта (мощность пласта больше размера зонда) высокого

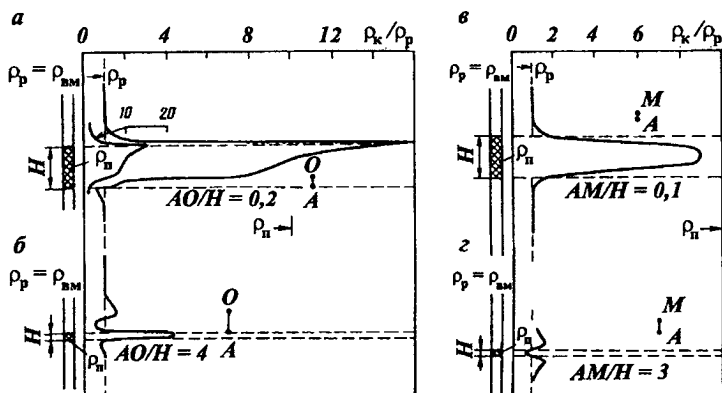


Рис. 2.12. Примеры определения границ однородных пластов высокого удельного сопротивления по кривым кажущегося сопротивления (по С.Г. Комарову). Кривые обращенного градиент-зонда: *а* – мощный пласт ($h = 5 \text{ AO}$); *б* – тонкий пласт ($h = 0,25 \text{ AO}$). Кривые потенциал-зонда: *в* – мощный пласт ($h = 10 \text{ AM}$); *г* – тонкий пласт ($h = 0,3 \text{ AM}$)

сопротивления наблюдается асимметричный максимум (рис. 2.12, *а*). Кровля пласта отмечается по максимуму кривой, подошва пласта – по минимуму. Тонкий пласт высокого сопротивления отмечается на кривой кровельного градиент зонда максимумом (рис. 2.12, *в*). Над пластом на расстоянии, равном размеру зонда, находится экраннй максимум, между ним и основной аномалией – зона экранного минимума. Границы пласта находятся приблизительно по подъему и спаду кривой у основания аномалии.

Кривые, полученные последовательным (подошвенным) градиент-зондом, являются зеркальным отображением кривых кровельного зонда относительно горизонтальной плоскости, проходящей через середину пласта. Правила определения границ тонкого пласта на кривых подошвенного градиент-зонда подобны таковым для обращенного зонда, однако экраннй максимум и минимум располагаются под пластом.

При $L < h$ кривая КС образует минимум в кровле пласта. Против пласта кривая КС возрастает от кровли к подошве. Ширина пика кри-

вой КС меньше h на величину L . Участок длиной L в кровле пласта со сравнительно заниженным сопротивлением называют зоной экранирования. В подошве пласта кривая КС достигает максимума, превышающего ρ_n . Кровля пласта высокого сопротивления отбивается по минимуму, а подошва – по максимуму на кривой КС.

При $L = h$ зона экранирования занимает основную часть кривой КС против пласта, только у его подошвы наблюдается узкий пик с $\rho_k < \rho_n$.

При $L > h$ против пласта наблюдается почти симметричный максимум. В этом случае границы пласта отбиваются в точках кривой, отстоящих от основания пики на $2/3$ высоты.

Потенциал-зонд в одиночных пластах позволяет получить кривые кажущегося сопротивления, симметричные относительно горизонтальной плоскости, проходящей через середину пласта. Кривые КС, полученные последовательным и обращенным потенциал-зондами, по форме не различаются, если расстояние между электродами одного назначения M и N или A и B зонда больше мощности пласта. Мощный пласт высокого удельного сопротивления выражается на кривых потенциал-зондов симметричными аномалиями высокого кажущегося сопротивления (рис. 2.12, в, г).

При $L < h$ пласт на кривой КС отмечается максимумом, симметричным относительно середины пласта. Границы пласта отбивают на расстоянии $L/2$ от точек кривой с наибольшей крутизной наружу пласта.

При $L > h$ пласт отмечается на кривой КС небольшим минимумом. Вне пласта на расстоянии $L/2$ от его границ образуются пологие максимумы.

Пласт низкого сопротивления, $\rho_n < \rho_{вм}$

Горизонтальному пласту низкого удельного сопротивления и большой мощности соответствует при измерении кажущегося сопротивления обращенным градиент-зондом асимметричный минимум. Подо-

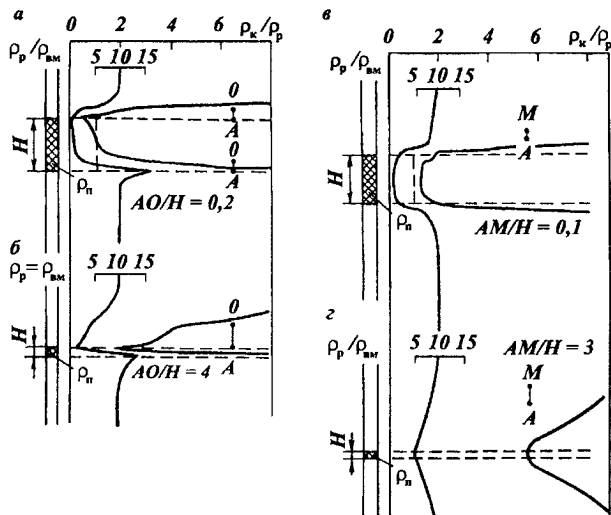


Рис. 2.13. Примеры определения границ однородных пластов низкого удельного сопротивления с помощью кривых кажущегося сопротивления (по С.Г. Комарову). Кривые обращенного градиент-зонда: *а* – в мощном пласте ($h = 5 \text{ AO}$); *б* – в тонком пласте ($h = 0,25 \text{ AO}$); кривые потенциал-зонда: *в* – в мощном пласте ($h = 10 \text{ AM}$); *г* – в тонком пласте ($h = 0,3 \text{ AM}$)

шву пласта находят по максимальному значению кажущегося сопротивления, кровлю – по минимальному.

Границы тонкого пласта низкого сопротивления определяют аналогичным образом – по максимуму (подошва) и минимуму (кровля) кривой кажущегося сопротивления (рис. 2.13).

Кривые кажущегося сопротивления для последовательного градиент-зонда можно получить путем зеркального отображения кривых для обращенного градиент-зонда. В соответствии с этим изменяются и правила определения границ пластов.

Кривые потенциал-зонда в мощном пласте низкого удельного сопротивления представляют собой симметричный минимум. Границы пласта находят по точкам перехода от крутого спада кривой к ее плав-

ному понижению, учитывая, что эти точки находятся вне пласта на расстоянии $1/2 AM$ от его кровли и подошвы.

Против тонкого пласта низкого удельного сопротивления при измерениях кажущегося сопротивления в скважинах потенциал-зондом наблюдается расплывчатый минимум. Точное определение границ пласта в этом случае затруднено.

Экранирование

Два пласта высокого сопротивления, расположенные недалеко друг от друга, оказывают взаимное влияние на форму кривой КС, полученной градиент-зондом. Оно выражается в изменении значений ρ_k против этих пластов по сравнению со значениями, наблюдаемыми против таких же одиночных пластов. Если соседний пласт высокого сопротивления расположен со стороны парных электродов градиент-зонда, он не оказывает существенного влияния на величину ρ_k против исследуемого пласта. Если же соседний пласт высокого сопротивления расположен со стороны непарного электрода градиент-зонда, его влияние

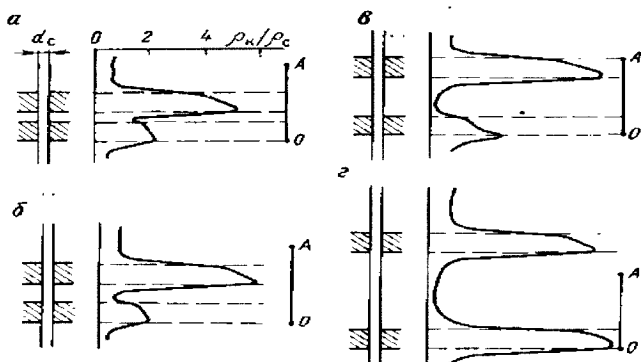


Рис. 2.14. Кривые КС для двух пластов высокого сопротивления, мощность которых меньше длины зонда: а, б и в – занижающее экранирование; г – завышающее экранирование. $\rho_n = 100 \rho_c$; $\rho_{вн} = 0,5 \rho_c$; $AO = 8 d_e$



может быть значительным. При этом ρ_k против исследуемого пласта получается завышенным, если расстояние между серединами пластов больше L , и заниженным, если это расстояние меньше L .

На рис. 2.14 показаны кривые КС против двух пластов высокого сопротивления, полученные подошвенным градиент-зондом. Видно, что величина ρ_k против верхнего пласта почти не меняется, когда нижний пласт экранирующий. Если же соседний экранирующий пласт высокого сопротивления расположен со стороны непарного электрода градиент-зонда, его влияние на показания зонда против исследуемого пласта может быть очень большим.

Экранирование является существенным ограничением, которое сильно снижает эффективность БКЗ при изучении разрезов, представленных чередованием пластов малой и средней мощности с наличием экранирующих пластов высокого сопротивления. При измерении потенциал-зондом соседние высокоомные пласты не оказывают влияния на показания против изучаемого пласта.

§ 6. Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Определение ρ_n по кривым КС стандартного зонда возможно только в отдельных благоприятных случаях. В общем случае ρ_k зависит от целого ряда величин, характеризующих среду, окружающую зонд: от размеров и сопротивлений зоны проникновения, УЭС вмещающих пород, мощности пласта, сопротивления бурового раствора и т. д. Чтобы исключить влияние этих факторов, проводят измерения КС пластов набором однотипных зондов разных длин. Принципиальная возможность определения ρ_n и ρ_{zn} по данным измерений зондами различной длины основана на том, что эти зонды имеют различную глубину исследования. При малых размерах зонда ($L \ll d_c$) измеряемое кажущееся со-

противление определяется главным образом сопротивлением бурового раствора ρ_c ; при увеличении размера зонда на величину ρ_k все больше влияют сопротивления ρ_n и ρ_{zn} , а при значительном превышении размера зонда над диаметром скважины ($L \gg d_c$) и глубиной проникновения фильтрата бурового раствора ($L > D_{zn}$) величина ρ_k приближается к истинному значению.

Боковое электрическое зондирование может быть осуществлено как потенциал-, так и градиент-зондами. В промыслово-геофизической практике применяют главным образом градиент-зондирование, поскольку потенциал-зондами выделить тонкие пласты высокого сопротивления невозможно. Для исследования разрезов нефтяных и газовых скважин наиболее часто применяется следующий набор последовательных градиент-зондов: А0.4М0.1N, А1М0.1N, А2М0.5N, А4М0.5N, А8М1N. Для уточнения отбивки границ отдельных пластов и учета явлений экранирования комплект подошвенных градиент-зондов дополняют одним кровельным зондом, обычно N0.5М4А или N0.5М2А. Совместно с БКЗ обязательно проводят измерения величин d_c и ρ_c в пределах исследуемого интервала скважины.

Основная цель такого зондирования – получение кривой изменения кажущегося сопротивления как функции от размера зонда: $\rho_k = f(AO)$. Эта кривая, называемая фактической кривой зондирования, сравнивается с расчетными кривыми, собранными в палетки. В итоге такого сравнения устанавливается совпадение фактической и одной из палеточных кривых, при этом параметры модели, для которой рассчитана палеточная кривая, принимаются в качестве результата интерпретации. При сопоставлении интерпретационного бланка с палеткой используют две характерные точки: крест скважины с координатами $\rho_k = \rho_c$ и $AO = d_c$ и для пластов ограниченной мощности крест пласта (или точку учета мощности ТУМ) с координатами $\rho_k = \rho_{\text{вм}}$, $AO = h$ (рис. 2.15).



Основные виды палеток, употребляющихся при интерпретации, следующие:

Двухслойные палетки, которые рассчитаны для одной цилиндрической границы раздела (рис. 2.16, а), моделирующей скважину и пласт бесконечной мощности. Они представляют собой семейство кривых $\rho_k / \rho_c = f(AO / d_c)$. Каждая кривая рассчитана для определенного значения $\mu = \rho_n / \rho_c$, которое называется ее модулем. Двухслойные палетки обозначаются БКЗ-1.

Трехслойные палетки, которые рассчитаны для двух цилиндрических границ раздела (рис. 2.16, б), моделирующих скважину, зону про-

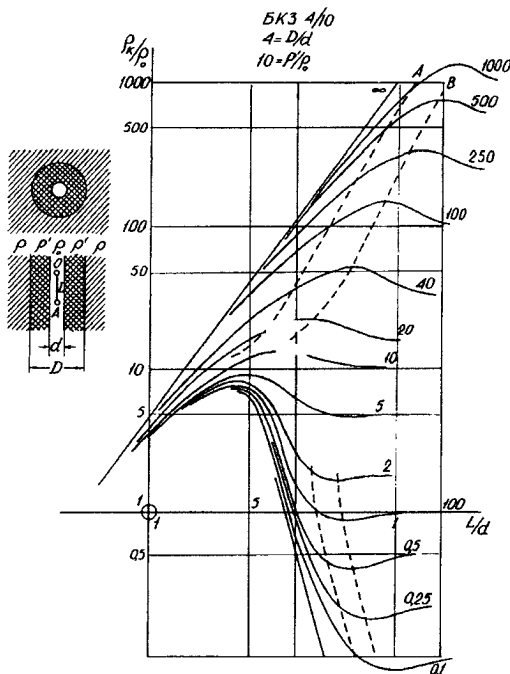


Рис. 2.15. Трехслойная палетка Альпина. Градиент-зонд. Лист БКЗ 4/10.
Шифр кривых ρ/ρ_0

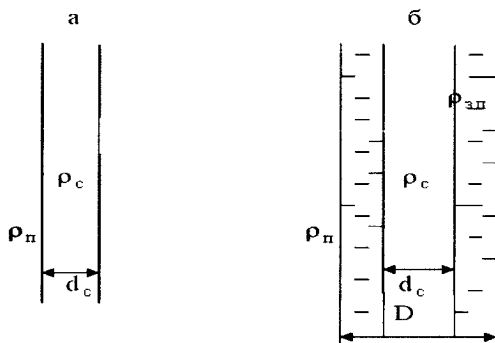


Рис. 2.16. Модели сред: а – двухслойная модель; б – трехслойная модель

никновения и пласт бесконечно большой мощности. На каждой палетке также представлено семейство кривых $\rho_k / \rho_c = f(AO/d_c)$, модулем каждой кривой является отношение ρ_n / ρ_c , параметрами каждой палетки – $\rho_{зп} / \rho_c$ и D / d_c . Численные значения параметров палетки проставляются дробью после названия «палетка БКЗ», причем числитель равен отношению $\rho_{зп} / \rho_c$. Например, палетка БКЗ-2/5 содержит трехслойные кривые, соответствующие зоне проникновения диаметром $D = 2d_c$ с удельным сопротивлением $\rho_{зп} = 5 \rho_c$.

Палетки для пластов конечной мощности, которые рассчитаны для условий совместного влияния скважины и пласта ограниченной мощности (рис. 2.17) без зоны проникновения. Они называются палетками ЭКЗ (или МКЗ – максимальных кривых зондирования). Модулем каждой кривой палетки является отношение ρ_n / ρ_c , параметрами палетки – $\rho_{вм} / \rho_c$ и h/d_c . Каждая палетка имеет шифр, состоящий из двух чисел. Первое из них – значение

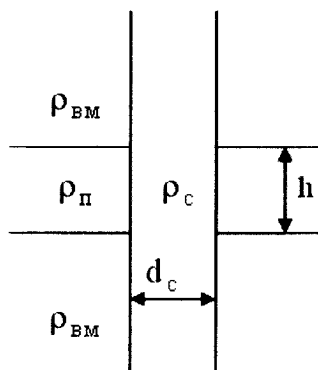


Рис. 2.17. Модель двухслойной среды для пласта конечной мощности



параметра h/d_c , а второе – $\rho_{\text{вм}} / \rho_c$. Например: палетка МКЗ-16-10 содержит максимальные кривые для пластов мощностью $16d_c$, залегающих во вмещающей среде с сопротивлением $10 \rho_c$.

Чтобы выбрать палетку, требуется установить тип кривой зондирования – двухслойная или трехслойная. Это делается путем сопоставления фактической кривой с двухслойной палеткой БКЗ-1а (или БКЗ-1б). Если фактическая кривая хорошо согласуется с одной из палеточных кривых, то она двухслойная. Если же фактическая кривая сечет палеточные, переходя от высоких к более низким модулям или наоборот, то она – трехслойная.

Кроме перечисленных палеток, используются и другие палетки: БКЗ-1 сводная – для интерпретации кривых БКЗ при понижающем проникновении, БКЗ-У и Эк-У – для интерпретации кривых БКЗ при повышающем проникновении. Число, проставляемое после названия «палетка БКЗ-У», равно модулю кривых БКЗ, собранных на данной палетке.

Погрешность определения по БКЗ в благоприятных случаях (мощный пласт низкого и среднего сопротивления) не превышает 10–20%. Зарубежными фирмами БКЗ не применяется.

§ 7. Физические основы методов сопротивления заземления (СЗ)

Методы сопротивления заземления основаны на изучении потенциала U_z заземления А, перемещаемого по скважине. Через электрод А пропускают ток I постоянной силы. Регистрируют изменение потенциала U_z электрода А относительно удаленного электрода N, который находится на поверхности или на броне кабеля. При этом токовый электрод А является одновременно и измерительным электродом М.

Кажущееся сопротивление подсчитывают по формуле $\rho_k = \kappa_3 \frac{U_3}{I}$.

Электрод А может быть выполнен в самой разнообразной форме: в виде шара, цилиндра, диска и т. д. Рассмотренный метод СЗ может быть использован только для решения качественных геологических задач, например, для отбивки границ пластов и определения их литологии, так как на величину кажущегося сопротивления значительное влияние оказывает скважина. Область его применения – неглубокие структурные и сейсморазведочные скважины.

Для уменьшения влияния скважины и обеспечения более тесной связи кажущегося сопротивления с истинным удельным сопротивлением пород были предложены зонды с дополнительными так называемыми экранными электродами. Экранные электроды соединены между собой, и через них пропускают ток в том же направлении, что и через основной электрод зонда. Роль экранных электродов заключается в том, чтобы препятствовать растеканию тока электрода А по скважине и направить его непосредственно в исследуемый пласт. Управление полем зонда с помощью экранных электродов называют фокусировкой тока, а метод сопротивления зазем-

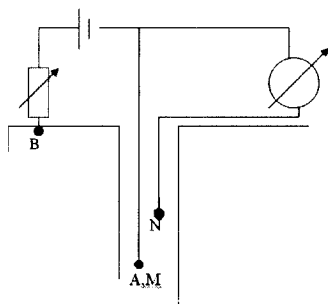


Рис. 2.18. Схема измерений СЗ

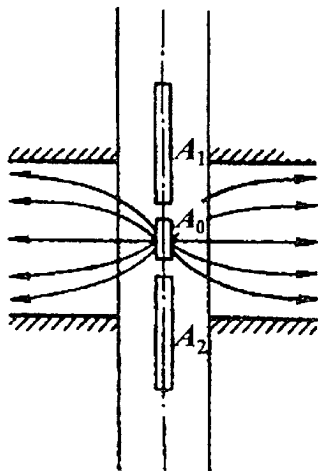


Рис. 2.19. Характер распределения токовых силовых линий в однородной среде для трехэлектродного зонда метода СЗ с автоматической фокусировкой тока



ления с экранированными зондами (СЭЗ) и фокусировкой тока – **боковым каротажем**.

Боковые каротажные зонды

Модификации метода СЭЗ с фокусировкой тока основаны на использовании трех-, семи- и девятиэлектродных зондов. Трехэлектродный зонд метода СЭЗ с фокусировкой тока представляет собой длинный проводящий цилиндр, разделенный изоляционными промежутками на три части: короткий центральный электрод A_0 и крайние, более длинные экранные электроды A_1 и A_2 . Ток регулируется с помощью автотоккомпенсатора так, чтобы разность потенциалов основного и экранного электродов была равна нулю. В этом случае ток из центрального электрода A_0 не растекается по скважине, а распространяется в слое, перпендикулярном к оси скважины. Толщина этого слоя приблизительно равна длине центрального электрода A_0 . Вследствие такой фокусировки тока влияние скважины и вмещающих пород сказывается на результатах измерений намного меньше, чем при обычных зондах КС. Коэффициент трехэлектродного зонда рассчитывают, представляя зонд в виде сильно удлинённого эллипсоида вращения и определяя поле этого эллипсоида в однородной среде. Как и для всех зондов КС, коэффициент зонда зависит от его размеров: $k_3 = \frac{2\pi L_0}{\ln 2L / d_3}$, где: L_0 – длина основного электрода A_0 , L – общий размер зонда, т. е. расстояние между внешними концами электродов A_1 и A_2 , d_3 – диаметр зонда. В отечественной аппаратуре трехэлектродного БК применяют зонд с параметрами: $L_0 = 0,18$ м, $L = 3,2$ м, $d_3 = 0,07$ м, коэффициент этого зонда $k_3 = 0,24$ м.

Многоэлектродные зонды состоят из основного токового A_0 , двух пар измерительных M_1N_1 и M_2N_2 и нескольких пар экранных электродов (рис. 2.20).

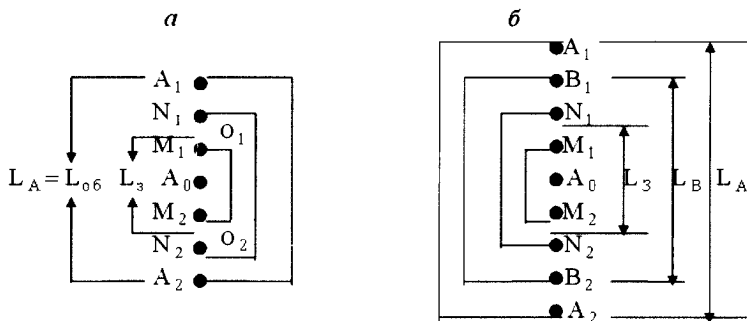


Рис. 2.20. Схемы семизлектродного (а) и девятиэлектродного (б) зондов бокового каротажа

Одноименные электроды расположены симметрично по обе стороны основного электрода A_0 и попарно соединены друг с другом. Сила тока через экранные электроды (А и В) автоматически регулируется так, чтобы напряжение U между электродами M_1 и N_1 (или между M_2 и N_2 , что одно и то же) было равно нулю, тогда и сила тока на участках $M_1 N_1$ и $M_2 N_2$ также равна нулю. Это равносильно тому, что среда толщиной MN выше и ниже электрода A_0 заменена изолятором, препятствующим растеканию тока по скважине. Благодаря такой фокусировке ток из электрода A_0 распространяется в пласт почти горизонтально. При регистрации кривой КС измеряется потенциал одного из измерительных электродов относительно удаленного электрода N . Ток I_0 основного электрода A_0 в процессе записи кривой сохраняется постоянным.

Коэффициент зонда определяется путем моделирования. Характерными размерами многоэлектродного зонда являются: 1) длина зонда, или расстояние $O_1 O_2$ между серединами интервалов $M_1 N_1$ и $M_2 N_2$; 2) расстояние между экранными электродами $L_A = A_1 A_2$, $L_B = B_1 B_2$; 3) параметр фокусировки $q = \frac{L_{O6} - L}{L}$. Многоэлектродные зонды обозначаются так: $L_A 3q4$ – размещение электродов $A_0, 0,2M_1, 0,2N_1, 1,1A_1$; $L_B 1L_A 0,6q1$ – размещение электродов $A_0, 0,1M_1, 0,1N_1, 1,1A_1, 0,2B_1$.



Две пары экранированных электродов девятиэлектродного зонда позволяют изменять его свойства. Когда полярность тока, пропускаемого через все пять токовых электродов, одинакова, зонд используют для изучения незатронутой проникновением части пласта. Для изучения зоны проникновения полярность тока, пропускаемого через внешние экранированные электроды, меняют на обратную. Зонд с такой системой фокусировки называется **псевдобокковым**.

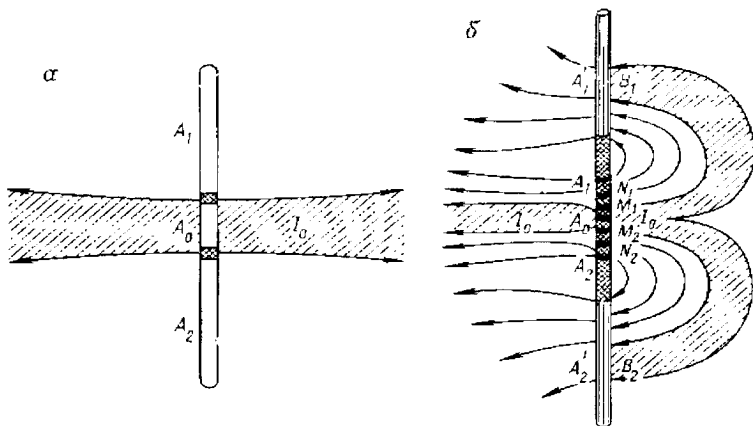


Рис. 2.21. Схема распределения токовых линий зондов бокового каротажа в однородной среде: *а* – для трехэлектродного зонда; *б* – для девятиэлектродного зонда

Видно, что даже в однородной среде конфигурация токового слоя основного электрода зависит от числа электродов зонда, их формы и расстояний между ними. В неоднородной среде толщина и направление токового слоя основного электрода еще более сложные из-за преломления токовых линий на цилиндрических границах раздела между скважиной, ЗП и неизменной частью пласта, а также из-за искривления их на границе раздела между пластом и вмещающими породами.

Зависимость отношения ρ_k / ρ_c от ρ_n и d_c для трехэлектродного БК показана на рис. 2.22.

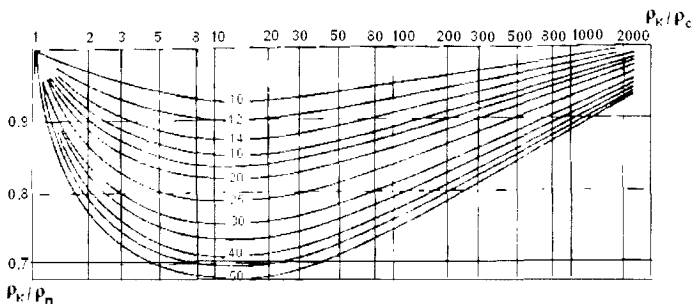


Рис. 2.22. Зависимость ρ_k / ρ_n от ρ_k / ρ_c для трехэлектродного зонда бокового каротажа (шифр кривой – d_c)

§ 8. Кривые кажущегося сопротивления бокового каротажа

Кривые ρ_k , записанные всеми фокусированными зондами метода СЭЗ против одиночных пластов высокого и низкого сопротивления при равенстве сопротивлений вмещающих пород, симметричны относительно середины пласта. По форме они напоминают кривые КС, полученные обычным потенциал-зондом. В случае значительной мощности пластов на кривой КС против середины пласта отмечается пологий минимум. Границы пластов высокого сопротивления на кривых КС, полученных трехэлектродным зондом, определяют по началу резкого подъема КС. В случае многоэлектродных зондов находят точки с наибольшим градиентом, которые располагаются примерно на половине высоты пика. Границы пластов отбивают на расстоянии, равном половине длины зонда выше и ниже этих точек.

Метод СЭЗ с автоматической фокусировкой тока предназначен для изучения высокоомных разрезов скважин, заполненных соленой промысловой жидкостью ($\rho_c < 0,1\text{--}0,5$ Омм). Удовлетворительные результаты получают при исследовании фокусированными зондами СЭЗ карбонатных разрезов, для которых отмечаются высокие значения ρ_n / ρ_c .

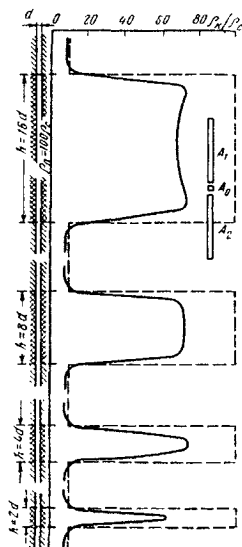


Рис. 2.23. Кривые кажущегося (эффективного) сопротивления против пластов ограниченной мощности, полученные на модели с трехэлектродными зондами

§ 9. Исследования микроустановками

Микроустановки применяются для изучения электрического сопротивления пород в промытой зоне, а также сопротивления промывочной жидкости. Наибольшее значение имеют микрозонды, которые подразделяются на обычные градиент- и потенциал-зонды малых размеров и зонды с фокусировкой тока.

Микрозонды

Микрозонд представляет собой зонд небольшого размера, электроды которого расположены на внешней стороне башмака из изоляционного материала. Внешней стороной башмак прижимается к стенке

скважины с помощью специального устройства и тем самым экранирует электроды от влияния бурового раствора, чем снижается влияние скважины на результаты измерений. В обычных микрозондах на башмаке установлены три точечных электрода на расстоянии два с половиной сантиметра друг от друга. Они образуют два зонда: градиент-микрозонд А0,025М0,025N и потенциал-микрозонд А0,05М, у которого электродом N служит корпус прибора.

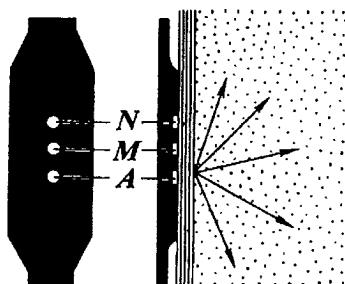


Рис. 2.24. Схема расположения электродов обычного микрозонда и распределение токовых линий в промытой зоне пласта

Кажущееся сопротивление для микрозондов определяется по обычной формуле: $\rho_k = K_M \cdot \frac{\Delta U}{I}$. Однако коэффициенты микрозондов не могут быть подсчитаны, как для обычных зондов, так как размеры электродов сравнимы с расстоянием между ними. Эти коэффициенты определяют по результатам измерений в баке, заполненном раствором NaCl с известным удельным сопротивлением. Коэффициент градиент-микрозонда равен 0,34, а потенциал-зонда – 0,5.

При измерениях между электродами зонда и породой находится промежуточный слой, представленный глинистой коркой или пленкой промывочной жидкости. Он оказывает значительное влияние на показания обычных микрозондов. При микробоковом каротаже применяют микрозонды с фокусировкой тока, благодаря чему влияние промежу-

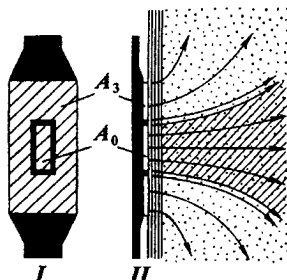


Рис. 2.25. Двухэлектродный боковой микрозонд и распределение токовых линий в промытой зоне пласта.

I – вид микрозонда спереди, II – вид микрозонда сбоку

точного слоя уменьшается. Практическое применение получил двухэлектродный боковой микрозонд (рис. 2.25). Он состоит из основного A_0 и окружающего его экранного A_3 электродов. Электроды разделены изоляционным промежутком шириной 5 мм. Коэффициент этого микрозонда примерно 0,015м.

Малые размеры микрозондов позволяют определять границы пластов разного сопротивления с точностью до 5–10 см по резким изменениям кривых КС. Наибольшую информацию о разрезе получают при

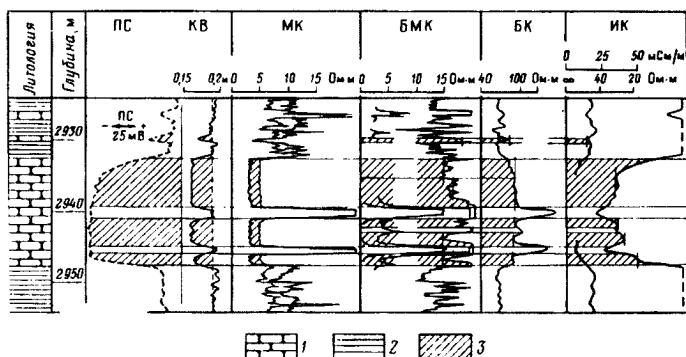


Рис. 2.26. Пример использования кривых микрозондов в комплексе с другими диаграммами: 1 – песчаник; 2 – аргиллит; 3 – проницаемый пласт

совместной интерпретации кривых микроградиент- и макропотенциал-зонда. Поскольку радиус исследования микроградиент-зонда меньше, чем микропотенциал-зонда, то на его показания оказывает большое влияние глинистая корка.

Если минерализация пластовой воды выше, чем бурового раствора, то против проницаемого пласта наблюдается так называемое положительное приращение микрозондов $\Delta\rho_k = \rho_{k\text{мпз}} - \rho_{k\text{мгз}} > 0$. Непроницаемые глинистые пласты отличаются близкими значениями $\rho_{k\text{мпз}}$ и $\rho_{k\text{мгз}}$. Непроницаемые плотные породы выделяются сильно изрезанными кривыми КС, а значения составляют $(10-30) \rho_c$. Обычно ρ_k микрозондов против коллекторов колеблется от 1,5 до 4,0 ρ_c , кривые сравнительно гладкие за счет глинистой корки.

Резистивиметры

Измерения ρ_c по стволу скважины называют резистивиметрией, а прибор, с помощью которого она производится, – скважинным резистивиметром. Он представляет собой трех- или четырехэлектродный зонд небольшого размера, помещенный в специальный корпус, который позволяет исключить влияние горных пород или обсадной колонны на величину измеряемого сопротивления жидкости.

Обычно применяют резистивиметры с градиент-зондами, поскольку на его показания меньше влияет окружающая среда ввиду меньшего радиуса исследования по сравнению с потенциал-зондом.

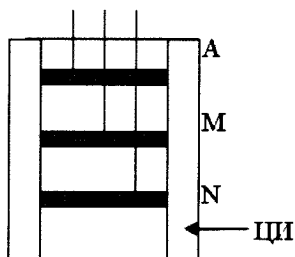


Рис. 2.27. Схема резистивиметра: ЦИ – цилиндрический изолятор

Коэффициент резистивиметра получают экспериментально в баке, заполненном раствором NaCl с известным удельным сопротивлением.



Данные резистивиметрии необходимы при интерпретации БКЗ, микрозондирования, для определения минерализации вод и т. п. Резистивиметрия применяется для установления мест притоков подземных вод, интервалов поглощения промывочной жидкости, определения мест нарушения обсадных колонн и типа флюида в действующих скважинах.

§ 10. Физические основы индукционного каротажа

Индукционный каротаж (ИК) предназначен для изучения удельной электропроводности горных пород, пересеченных скважиной. Он основан на измерении напряженности переменного магнитного поля вихревых токов, возбужденных в породах полем опущенного в скважину источника.

Индукционный метод принципиально отличается от других методов электрического каротажа прежде всего тем, что не требует непосредственного контакта зондовой установки с окружающей средой. Если в методах КС и СЭЗ электрический ток распространяется в горные породы от питающих электродов через слои проводящей жидкости, то в индукционном методе электроды как таковые вообще не используются. Поэтому индукционный каротаж позволяет изучать разрезы скважин, заполненных нефтью или жидкостью, плохо проводящей электрический ток. Другой особенностью индукционного метода является характер распределения токовых линий. В однородной среде они представляют собой окружности с центром на оси скважины.

Простейший зонд ИК состоит из двух катушек – генераторной (ГК) и приемной (ПК), расположенных на общей оси, совпадающей с осью скважины (рис. 2.28). Расстояние между катушками L называется длиной зонда.

Генераторная катушка зонда питается стабилизированным по частоте и амплитуде током, частота которого выбирается в пределах 20–60 кГц. Приемная катушка зонда через усилитель и фазочувствительный элемент подключается к регистрирующему прибору, расположенному на поверхности.

Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает первичное магнитное поле, которое возбуждает в окружающих горных породах вихревые токи.

Эти токи, в свою очередь, создают вторичное магнитное поле той же частоты, что и первичное. Первичное и вторичное переменные поля индуцируют ЭДС в приемной катушке. ЭДС, индуцированная прямым полем, компенсируется специальными устройствами. ЭДС, индуцированная вторичным полем, передается по кабелю на поверхность и регистрируется. Расчеты показывают, что величина измеряемого при индукционном каротаже сигнала прямо пропорциональна удельной электропроводности среды:

$$\sigma_n = \frac{1}{\rho_n} = \frac{E_B}{K_n},$$

где: σ_n – удельная электропроводность пласта в См/м; E_B – регистрируемая ЭДС, В; K_n – коэффициент зонда, зависящий только от его параметров: $K_n = \frac{16\pi^3 f^2 I_0 S_r S_n n_r n_n}{L}$, где: f и I_0 – соответственно частота и амплитуда тока, протекающего по генераторной катушке; S_r и S_n – площади витков генераторной и приемной катушек; n_r и n_n – чис-

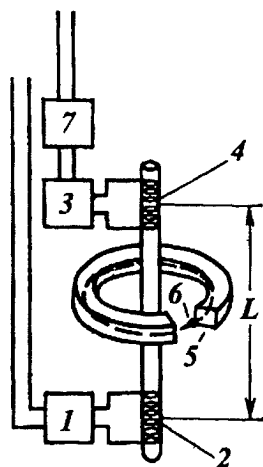


Рис. 2.28. Схема зонда ИК:

1 – генератор; 2 – катушка генераторная; 3 – усилитель; 4 – катушка измерительная; 5 – кольцевая зона пласта; 6 – токовая линия; 7 – аналого-цифровой преобразователь



ла витков катушек; L – длина зонда. Эта формула, полученная для однородной среды, применяется и при измерении индукционным зондом в неоднородных средах. Измерив E_v , определяют $\sigma_k = \frac{1}{\rho_k} = \frac{E_v}{K_i}$. По аналогии с методом КС величину σ_k называют кажущейся удельной электропроводностью. Эта формула справедлива лишь в случае, когда взаимное влияние вихревых токов в горной породе (т. е. эффект распространения электромагнитных волн в проводящей среде) не учитывается. Взаимодействием вихревых токов можно пренебречь, когда частота питающего тока и проводимость среды невелики. В противном случае пропорциональность величин нарушается. Это явление называется скин-эффектом. На рис. 2.29 показана зависимость $\sigma_k = f(\rho_k)$ для зондов разных типов.

В результате индукционного каротажа получается кривая кажущейся электропроводности σ_k , записанная в линейном масштабе. Ей соответствует кривая, записанная в гиперболическом масштабе. Она отличается от кривой ρ_k в обычном линейном масштабе тем, что часть ее,

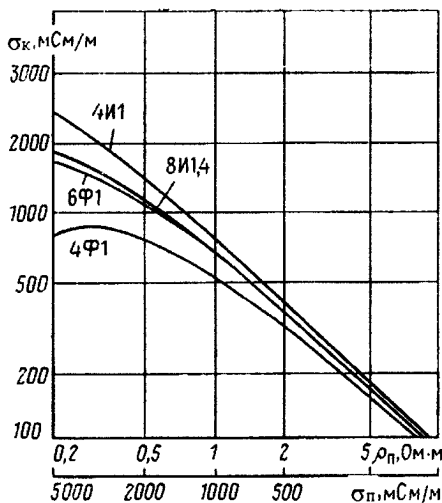


Рис. 2.29. Палетка для исправления показаний индукционных зондов за скин-эффект

соответствующая низким значениям ρ_k , сильно растянута, а часть, соответствующая высоким значениям, сжата. Таким образом, различие в показаниях против пластов низкого сопротивления подчеркнуто, а против пород высокого сопротивления сглажено.

На практике среда, окружающая зонд ИК, неоднородна, поэтому величины σ_n и σ_k различаются: на результаты измерений оказывают влияние вмещающие породы, соседние пласты, скважина и зона проникновения. Чем больше неоднородность среды, тем больше величина σ_k отличается от σ_n .

Характеристика зондов

Многокатушечный зонд представляет собой систему катушек, укрепленных на одном изоляционном стержне. Генераторная Г и приемная П катушки являются главными, остальные катушки называются компенсационными К и фокусирующими Ф. Компенсационные катушки служат для исключения в приемной катушке ЭДС прямого поля, индуцируемого генераторной катушкой. В зависимости от того, расположены ли

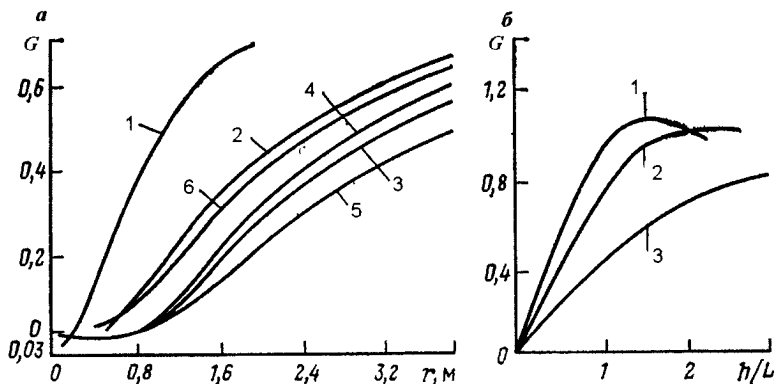


Рис. 2.30. Характеристики зондов индукционного каротажа без учета скин-эффекта: a – радиальные характеристики: 1 – двухкатушечный зонд, 2 – 6Ф1, 3 – 6ФФ40 и 6Э1, 4 – 4Ф1, 5 – 8И1, 4, 6 – 4И1; b – вертикальные характеристики: 1 – 6Ф1, 2 – 6ФФ40, 3 – двухкатушечный зонд с $L = 1$ м



фокусирующие катушки внутри или вне главного зонда, фокусировка считается внутренней или внешней. Основной задачей внешней фокусировки является снижение влияния вмещающих пород на показания зонда, а задачей внутренней фокусировки – снижение влияния скважины и зоны проникновения. Многие зонды ИК имеют одновременно внешнюю и внутреннюю фокусировки. Фокусирующее действие катушек достигается путем подбора числа витков и расположения отно-

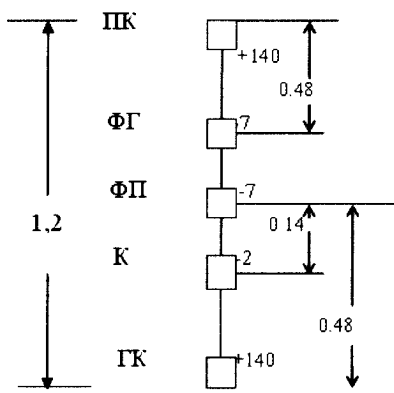


Рис. 2.31. Схема индукционного зонда 5Ф1,2: ГК – генераторная, ПК – измерительная, ФП – фокусирующая измерительная, ФГ – фокусирующая генераторная, К – компенсационная катушки

сительно главных катушек. Компенсационные и фокусирующие катушки включаются последовательно с главными, но их витки намотаны противоположно виткам генераторной и приемной катушек.

Для зонда с фокусирующими катушками сигнал равен алгебраической сумме сигналов всех возможных пар измерительных и генераторных катушек зонда. Соответственно с этим усложняется и выражение геометрического фактора для отдельных областей среды.

В общем случае неоднородной среды, состоящей из отдельных областей А, В, ..., N с удельными электропроводностями $\sigma_a, \sigma_b, \dots, \sigma_n, \sigma_k = \sigma_a G_a + \sigma_b G_b + \dots + \sigma_n G_n$, где $G_a, G_b, \dots, G_n$ – геометрические факторы отдельных областей, на которые разбито пространство, получаемые суммированием геометрических факторов элементарных колец, из которых состоит каждая область.

Зависимость геометрического фактора G бесконечного по длине ци-

линдра от его радиуса r называют радиальной характеристикой индукционного каротажного зонда. Зависимость геометрического фактора от мощности пласта h называют вертикальной характеристикой индукционного каротажного зонда.

В обозначениях зондов первая цифра соответствует числу всех катушек, буква означает, что зонд фокусирующий, последняя цифра отражает длину зонда. Например: 5Ф1,2 – пятикатушечный, фокусирующий, длиной 1,2 м. Индукционные зонды сравнительно небольших размеров (0,75–1,2 м) обладают значительным радиусом исследования, превышающим примерно в 4 раза радиус исследования обычных градиент-зондов КС такой же длины.

Форма кривых кажущейся проводимости

Кривые σ_k для всех зондов обычного индукционного метода против одиночных пластов в случае равенства электропроводностей вмещающих пород симметричны относительно пласта (рис. 2.32). Отбивка границ пласта на кривой производится в точках, соответствующих половине высоты аномалии. Кривые σ_k зондов ИК, как и кривые ρ_k зондов КС с большим радиусом исследования, недостаточно эффективны для отбивки границ пластов и расчленения разреза. Поэтому ИК обычно применяются в комплексе с другими методами каротажа, позволяющими успешно решить задачу расчленения разреза и выделения пластов.

При количественной интерпретации индукционный зонд применяют вместо БКЗ в качестве зонда с большим радиусом исследования. Его дополняют зондом КС с малым радиусом исследования ($AO = 0,5$ и 1 м или МБК) и средним ($AO = 2$ м или АБК-3). Для комплексной интерпретации построены трехзондовые палетки. Несмотря на разные зонды, участвующие в отдельных комплексах, и на различную форму построения комплексных палеток, порядок их использования при об-



работке данных электрического каротажа в общем одинаков и заключается в следующем: по данным зонда с малым радиусом исследования определяют $\rho_{\text{п}}$, выбирают комплексную палетку с шифром $\rho_{\text{п}}$, ближайшим к определенному значению, и с ее помощью по данным среднего и большого зондов определяют $\rho_{\text{п}}$ и D .

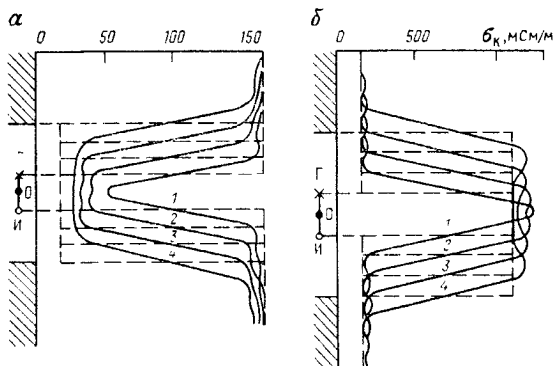


Рис. 2.32. Кривые кажущейся проводимости зонда ИК 6Ф1: *а* – пласт высокого сопротивления ($\rho_{\text{п}} = 50$ Ом; $\rho_{\text{вм}} = 5$ Ом); *б* – пласт низкого сопротивления ($\rho_{\text{п}} = 5$ Ом; $\rho_{\text{вм}} = 50$ Ом). *О* – точка записи; *Г* – главная генераторная катушка зонда; *И* – главная измерительная катушка зонда. Шифр кривых – *h* в м

Применение обычного низкочастотного индукционного метода ограничено в случае использования соленых промысловых жидкостей, наличия зоны проникновения, понижающей сопротивление пласта, и при исследовании пород с удельным сопротивлением выше 50 Ом.

Основной задачей, решаемой при обработке данных ИК, является определение удельного сопротивления пластов. Наиболее широкое применение на практике получил поплавовый способ обработки этих данных с применением палеток. Обработку производят в следующем порядке: выделение пластов и отбивка их границ; отсчет существенных значений $\sigma_{\text{к}}$; определение $\rho_{\text{п}}$ с помощью интерпретационных палеток. Отбивка границ пласта на кривой $\sigma_{\text{к}}$ производится на участках мо-

нотонного возрастания и снижения кривой в точках, соответствующих половине высоты аномалии.

Существенные значения σ_k исправляют за влияние скважины, скин-эффекта, вмещающих пород и ЗП. Для этого применяют палетки, составленные по результатам строгого решения прямых задач ИК. В результате получают удельное сопротивление пласта ρ_n .

Влияние скважины на показания зондов ИК тем больше, чем больше σ_k ПЖ и диаметр скважины d_c . Для расчета поправки за влияние скважины используют палетки, которые представляют собой зависимость геометрического фактора скважины от ее диаметра d_c с учетом эксцентричного положения зонда в скважине. Наименьшее влияние скважина оказывает на показания зонда 8И1,4, наибольшее – на показания зонда 6Ф1.

Следующим этапом обработки является введение поправки за скин-эффект с помощью палетки (рис. 2.29). Чем больше существенное значение ρ_k против пласта, тем больше влияние вихревых токов. Кроме учета скин-эффекта, с помощью палетки производится также перевод существенного значения кажущейся электропроводности σ_k в кажущееся сопротивление ρ_k .

В случае пластов конечной мощности значение ρ_k исправляется за влияние вмещающих пород с помощью палеток. В результате получается значение ρ_k^∞ , соответствующее пласту неограниченной мощности. Если проникновение в пласт отсутствует, приведенное значение кажущегося сопротивления $\rho_k^\infty = \rho_n$.

При наличии в пласте ЗП, когда ρ_m отличается от ρ_n , показания зондов ИК интерпретируют с помощью трехслойных однозондовых или комплексных палеток.

В общем случае необходимо определить три неизвестные величины: ρ_n , ρ_m и D . Поэтому показания зонда ИК интерпретируют в комплексе с показаниями других зондов ЭК с разным радиусом исследования.



В соответствии с числом неизвестных необходимо рассматривать совместно показания не менее трех зондов с разной глубиной.

§ 11. Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)

По своей сути ВИКИЗ является вариантом боковых каротажных зондирований (БКЗ) в индукционном исполнении. В методе используется принцип частотно-геометрического зондирования, в котором увеличение глубины исследования достигается, во-первых, за счет увеличения длины зонда и, во-вторых, за счет уменьшения частоты электромагнитного поля.

Аппаратура ВИКИЗ содержит 5 трехкатушечных зондов разной длины, работающих каждый на своей частоте, которые поочередно подключаются к измерительной линии. Измеряемой величиной является разность фаз сигнала в двух приемных катушках, которая передается на поверхность в виде цифрового кода.

Применение двух измерительных катушек позволяет минимизировать влияние на результаты измерений самой скважины.

Изопараметричность понимается как сохранение одинаковых показаний всех зондов в одной и той же однородной среде с постоянным значением электропроводности.

Для достижения изопараметричности выполняются два условия:

1) $L \sqrt{f} = \text{const}_1$,

2) $\frac{\Delta L}{L} = \text{const}_2$,

где: ΔL – база; L – длина зонда; f – частота.

Если показания разных зондов не совпадают между собой, это свидетельствует о радиальной неоднородности удельного электрического сопротивления УЭС.

Так как все зонды имеют разную длину и разную частоту электромагнитного поля, то основной вклад в измеряемый сигнал вносят цилиндрические зоны, неодинаково удаленные от оси зонда. Чем меньше частота и больше длина зонда, тем больше удалена от оси зонда область, влияющая на его показания.

По этой причине показания малых зондов характеризуют УЭС зоны проникновения, а больших – неизменной части пласта.

Аппаратура ВИКИЗ обеспечивает измерение разности фаз $\Delta\varphi$ между ЭДС, индуцируемыми в измерительных катушках 5 трехкатушечных зондов. Соответственно, в процессе каротажа регистрируются 5 кривых, характеризующих кажущееся сопротивление среды на разном удалении от оси скважины. Для упрощения конструкции зонда одна и та же приемная катушка используется в двух соседних зондах.

Предусмотрена возможность регистрации только одной диаграммы индукционного каротажа с зондом, который может быть выбран с поверхности. Скважинный снаряд ВИКИЗ имеет специальный электрод для записи ПС.

На рис. 2.33 показано расположение генераторных и измерительных катушек в скважинном приборе ВИКИЗ.

Вертикальные и радиальные исследовательские характеристики зондов ВИКИЗ оптимизированы для геолого-технологических условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири.

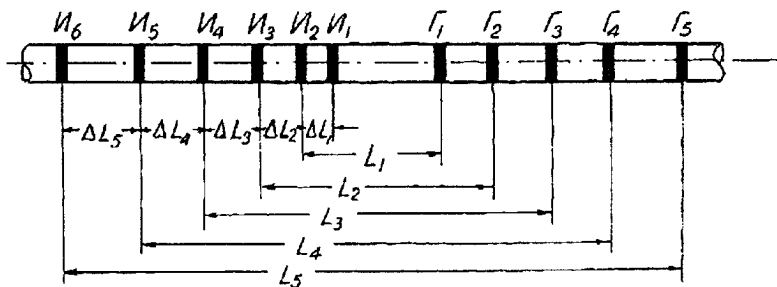


Рис. 2.33. Конструкция многокатушечного зонда ВИКИЗ

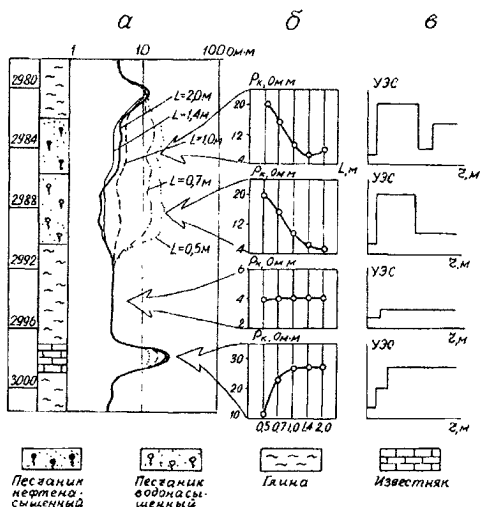


Рис. 2.34. Диаграммы ВИКИЗ (а), кривые зондирования (б) и результаты их машинной интерпретации (в) по одной из нефтеразведочных скважин

На рис. 2.34 приведен фрагмент геологического разреза одной из скважин в Тюменской области с диаграммами ВИКИЗ (а), кривыми зондирования для нескольких пластов (б) и результатами их машинной интерпретации (в).

Сопоставление результатов ВИКИЗ и БКЗ показывает, что по величине сопротивления пласта оба метода дают очень близкие показания, а вот по величине ρ и D имеются большие расхождения. При этом ВИКИЗ позволяет более детально изучить строение зоны проникновения и определить УЭС ее различных частей, включая полностью промытые породы и окаймляющую зону «водной оторочки» в нефтенасыщенных коллекторах.

Неблагоприятными условиями для метода являются наличие высокоомных пород и сочетание низкоомного бурового раствора ($\rho_0 < 0,01$ Ом) и его глубокого понижающего проникновения.

Благоприятные условия измерения для ВИКИЗ – скважины, запол-

ненные «пресной» промывочной жидкостью с $\rho_c > 0,5$ Ом, где УЭС пластов не превышает 100 Ом. В этом случае ярко проявляются достоинства ВИКИЗ:

1. Хорошая вертикальная разрешающая способность, которая в два раза выше, чем у приборов индукционного каротажа.

2. «Наглядность» метода. Визуальный анализ пяти электродинамических подобных зондов с одинаковой поправкой за скин-эффект позволяет интерпретатору быстро установить характер проникновения в пласте-коллекторе и оценить его насыщение на качественном уровне. Это весьма важно при проведении оперативной интерпретации.

Влияние эксцентриситета прибора в «пресной» скважине проявляется на показаниях двух коротких зондов 0,5 и 0,7 м и увеличивается с увеличением УЭС пласта. Оно проявляется в занижении сопротивления по данным коротких зондов. В наибольшей степени влияние скважины на показания зондов проявляется в скважинах, заполненных промывочной жидкостью с $\rho_c < 0,10$ Ом.

Условия для измерения ВИКИЗ в «соленых» скважинах с $\rho_c < 0,10$ Ом являются неблагоприятными. При этом наблюдаются следующие эффекты: существенно увеличивается влияние скважины; появляется понижающая зона проникновения; резко увеличиваются погрешности измерения, обусловленные сильным затуханием амплитуды электромагнитного отклика. При $\rho_{\text{н}}/\rho_c > 500$ Ом на диаграммах ВИКИЗ проявляются влияние неровностей стенок скважины, помехи, связанные с движением прибора и изменением его положения относительно стенок скважины.

Все вышеизложенное приводит к тому, что точность определения УЭС пластов выше 15–20 Ом в «соленых» скважинах резко уменьшается. Наиболее неблагоприятные условия измерения для ВИКИЗ – высокоомные пласты с УЭС выше 30 Ом с понижающей зоной проникновения.



§ 12. Диэлектрический каротаж

В группу диэлектрических методов входят диэлектрический индукционный метод (ДИМ) и волновой диэлектрический метод (ВДМ).

Диэлектрический каротаж (ДК) предназначен для изучения диэлектрической проницаемости горных пород в разрезе скважины и основан на измерении характеристик высокочастотного магнитного поля, возбужденного зондом ДК.

Диэлектрическая проницаемость, являющаяся одной из основных электрических характеристик горной породы, показывает, во сколько раз уменьшается взаимодействие единичных зарядов в данной среде по отношению к вакууму. На практике чаще используют относительное значение диэлектрической проницаемости, которое всегда превышает единицу. Относительная диэлектрическая проницаемость главных породообразующих минералов составляет 4–10, воды – около 80, нефти – 2,0–2,7. Диэлектрическая проницаемость горных пород, которые являются в общем случае многофазными многокомпонентными системами, определяется их минеральным составом и структурой, соотношением твердой, жидкой и газообразной фаз, типом насыщающего флюида, частотой поля и температурой.

Таким образом, диэлектрические методы, основанные на изучении диэлектрической проницаемости горных пород, позволяют получать сведения о физических свойствах горных пород при бескерновом исследовании разрезов скважин.

Диэлектрические методы основаны на изучении высокочастотного электромагнитного поля, ЭДС которого зависит от интенсивности токов смещения, обусловленных диэлектрической проницаемостью среды. На величину общего сигнала могут влиять токи проводимости. Плотность токов определяется электропроводностью среды.

Диэлектрические методы позволяют более детально расчленять

разрезы скважин, сложенные породами среднего и высокого удельного электрического сопротивления, выявлять места прорыва пресных вод, нагнетаемых при разработке месторождения, исследовать водоносные пласты, насыщенные пресными пластовыми водами, определять истинную диэлектрическую проницаемость пород с целью изучения их коллекторских свойств и нефтенасыщения.

§ 13. Метод собственных потенциалов

Метод собственных потенциалов (СП) заключается в изучении естественных электрических полей, возникающих в скважинах. Эти поля образуются благодаря процессам диффузии и адсорбции ионов, а также при фильтрации жидкости в пласт.

Диффузионный потенциал E_d . На контакте растворов солей с разной минерализацией всегда возникает процесс диффузии. Ионы из более концентрированного раствора переходят в менее концентрированный. Так как ионы разного знака передвигаются с разной скоростью, то в одном из контактирующих растворов окажется избыток анионов, а в другом – избыток катионов. Это приводит к образованию ЭДС, называемой диффузионным потенциалом. Для растворов одинакового химического состава диффузионная ЭДС (E_d) определяется формулой Нернста:

$$E_d = \frac{2,3RT}{nF} \cdot \frac{U - V}{U + V} \cdot \lg \frac{C_1}{C_2} = k_d \lg \frac{C_1}{C_2},$$

где: R – универсальная газовая постоянная; T – температура раствора; n – валентность ионов; F – число Фарадея; U и V – подвижности катионов и анионов; C_1 и C_2 – концентрация растворов; k_d – коэффициент диффузионного потенциала.

Поскольку в пластовых водах и буровом растворе преобладает

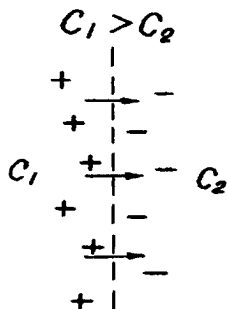


Рис. 2.35. Схема возникновения диффузионного потенциала

соль NaCl, для которой подвижности катиона $U_{Na} = 40$, аниона $V_{Cl} = 60$, а концентрации ионов обратно пропорциональны удельным сопротивлениям, то для скважины при $t = 18^\circ\text{C}$ имеем $E_d = -11,6 \lg(\rho_f/\rho_v)$, а знак потенциала соответствует заряду менее концентрированного раствора (раствора в скважине).

Диффузионно-адсорбционный потенциал $E_{да}$. На контакте горных пород с буровым раствором диффузия происходит в порах, размеры которых значительно изменяются. Так,

для песков и песчаников радиус пор превышает 10 мк, для алевролитов он изменяется от 10 до 1 мк, для глин $r < 0,1$ мк и может достигать 10^{-3} мк. На поверхности поровых каналов всегда образуется двойной электрический слой. Внутренняя его обкладка обычно отрицательная, внешняя – положительная. Толщина двойного слоя для пород и природных вод составляет 10^{-2} мк и менее. При этом, если толщина слоя ничтожно мала по сравнению с размерами пор, диффузия в нем идет по

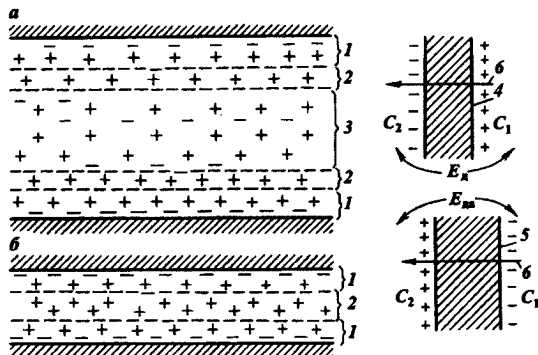


Рис. 2.36. Схема переноса ионов в широком (а) и узком (б) капиллярах:

1 – адсорбированные ионы; 2 – подвижные ионы диффузионного слоя; 3 – свободные ионы; 4 – перегородка с широкими капиллярами; 5 – перегородка с узкими капиллярами; 6 – направление диффузии

тому же закону, что и при непосредственном контакте растворов. Поэтому на границе песчаника со скважиной образуется скачок потенциала E_d .

Если радиус порового канала близок к толщине двойного слоя, то практически все анионы, находящиеся в таком канале, будут адсорбированы и неподвижны. Под действием перепада концентрации сохраняет способность перемещаться только катион внешнего слоя. Изменение подвижностей ионов в тонких капиллярах является причиной изменения величины и знака возникающего потенциала. Для идеально адсорбирующего глинистого пласта $U = 0$, и на границе со скважиной образуется ЭДС, называемая диффузионно-адсорбционным потенциалом: $E_{da} = k_{da} \lg (\rho_f / \rho_v)$, где $k_{da} = +58$ мв. При этом менее концентрированный раствор заряжается положительно. Фактическое значение коэффициента k_{da} для глинистых пород составляет 35–50 мв.

Фильтрационный потенциал E_f . Фильтрация раствора электролита в капилляре приводит к движению не только свободного раствора, но и подвижной части внешней обкладки двойного слоя. Это создает разность потенциалов течения между концами капилляра. Сторона капилляра, к которой приложено давление, принимает отрицательный заряд. При бурении наблюдается фильтрация жидкости из скважины в проницаемые пласты, потому что давление столба бурового раствора, как правило, превышает пластовое. Поскольку поровое пространство представляет собой как бы систему капилляров, то при фильтрации промывочной жидкости в ней возникает фильтрационный потенциал $E_f = k_f \frac{\rho_f \cdot \Delta P}{\mu_f}$, где: k_f – коэффициент фильтрационного потенциала; ΔP – перепад давления; ρ_f и μ_f – соответственно, удельное сопротивление и вязкость фильтрата раствора. При фильтрации в пласт этот потенциал имеет отрицательный знак и, накладываясь на диффузионный потенциал, приводит к увеличению аномалии кривой СП против пласта.

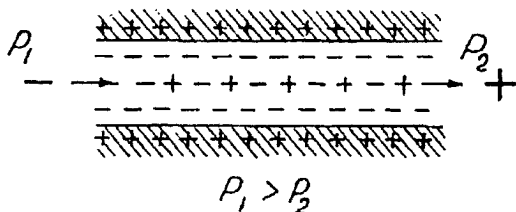


Рис. 2.37. Схема возникновения фильтрационного потенциала

Из-за незначительной величины фильтрационные потенциалы играют небольшую роль при образовании потенциалов самопроизвольной поляризации в скважине.

Статическая и наблюдаемая амплитуда СП

В условиях скважины при залегании пласта с низкой адсорбционной способностью среди глин за счет перечисленных выше процессов на скважинно-пластовых границах возникают скачки потенциалов, образующие статическую амплитуду E_s . В частном случае контакта чистого песчаника с тонкодисперсной глиной $\kappa_{да} = +58$ мв, а $\kappa_d = -11,6$ мв будет наблюдаться максимальная статическая амплитуда E_s :

$$E_s = -(\kappa_{да} - \kappa_d) \lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\psi}} = \kappa_{сп} \lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\psi}},$$

где $\kappa_{сп}$ – коэффициент аномалии СП, равный 69,6 мв. В общем случае величина $\kappa_{сп}$ изменяется от 0 до 69,6 мв в зависимости от глинистости песчаной породы и песчанистости глин. Статическая амплитуда СП зависит от температуры пласта следующим образом:

$$E_{st} = E_{s18} [(t + 273) / 291].$$

В скважинах регистрируется не статическая, а наблюдаемая амплитуда ΔU_{cn} . Эта амплитуда представляет собой падение потенциала на оси скважины, создаваемого током i_{cn} , текущим в скважине и пласте

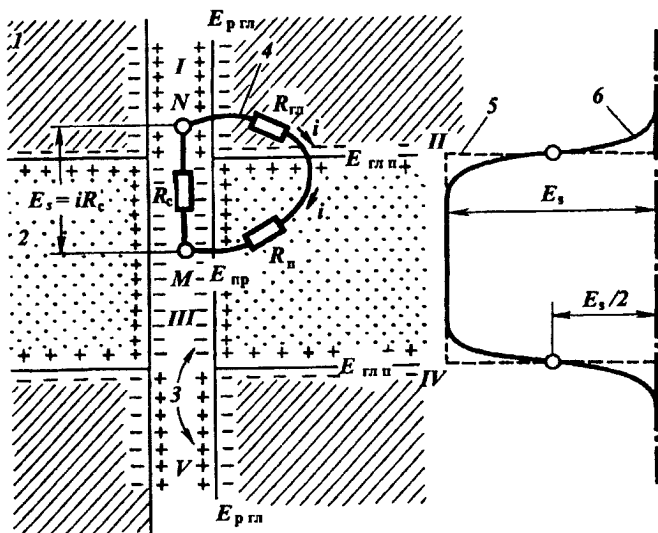


Рис. 2.38. Естественное электрическое поле диффузионного происхождения в пласте песчаника, залегающего в глинах

под действием ЭДС, E_s . Электрическую цепь тока $i_{\text{сп}}$ удобно представить в виде эквивалентной схемы (рис. 2.38), где $R_c, R_n, R_{\text{вм}}$ – сопротивления скважины, пласта, вмещающих пород. Тогда $E_s = i_{\text{сп}} (R_c + R_n + R_{\text{вм}})$, а наблюдаемая амплитуда составляет лишь часть статической:

$$\Delta U_{\text{сп}} = i_{\text{сп}} \cdot R_c = E_s - i_{\text{сп}} (R_n + R_{\text{вм}}).$$

Поскольку сечение проводника для тока $i_{\text{сп}}$ в скважине гораздо меньше сечений в остальных средах, то величина R_c – наибольшая по сравнению с R_n и $R_{\text{вм}}$. Если мощности пластов глины и песчаника очень велики, сечения для тока $i_{\text{сп}}$ на этих участках цепи также большие и, следовательно, при $h \rightarrow \infty$ $R_n \rightarrow 0$ и $R_{\text{вм}} \rightarrow 0$. Поэтому в пластах большой мощности $\Delta U_{\text{сп}} \approx E_s$. Для пластов малой мощности, особенно при высоком их сопротивлении, $\Delta U_{\text{сп}} < E_s$, или $\Delta U_{\text{сп}} / E_s = v_{\text{сп}}$, где $v_{\text{сп}} < 1$ – коэффициент снижения амплитуды.



Форма кривых СП и их интерпретация

Для измерения естественного поля СП применяется установка с двумя электродами, один из которых М находится в скважине, а другой N – на поверхности (рис. 2.39).

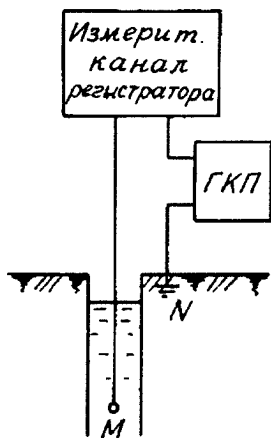


Рис. 2.39. Принципиальная схема измерения СП

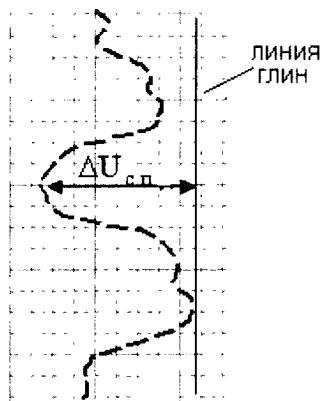


Рис. 2.40. Диаграмма $\Delta U_{\text{сп}}$

Между электродами М и N включается измерительный прибор. Регистрируется разность потенциалов $\Delta U_{\text{сп}}$, возникающая между электродами М и N: $\Delta U_{\text{сп}} = \Delta U_{\text{сп М}} - \Delta U_{\text{сп N}}$, где $\Delta U_{\text{сп М}}$ и $\Delta U_{\text{сп N}}$ – потенциалы естественного электрического поля М и N. Поскольку потенциал электрода N является неизвестным, то кривая СП позволяет судить только об изменении потенциала вдоль скважины и не имеет нулевой линии.

В качестве условной нулевой линии используют «линию глин», проводя ее по значениям потенциала $\Delta U_{\text{сп}}$ против мощных однородных глинистых толщ. Эта условная линия занимает обычно крайнее правое положение. Вместо масштабной шкалы на диаграмме сверху помещают отрезок длиной 2 см, указывая, сколько милливольт содержится в этом отрезке.

Кроме меняющейся разности потенциалов $\Delta U_{\text{сп}}$, подлежащей регистрации, между измерительными электродами

возникает постоянная электродная разность потенциалов, которая не несет информации о горных породах.

В процессе измерения электродные потенциалы накладываются на потенциал СП, оставаясь практически постоянными. Для компенсации электродных потенциалов и смещения кривой $\Delta U_{\text{сп}}$ в процессе ее регистрации используют компенсатор поляризации. С его помощью в измерительную цепь СП вводят постоянную разность потенциалов, которая полностью или частично компенсирует электродные потенциалы.

Если породы, подстилающие и покрывающие одиночный однородный пласт, характеризуются близкими величинами диффузионно-адсорбционной активности, то аномалия кривой СП в таком пласте симметрична относительно его середины. Границы пластов большой мощности (более 1,5–2 м) определяют на уровне точек кривой, соответствующих половине аномалии $0,5 \Delta U_{\text{сп}}$.

Для пластов малой мощности и особенно при высоком их сопротивлении эти точки смещены относительно границ пласта. Практически во всех случаях границы пласта можно приближенно найти по точкам перегиба кривой СП, которые соответствуют наибольшему градиенту естественного потенциала. При небольшом сопротивлении промысловой жидкости доля падения потенциала в скважине по сравнению с общей ЭДС E_s снизится и амплитуда против проницаемых пластов тоже уменьшится.

Поэтому в скважинах, заполненных минерализованной промысловой жидкостью, амплитуды СП незначительны и кривая плохо расчленяет разрез. Недифференцированные кривые СП получаются в районах, где в разрезе скважин встречаются пласты каменной соли.

Диаграммы $U_{\text{сп}}$ используют для решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение терригенного и карбонатного разрезов с выделением в терригенном разрезе пластов песчаника, глин и промежуточных литологических разностей, в карбонатном – пластов



чистого известняка или доломита, глин и карбонатных пород с различной степенью глинизации.

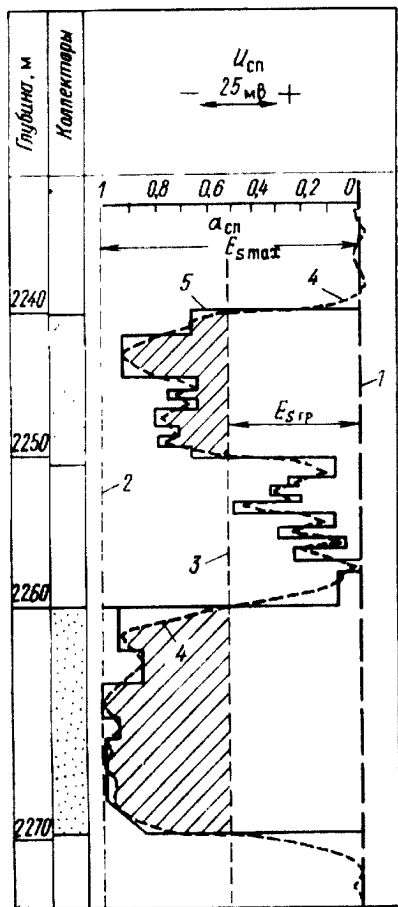


Рис. 2.41. Пример литологического расчленения и выделения коллекторов в терригенном разрезе по диаграмме U_{cp} : 1 – линия глин; 2 – линия песков; 3 – линия α_{cnp} ; 4 – диаграмма ПС; 5 – график статических значений E_s

2. Определение минерализации пластовой воды в пластах чистого песчаника или чистой карбонатной породы путем решения уравнения

$$E_{st \max} = 70[(t + 273) / 293] \lg \frac{\rho_b}{\rho_{\phi}}$$

Это уравнение используют для определения удельного сопротивления ρ_b и минерализации C_b пластовой воды по величине E_{st} в пласте чистого песчаника. Значение $E_{st \max}$ определяют по диаграмме U_{cg} ; величины t и ρ_{ϕ} находят по диаграммам электротермометра и резистивиметра.

3. Выделение в терригенном разрезе коллекторов (рис. 2.41) с использованием критических значений абсолютной E_s или относительной α_{cnp} статической амплитуды U_{cp} .

Для этого в исследуемой части разреза выделяют все пласты, отмеченные отрицательной аномалией E_s на фоне глин; в выделенных пластах рассчитывают значения $E_{s1}, E_{s2} \dots$ и строят график статических значений. Да-

лее для каждого пласта рассчитывают относительную амплитуду $U_{\text{сп}}$.

Далее проводят линию значения $\alpha_{\text{сп гр}}$, соответствующего границе коллектор – неколлектор. Все пласты со значением $\alpha_{\text{сп}} > \alpha_{\text{сп гр}}$ выделяют как коллекторы, пласты с $\alpha_{\text{сп}} < \alpha_{\text{сп гр}}$ являются неколлекторами.

При однородном составе глинистого цемента и постоянной минерализации пластовых вод в изучаемых продуктивных отложениях получают корреляционные связи $\alpha_{\text{сп гр}}$ с коэффициентами пористости k_p , глинистости $k_{\text{гл}}$ и проницаемости $k_{\text{пр}}$, которые используют для оценки по диаграммам указанных параметров в породах-коллекторах.

ГЛАВА 3. РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ

Для изучения геологического разреза скважин широко применяют методы, основанные на измерении радиоактивных излучений. Все эти методы объединяют под общим названием – радиоактивный каротаж (РК), или радиометрия скважин.

Кроме основных методов радиометрии скважин, основанных на регистрации интегральной интенсивности гамма-излучения или нейтронного излучения, широко используются их спектральные модификации, с помощью которых исследуется не только интенсивность излучения, но и его энергетический спектр – спектрометрия естественного, нейтронного и рассеянного гамма-излучения.

Существенными особенностями РК являются: относительно малая глубинность исследования (90% излучения поступает в индикатор от слоя пород толщиной в 10–30 см); возможность исследования скважин, крепленных обсадной колонной, которая практически не препятствует прохождению нейтронов и гамма-излучения; зависимость результатов в первую очередь от элементного состава пород и малая роль их структурных особенностей.

Радиометрией скважин называют совокупность методов, основанных на регистрации различных ядерных излучений, главным образом гамма-квантов и нейтронов. Эти методы подразделяются на пассивные (методы регистрации естественных излучений) и активные (методы регистрации излучений, возникающих при облучении специальными источниками, помещенными в скважинном приборе).

Из пассивных методов в настоящее время используют метод

естественной радиоактивности (ГМ). Группа активных методов включает две подгруппы – методы, основанные на облучении пород соответственно гамма-квантами и нейтронами. В нефтяных и газовых скважинах из методов первой подгруппы применяют в основном метод рассеянного гамма-излучения (ГГМ), из второй подгруппы – нейтрон-нейтронный метод (ННМ) и нейтронный гамма-метод (НГМ), импульсные нейтронные методы (ИННМ, ИНГМ) и метод наведенной активности (МНА) (рис. 3.1).

К радиометрии скважин иногда относят также метод ядерного магнитного резонанса (ЯММ), использующий некоторые ядерные свойства элементов горной породы.

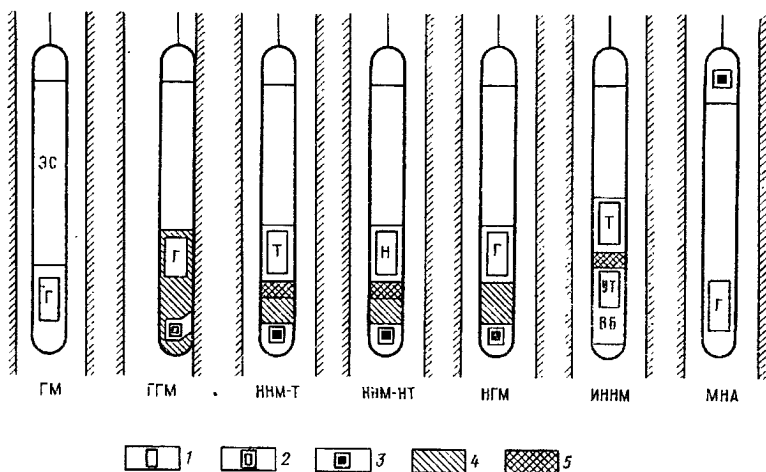


Рис. 3.1. Схема зондов радиометрии скважин:

1 – детекторы гамма-излучения (Г), тепловых (Т) и надтепловых (Н) нейтронов; источники: 2 – гамма-излучения; 3 – быстрых нейтронов; 4 – вещество, хорошо поглощающее гамма-квант (Pb, Fe и т. п.); 5 – водородосодержащее вещество, рассеивающее и поглощающее нейтроны (парафин, полиэтилен и т. п.); УТ – ускорительная трубка генератора нейтронов; ВБ – высоковольтный блок; ЭС – электронная схема прибора



§ 1. Физические основы гамма-каротажа

Радиоактивностью называется способность некоторых атомных ядер самопроизвольно распадаться с испусканием α -, β -, γ -лучей, а иногда и других частиц.

Альфа-лучи – это поток частиц, которые являются ядрами атомов гелия (${}^4_2\text{He}$). При прохождении через вещество α -частицы сильно ионизируют атомы и поэтому быстро теряют энергию. Длина их пробега в твердом веществе измеряется микронами. **Бета-лучи** представляют собой поток электронов, имеющих большую скорость. Проникающая способность β -частиц не превышает 8–9 мм в горных породах.

Гамма-лучи представляют собой электромагнитное излучение с малой длиной волны (менее 10 см). Длина пробега γ -квантов в горных породах достигает десятков сантиметров. Благодаря высокой проникающей способности они являются основным видом излучений, регистрируемых в методе естественной радиоактивности.

Энергию частиц выражают в электронвольтах (эВ). Один электрон-вольт – это кинетическая энергия, которую приобретает электрон под действием разности потенциалов в 1 в. Энергия γ -квантов обычно колеблется от долей до нескольких мегаэлектронвольт (МэВ). Гамма-излучение с энергией квантов более 500 КэВ называется жестким, а с энергией менее 500 КэВ – мягким. Воздействие гамма-излучения на среду количественно оценивается в единицах дозы и мощности дозы. Доза – это количество γ -квантов, поглощенных облучаемым объектом. Единицей дозы является рентген. Один рентген соответствует поглощению такого количества γ -квантов, которое приводит к образованию в 1 см³ сухого воздуха при $t = 0^\circ\text{C}$ и давлении 760 мм рт. ст. ионов, несущих заряд в одну электростатическую единицу. Единицей мощности дозы является рентген в час. В практике радиоактивного каротажа обычно пользуются миллионной долей рентгена в час (мкр/ч).

Из естественных радиоактивных элементов наиболее распространены уран U^{238} , торий Th^{232} и изотоп калия K^{40} . Содержание этих элементов в разных породах неодинаково, что позволяет различать их по радиоактивности. Радиоактивность осадочных пород, как правило, находится в прямой зависимости от содержания глинистого материала. Повышенная радиоактивность глин связана с тем, что благодаря большой удельной поверхности они адсорбируют значительное количество урана и тория, большее, чем другие осадочные породы. В некоторых породах повышенная радиоактивность связана с тем, что в них наблюдается высокое содержание калия. Песчаники, известняки и доломиты имеют малую радиоактивность, наименьшую радиоактивность имеют каменная соль, ангидриты и угли.

Поскольку радиус исследования гамма-метода мал – около 30 см, то на его показания существенное влияние оказывают размер и свойства среды, отделяющей индикатор от стенки скважины. При количественной интерпретации показания ГМ приводят к стандартным скважинным условиям, за которые принимают отсутствие влияния диаметра скважины (диаметр скважины равен диаметру скважинного прибора). Приведенные к этим условиям показания будут $I_{\gamma \text{ прив}} = \eta_{\gamma} I_{\gamma \infty}$, где: η_{γ} – коэффициент ослабления γ -излучения на интервале от стенки скважины до скважинного прибора; $I_{\gamma \infty} = I_{\gamma \text{ пер}} / U_{\gamma}$; $I_{\gamma \text{ пер}}$ – зарегистрированная интенсивность γ -излучения; U_{γ} – поправочный коэффициент за влияние ограниченной мощности пласта.

При интерпретации пользуются также относительной величиной

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma \text{ min}}}{I_{\gamma \text{ max}} - I_{\gamma \text{ min}}},$$

где: I_{γ} – показания на кривой ГМ против пласта; $I_{\gamma \text{ max}}$ и $I_{\gamma \text{ min}}$ – максимальное и минимальное показания в разрезе данной скважины. Эта величина не зависит от конструктивных особенностей аппаратуры и фона.



Индикаторы γ -излучения

Для измерения интенсивности естественного гамма-излучения по стволу скважины пользуются скважинным прибором, содержащим индикатор γ -излучения. В качестве индикатора используют газоразрядные и сцинтилляционные счетчики.

Газоразрядный счетчик представляет собой баллон, в котором помещены два электрода. Баллон наполнен смесью инертного газа с парами высокомолекулярного соединения, находящейся под низким давлением.

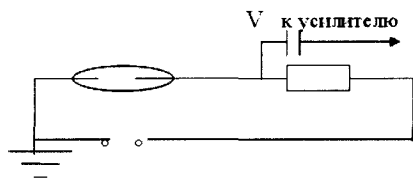


Рис. 3.2. Газоразрядный счетчик

Счетчик подключается к источнику постоянного тока высокого напряжения – порядка 900 вольт. Действие газоразрядного счетчика основано на том, что γ -кванты, попадая в него, ионизируют молекулы газового наполнителя. Это приводит к возникновению разряда в счетчике, что создает импульс тока в цепи его питания. Гашение разряда обеспечивается тем, что многоатомные молекулы, сталкиваясь с ионами, быстро нейтрализуют их заряд. Одним из параметров счетчика является его эффективность ε . Это отношение числа зарегистрированных частиц $I_{\text{рег}}$ к числу частиц I_0 , прошедших за это же время через объем счетчика: $\varepsilon = I_{\text{рег}} / I_0$. Эффективность разрядных счетчиков не превышает 2–3 %. Для достижения большей скорости счета индикатор составляют из нескольких параллельно соединенных счетчиков, подключенных к общему измерителю.

Сцинтилляционный счетчик имеет два основных элемента: сцинтиллятор, реагирующий на ядерное излучение вспышками света, и фотозлектронный умножитель (ФЭУ), преобразующий эти слабые

вспышки света в электрические импульсы. В аппаратуре РК в качестве сцинтиллятора обычно применяют кристалл йодистого натрия, активированного таллием, — NaI(Tl) . Этот кристалл характеризуется наиболее высокой эффективностью счета. Фотоэлектронный умножитель состоит из фотокатода, анода (коллектора) и системы расположенных между ними электродов (динодов). К аноду и фотокатоду прикладывается напряжение постоянного тока 1000–1500 в. Напряжение на диноды подается с помощью делителя тока. При возникновении вспышки в сцинтилляторе фотоны, достигшие фотокатода, выбивают из него электроны. Эти электроны, ускоряясь электрическим полем, выбивают из первого динода в несколько раз большее число электронов. Процесс повторяется на последующих динодах, и в конечном счете на аноде формируется заметный импульс тока. Эффективность сцинтилляционного счетчика достигает десятков процентов.

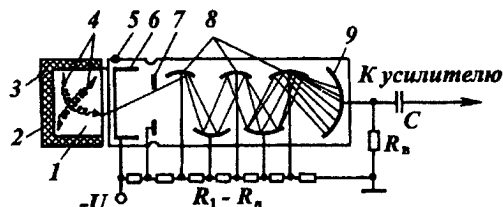


Рис. 3.3. Принципиальная схема сцинтилляционного счетчика:

1 – сцинтиллятор (люминофор); 2, 3 – кожух сцинтиллятора; 4 – траектории электронов, выбиваемых гамма-квантами; 5 – стеклянный корпус ФЭУ; 6 – фотокатод; 7 – фокусирующий электрод; 8, 9 – диноды

§ 2. Гамма-гамма-каротаж

При прохождении через вещество гамма-кванты взаимодействуют с электронами и ядрами атомов. Это приводит к ослаблению интенсивности γ -излучения.



Основными видами взаимодействия гамма-квантов с веществом являются образование электрон-позитронных пар, фотоэффект, эффект Комптона. Эффект образования пар проявляется при очень больших энергиях γ -квантов (выше 5 МэВ) для атомов горных пород. При этом гамма-квант, взаимодействуя с ядром атома, исчезает, образуя электрон и позитрон.

Эффект Комптона (или рассеяние кванта) преобладает в области энергий от 0,5 до 5 МэВ. При этом эффекте γ -квант передает часть своей энергии электрону и изменяет направление движения.

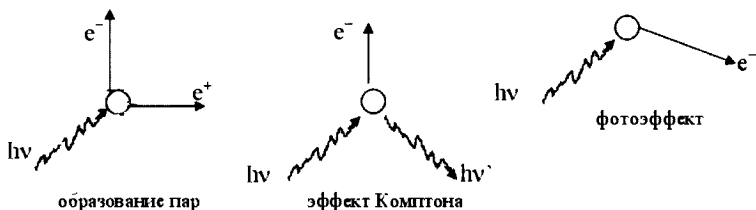


Рис. 3.4. Виды взаимодействия гамма-квантов с веществом

Электрон выбрасывается из атома. После нескольких актов рассеяния энергия кванта уменьшается до величины, при которой он поглощается за счет фотоэффекта. Фотоэффект сводится к тому, что γ -квант передает всю свою энергию одному из электронов внутренней оболочки и поглощается, а электрон выбрасывается за пределы атома. Этот процесс преобладает в области низких энергий γ -квантов – менее 0,5 МэВ и для элементов с высокими атомными номерами (свинец, ртуть, железо и т. д.).

Гамма-гамма-метод применяют в двух модификациях: в плотностном варианте – ГГК-П и селективном – ГГК-С.

При плотностном гамма-гамма-каротаже применяется источник, испускающий γ -лучи сравнительно большой энергии – от 0,5 до 2 МэВ. Индикатор экранируется слоем свинца, который поглощает рассеянное

гамма-излучение с энергией менее 200 КэВ. При взаимодействии с горной породой жестких γ -квантов основную роль играет комптоновское рассеяние. Вероятность комптоновского рассеяния пропорциональна количеству электронов в единице объема среды, равному $N_e = \frac{Nz}{A} \sigma$, где: N – число Авогадро; z – заряд ядра; A – атомный вес; σ – плотность вещества. В горных породах, представленных в основном легкими элементами $/\sigma < 20/$, отношение z/A практически постоянно и равно 0,5, за исключением водорода, для которого $z/A = 1$. Поэтому число электронов в единице объема породы оказывается пропорциональным плотности. Благодаря этому, регистрируя рассеянные гамма-кванты высокой энергии, получают плотностную характеристику горной породы. Против плотных пород наблюдается минимум на кривой ГГК-П, а против пористых – максимум.

При селективном гамма-гамма-каротаже (ГГК-С) применяется источник γ -излучения малой энергии. При облучении горной породы гамма-квантами в основном происходит фотоэлектрическое поглощение, наряду с комптоновским рассеянием. Вследствие этого интенсивность рассеянного гамма-излучения зависит как от плотности, так и в особенности от присутствия элементов с большими атомными номерами. Поэтому метод ГГК-С используют при поисках рудных залежей.

Радиус исследования при ГГК мал и не превышает 10 см. На показания ГГК значительное влияние оказывает скважина. Она уменьшает плотность среды, окружающей зонд, и приводит к увеличению показаний ГГК пропорционально диаметру. Для уменьшения влияния скважины приборы ГГК имеют прижимные устройства и экраны, защищающие индикатор от рассеянного γ -излучения бурового раствора. Облучение породы и восприятие рассеянного γ -излучения в этом случае осуществляется через небольшие отверстия в экранах, называемые коллиматорами. Основным недостатком такой установки является искаже-

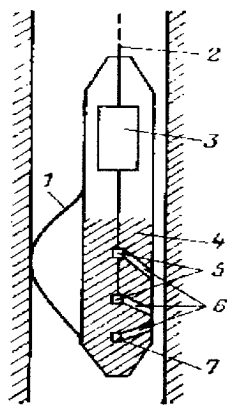


Рис. 3.5. Схематическое устройство скважинного прибора РГП-2: 1 – прижимное устройство; 2 – кабель; 3 – электронная схема; 4 – свинцовый экран; 5 – детекторы гамма-лучей; 6 – коллиматоры излучения; 7 – источник гамма-излучения

ние результатов, возникающее при наличии между прибором и стенкой скважины промежуточной среды, например, глинистой корки или слоя промывочной жидкости в каверновой части ствола. Поэтому количественные определения плотности методом ГГК осуществляются двухзондовыми установками, имеющими два индикатора γ -излучения, находящихся на разных расстояниях от источника – обычно 15 и 35 см.

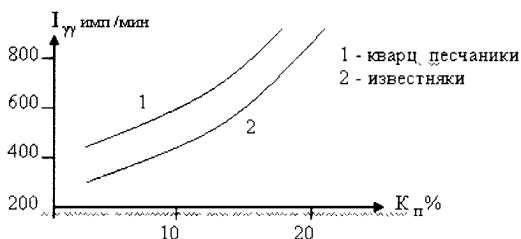
Интерпретация диаграмм ГГК-П

Результаты измерения при ГГК-П выражаются в имп/мин или в условных единицах. За условную единицу принимают показания, соответствующие алюминию (среде с плотностью $2,65 \text{ г/см}^3$). Цену условной единицы определяют путем измерений в алюминиевом блоке – она равна разности показаний с источником γ -излучения и без него.

Характерной особенностью диаграмм метода рассеянного гамма-излучения является не прямая, а обратная связь с плотностью, что

обусловлено размером зонда. Если бы индикатор размещался вблизи источника, среда с повышенной плотностью отмечалась бы и высокой интенсивностью рассеянного γ -излучения. Однако регистрировать рассеянное γ -излучение в непосредственной близости от источника нельзя из-за сильного влияния фона. Обычно размер зонда бывает несколько больше, чем расстояние, в пределах которого гамма-кванты поглощаются средой максимальной плотности (свинцовым экраном). Уменьшение интенсивности гамма-излучения породы связано в этом случае с ростом поглощения рассеянных гамма-квантов вследствие фотоэффекта. В связи с этим на диаграмме плотностного варианта ГГМ показания тем ниже, чем выше плотность изучаемой среды. Поскольку при постоянном минеральном составе пород плотность увеличивается с уменьшением пористости, диаграмма ГГМ прямым образом отражает изменение пористости.

Плотность породы δ_n связана с плотностью минералов, составляющих эту породу $\delta_{ск}$, и пористостью K_n соотношением $\delta_n = (1 - K_n) \delta_{ск} + K_n \delta_{ж}$, где: $\delta_{ж}$ – плотность жидкости, заполняющей поровое пространство, $\delta_{ск}$ – плотность скелета. Поэтому, зная $\delta_{ск}$ и $\delta_{ж}$, можно рассчитать $K_n = 10^2 \frac{\delta_{ск} - \delta_n}{\delta_{ск} - \delta_{ж}} (\%)$. Плотность $\delta_{ж}$ в пластах с хорошими коллекторскими свойствами обычно определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости. При сопротивлении последней выше 0,2 Ом плотность близка к 1 г/см³. Плотность скелета основных породообразующих минералов меняется в пределах 2,55–2,9 г/см³, т. е. ± 6 –7% от среднего, что эквивалентно изменению K_n на $\pm 10\%$. Поэтому возможность оценки пористости по ГГМ связана в первую очередь с тем, насколько точно известна величина $\delta_{ск}$. Наиболее тесная связь между плотностью пород и пористостью наблюдается в кварцевых песчаниках, а также в известняках и доломитах. Определение пористости этих пород, если их тип заранее известен, обычно не вызывает

Рис. 3.6. Зависимость $I_{\gamma} = f(K_{П})$

затруднений. Плотностной гамма-гамма-метод является одним из немногих методов промысловой геофизики, одинаково чувствительных к изменению пористости как в области малых ее значений, так и в области больших значений. В этом его основное преимущество.

§ 3. Физические основы нейтронных методов

Нейтронное излучение обладает наибольшей проникающей способностью. Это обусловлено тем, что, являясь незаряженными частицами, нейтроны не взаимодействуют с электронными оболочками атомов и не отталкиваются кулоновским полем ядра.

Так же как и гамма-кванты, нейтроны характеризуются энергией E , которая в этом случае связана с их скоростью. Различают быстрые нейтроны с энергией 1–15 МэВ, промежуточные – 1 МэВ – 10 эВ, медленные, или надтепловые – 10–0,1 эВ и тепловые нейтроны со средней энергией 0,025 эВ. Взаимодействие нейтронов с веществом заключается в упругом столкновении с ядром с потерей части энергии, т. е. в замедлении нейтрона, и захвате нейтрона ядром. Для нейтронов с энергией от нескольких МэВ до 0,1 эВ основным видом взаимодействия является упругое рассеяние. При упругом рассеянии нейтронов величина потерь энергии на соударение определяется только массой ядра:

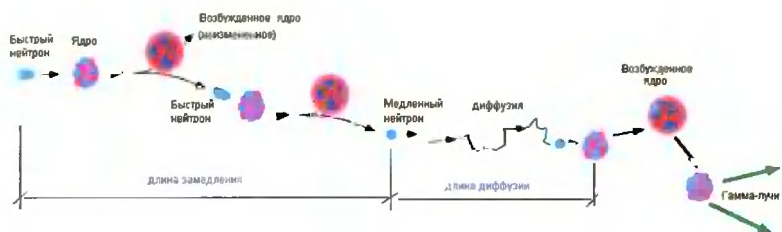


Рис. 3.7. Схема взаимодействия нейтрона с ядром

чем меньше масса ядра, тем больше потеря энергии. Наибольшая потеря энергии происходит при столкновении с ядром атома водорода.

При столкновении с ядрами всех остальных элементов потери значительно меньше. Поэтому замедляющая способность горных пород определяется их водородосодержанием. При наличии в породах даже небольшого количества воды или нефти – 5–7 % замедление происходит в основном на ядрах водорода.

Одним из основных нейтронных параметров среды является длина замедления L_z . Это среднее расстояние от места вылета нейтрона до места, где он замедлится до тепловой энергии. Длина замедления составляет в воде несколько сантиметров, а в горных породах – 15–35 см в зависимости от содержания в них воды или нефти.

Замедлившиеся нейтроны продолжают двигаться и сталкиваться с ядрами элементов, но без изменения средней энергии. Этот процесс называется диффузией. Среднее расстояние, которое проходит нейтрон от точки замедления до точки захвата, называется диффузионной длиной. Диффузионная длина обычно значительно меньше длины замедления.

Конечным результатом движения теплового нейтрона является поглощение его каким-либо ядром атома. При захвате нейтрона ядром выделяется энергия в виде одного или нескольких γ -квантов. Способ-



ность среды поглощать нейтроны определяется макроскопическим сечением захвата $\Sigma_3 = n\sigma_3$, где n – количество, а σ_3 – сечение захвата ядер атомов, составляющих данную среду. В осадочных породах большой и средней пористости большинство тепловых нейтронов захватывается ядрами водорода, и поглощающая способность породы тем больше, чем выше ее водородосодержание. Однако для малопористых пород большую роль играет элементный состав. Из широко распространенных элементов, входящих в состав осадочных пород, наибольшее сечение захвата у хлора – в 100 раз больше, чем у водорода. Поэтому поглощающая способность породы резко повышается при насыщении ее высокоминерализованной пластовой водой.

Распределение плотности надтепловых $n_{нт}$ и тепловых n_t нейтронов в средах, не содержащих элементов с аномально высокими сечениями захвата (кадмия, бора, хлора, марганца и др.), зависит от водородосодержания среды w (т. е. от содержания водорода в единице объема). В среде с высоким значением w вблизи источника происходит значитель-

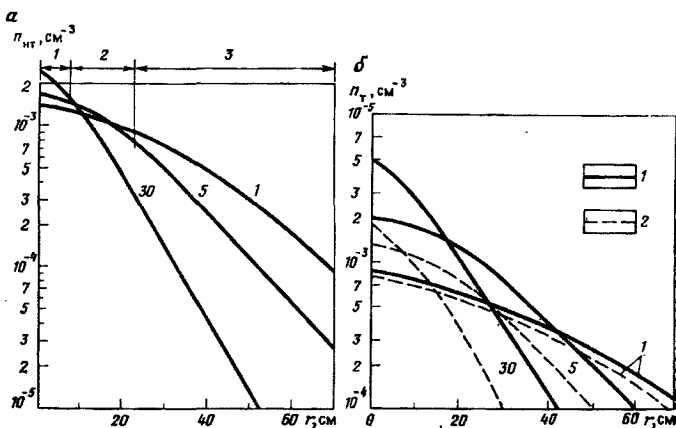


Рис. 3.8. Зависимость плотности надтепловых (а) и тепловых (б) нейтронов от расстояния до источника $Po+Be$. Шифр кривых – влажность среды: 1 – среда с пресной водой; 2 – среда с соленой водой (200 г/л NaCl)

но больше актов рассеяния быстрых нейтронов, чем в среде с низким w , поэтому и плотность надтепловых нейтронов будет выше. С удалением от источника начинает сказываться поглощение тепловых нейтронов, которые тем интенсивнее, чем больше водородосодержание. Поэтому при больших расстояниях от источников плотности n_{nt} и n_t уменьшаются с ростом водородосодержания.

График изменения плотностей n_{nt} и n_t в зависимости от расстояния от источника показывает, что существует область инверсии, соответствующая значениям $r_{in} = 20\text{--}30$ см, при которой плотность нейтронов не зависит от водородосодержания.

Разновидности нейтронных методов

Зонд нейтронных методов содержит источник нейтронов и расположенный выше него индикатор. Расстояние между источником и индикатором называют длиной зонда L и выбирают в пределах 50–60 см. Источником нейтронов обычно служит смесь полония с порошкообразным бериллием. Смесь помещена в запаянную ампулу. Полоний является радиоактивным элементом, излучающим α -частицы. При взаимодействии α -частиц с бериллием образуются ядра углерода. Эта реакция сопровождается излучением нейтрона и гамма-кванта: ${}_4\text{Be}^9 + {}_2\text{He}^4 \rightarrow {}_6\text{C}^{12} + {}_0\text{n}^1 + \gamma$. Средняя энергия получаемых при этом нейтронов равна 4 МэВ. Период полураспада полония 138 дней, поэтому в течение нескольких месяцев мощность источника снижается до небольшой величины, при которой он уже практически не может быть использован.

Существуют следующие разновидности нейтронных методов:

- нейтронный гамма-метод НГМ;
- нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам ННМ-НТ;
- нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам ННМ-Т.



Они отличаются друг от друга типом применяемых индикаторов.

При НГМ применяются те же индикаторы γ -излучения, что и при ГМ, но окруженные специальными экранами. Разрядные счетчики окружаются кадмием, сцинтилляционный счетчик – бором, кадмием, свинцом. Кадмий обладает аномальной способностью поглощать тепловые нейтроны, давая при этом интенсивное γ -излучение. Кадмиевый экран обеспечивает более тесную связь показаний прибора со значениями пористости. Борный экран служит для защиты сцинтиллятора от активации нейтронами, а свинцовый – поглощает мягкое рассеянное γ -излучение, создающее дополнительный фон (бор при захвате нейтронов γ -кванты не излучает).

При ННМ-Т в качестве индикатора обычно применяют сцинтилляционный счетчик, в котором сцинтиллятором служит смесь сернистого цинка с бором. Ядро атома бора, захватывая тепловой нейтрон, испускает α -частицу. В результате ионизирующего действия α -частицы в сернистом цинке возникает световая вспышка, фиксируемая фотоумножителем. При ННМ-НТ применяется тот же индикатор, что и при ННМ-Т, но окруженный слоем парафина, а затем кадмия. Кадмий поглощает тепловые нейтроны и пропускает к индикатору только надтепловые, замедленные парафином до энергии тепловых нейтронов.

Непосредственно при нейтронном каротаже определяется скорость счета имп/мин, результаты измерения представляются в условных единицах. За условную единицу принимаются показания, соответствующие воде. Цену условной единицы определяют по измерениям в баке с пресной водой.

В нефтяных и газовых скважинах нейтронный каротаж проводится для выделения коллекторов и оценки их пористости. Чаще применяется метод НГМ. Метод НГМ применяется при низкой минерализации пластовых вод из-за большого влияния хлора на его показания. Метод ННМ-НТ имеет небольшой радиус исследования и поэтому применя-

ется редко. Это связано с тем, что область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

Водород в горных породах содержится в воде, нефти и углеводородных газах, заполняющих поровое пространство, а также в воде, входящей в химически связанном виде в состав некоторых минералов (глинистые минералы, гипс). Количество водорода у нефти и воды пример-

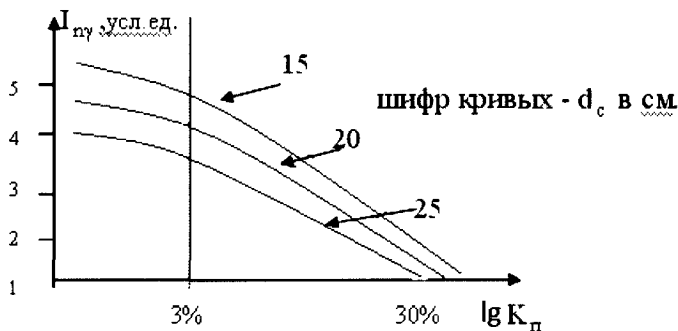


Рис. 3.9. Зависимость $I_{нп} = f(\lg K_{п})$

но одинаково. Газ из-за меньшей его плотности имеет малое водородосодержание. Поэтому в пластах, не содержащих глинистый материал и минералы с химически связанной водой, а также не являющихся газоносными, наблюдается прямое соответствие между относительным водородосодержанием W и пористостью $K_{п}$: $W = K_{п}$. Для глинистых пластов $W = K_{п} + W_{св} \cdot K_{гл}$, где: $W_{св}$ — объемное содержание химически связанной воды в глинах, $K_{гл}$ — объемная глинистость.

Длина зонда НГМ выбирается обычно равной 60 см (сокращенное обозначение НГМ-60). Это связано с тем, что при больших расстояниях от источника изменение водородосодержания приводит к значительному относительному изменению плотности нейтронов, т. е. к высокой чувствительности к изменению пористости. Длинный зонд имеет также и большой радиус исследования. Так как длина зонда больше



инверсионной, то показания НГМ будут тем больше, чем меньше водородосодержание породы. В широком диапазоне пористости (от 3 до 30%) интенсивность излучения обратно пропорциональна логарифму пористости.

§ 4. Импульсные нейтронные методы

Сущность импульсного нейтронного каротажа заключается в изучении нестационарных нейтронных полей и γ -полей, создаваемых генератором нейтронов. Генератор нейтронов работает в импульсном режиме с частотой от 10 до 500 Гц.

В импульсных методах горная порода облучается кратковременными потоками быстрых нейтронов длительностью Δt , следующими один

за другим через промежутки времени t .



Рис. 3.10. Схема, поясняющая принцип измерения импульсными методами

Через некоторое время t_0 (время задержки) после окончания импульса в течение времени t_0 (временное окно) производится измерение плотности нейтронов n_t или продуктов их взаимодействия с горной породой.

Наиболее широко применяется импульсный нейтрон-нейтронный метод, при котором регистрируется плотность тепловых нейтронов.

В импульсном генераторе нейтроны создаются при помощи линейного ускорителя, в котором ионы дейтерия ${}_1^2\text{H}^+$ ускоряются сильным электрическим полем и бомбардируют мишень, содержащую тритий ${}_1^3\text{H}$. При этом происходит ядерная реакция ${}_1^2\text{H} + {}_1^3\text{H} = {}_2^4\text{He} + {}_0^1\text{n}$. Поток

нейтронов образуется в виде кратковременных импульсов во время подачи на ускоритель высокого напряжения с частотой 400 Гц. Испускаемые генератором нейтроны обладают энергией 14 МэВ. При достаточно большом времени задержки плотность тепловых нейтронов уменьшается по закону: $n_t = n_0 e^{-t/t_n}$, где n – начальная плотность тепловых нейтронов, t_n – среднее время жизни тепловых нейтронов в пласте. Значение t_n характеризует поглощающую способность пластов и определяется содержанием элементов с большим сечением захвата, в первую очередь хлора. С увеличением содержания хлора в пласте значение t_n резко уменьшается, что приводит к более быстрому спаду плотности тепловых нейтронов. Это дает возможность по диаграммам определить достоверно ВНК (диаграммы ИННМ) по переходу от низких показаний в водонасыщенной части пласта к высоким показаниям в нефтенасыщенной части.

Метод ИННМ имеет гораздо более высокую чувствительность к содержанию хлора в пласте, чем другие нейтронные методы. Кроме того, существенным его преимуществом является большой радиус исследования, равный 60–80 см.

§ 5. Импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (С/О каротаж)

В основе импульсного нейтронного гамма-каротажа спектрометрического (ИНГК-С) лежит изучение энергетических и временных распределений плотности потока гамма-излучения, возникающего на ядрах элементов, имеющих в горной породе. При углеродно-кислородном каротаже определяется параметр, характеризующий распространенность в породах ядер углерода по отношению к ядрам кислорода. С/О каротаж является одним из немногих методов, позволяю-



ших оценить характер насыщения коллекторов независимо от минерализации пластовых вод, что особенно важно при контроле за разработкой нефтяных месторождений в случае вытеснения нефти пресными закачиваемыми водами.

С/О каротаж основан на спектрометрии гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР), возникающего при облучении горных пород быстрыми нейтронами от импульсного источника.

Энергия ГИНР является отличительной характеристикой каждого химического элемента. Так, ГИНР, испускаемое ядрами углерода, имеет энергию $E_\gamma = 4,43$ МэВ, а кислорода – $E_\gamma = 6,13$ и $7,1$ МэВ. При этом количество γ -квантов, зарегистрированных детектором в соответствующих энергетических областях, пропорционально содержанию элементов, испускающих эти γ -кванты. Отношение скоростей счета в каналах γ -спектрометра, настроенных на энергию ГИНР различных элементов, позволяет определить относительную распространенность этих элементов в горной породе.

Аппаратура для С/О каротажа содержит импульсный генератор нейтронов и детектор γ -квантов типа ВГО (германат висмута), который обладает более высокой чувствительностью к высокоэнергетическому излучению ГИНР, чем обычные сцинтилляторы на основе NaI.

Измерительная часть аппаратуры позволяет получать временные и энергетические спектры регистрируемого γ -излучения (рис. 3.11, а, б)

Нейтронный генератор облучает скважину и окружающие горные породы кратковременными потоками быстрых, с энергией 14 МэВ, нейтронов. Длительность нейтронной вспышки составляет от 5 до 25 мкс. Интервал между вспышками – 100 мкс.

Первые взаимодействия нейтронов с окружающей средой обычно являются неупругим рассеянием, которое порождает γ -излучение ГИНР.

После потери энергии нейтроном до уровня примерно в 1 МэВ дальнейшее взаимодействие его со средой представляет собой упругое рас-

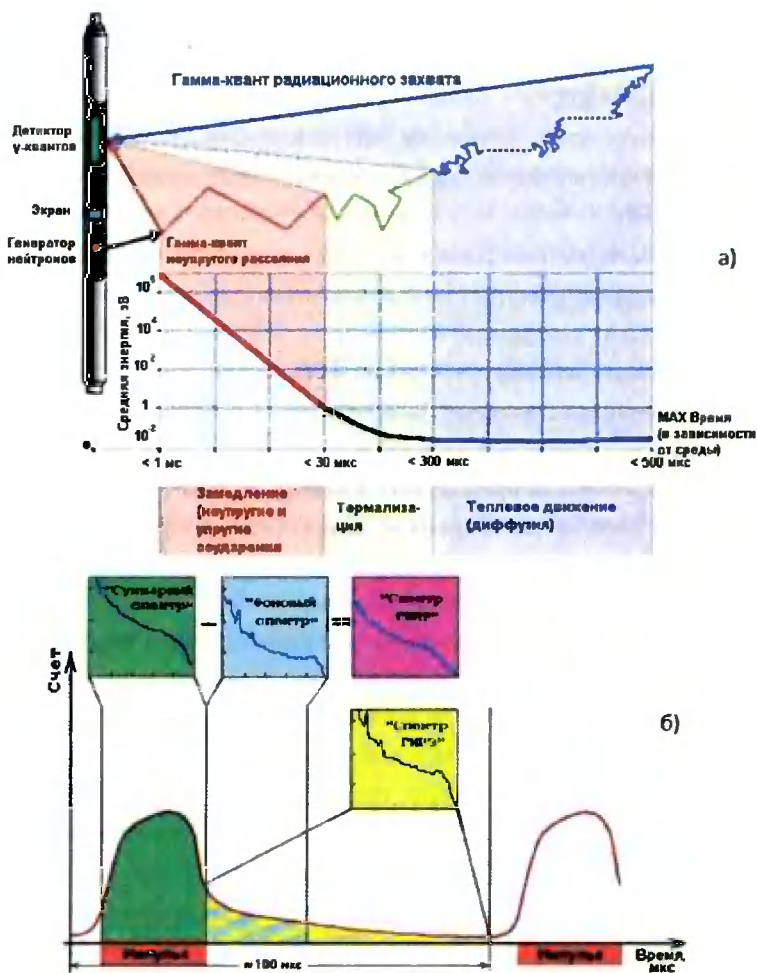


Рис. 3.11. Примерные: а – «жизненный цикл» нейтрона; б – цикл измерений

сеяние, в результате которого нейтрон замедляется до тепловых энергий (0,025 эВ). Тепловые нейтроны диффундируют в среде и захватываются ядрами элементов, входящих в состав скважинной жидкости и



горных пород, при этом возникает γ -излучение радиационного захвата – ГИРЗ, энергия которого также характерна для каждого элемента, как и энергия ГИНР.

Кроме того, часть нейтронов вступает в ядерные реакции типа (n, γ) , в результате которых образуется γ -излучение наведенной активности – ГИНА.

Процессы неупругого рассеяния длятся всего лишь несколько микросекунд, поэтому спектры ГИНР нужно регистрировать начиная с момента излучения нейтронной вспышки.

Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах нефтяных месторождений составляет от 100 до 500 мкс. Таким образом, во время каждой нейтронной вспышки в среде продолжают еще существовать тепловые нейтроны от предыдущих вспышек, а также нейтроны, которые успели замедлиться за время вспышки. Гамма-излучение радиационного захвата ГИРЗ от этих нейтронов будет регистрироваться вместе с ГИНР, являясь фоновым для последнего.

По этой причине для получения «чистого» спектра ГИНР измеряют спектр ГИРЗ + ГИНА после окончания вспышки нейтронов и вычи-

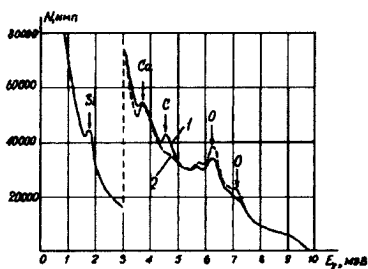


Рис. 3.12. Энергетический спектр гамма-излучения во время нейтронной вспышки (ГИНР + ГИРЗ + ГИНА): 1 – на нефтенасыщенном песчанике; 2 – на водонасыщенном песчанике

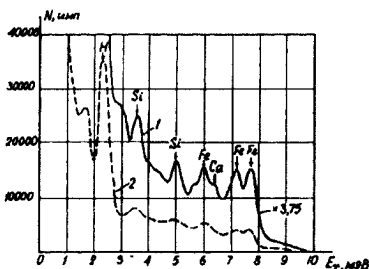


Рис. 3.13. Энергетический спектр гамма-излучения в паузе между вспышками (ГИРЗ + ГИНА): 1 – на нефтенасыщенном песчанике; 2 – на водонасыщенном песчанике

тают его из суммарного спектра ГИНР + ГИРЗ + ГИНА, зарегистрированного во время вспышки.

На рис. 3.12 представлен энергетический спектр ГИНР, снятый во время нейтронной вспышки на нефтенасыщенном (1) и водонасыщенном (2) кварцевом песке, а на рис. 3.13 – энергетический спектр ГИРЗ + ГИНА (после нейтронной вспышки) на тех же объектах (по Е.С. Кучурину и др., 2004).

На этих спектрах указаны элементы, обуславливающие характерные линии обоих спектров.

Линии ГИРЗ водорода и железа используются для стабилизации энергетической шкалы гамма-спектрометра.

«Чистый» спектр ГИНР получают вычитанием из общего спектра, зарегистрированного во время нейтронной вспышки, суммы излучений ГИРЗ + ГИНА, зарегистрированных после окончаний вспышки нейтронов.

С/О отношение, рассчитанное по «чистому» спектру, зависит от состава флюида в порах породы, коэффициента пористости и от состава минерального скелета породы. Состав флюида в порах влияет потому, что нефть содержит много углерода и не содержит кислорода, а вода, наоборот, содержит много кислорода и не содержит углерода.

Коэффициент пористости влияет потому, что от него зависит количественное содержание углерода или кислорода в порах, а состав минерального скелета влияет на величину С/О отношения из-за того, что оба этих элемента входят в состав минерального скелета: углерод, например, – в состав карбонатных минералов, а кислород – в состав и карбонатов, и кварца, и глины.

Энергии наиболее характерных линий ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов и элементов, входящих в конструкцию скважины и скважинного прибора, наблюдаемые в регистрируемых спектрах, представлены в таблице.



Таблица 3.1

**Энергия гамма-излучения неупругого рассеяния
и радиационного захвата некоторых элементов**

Элемент	ГИНР, МэВ	ГИРЗ, МэВ
Водород, Н	-	2,23
Кислород, О ₂	6,13; 7,1	-
Углерод, С	4,43	-
Кремний, Si	1,78	3,54; 4,93
Кальций, Са	3,74; 3,90; 4,49	1,94; 4,42; 5,90; 6,42
Железо, Fe	0,84; 1,25 и более	5,92; 6,02; 7,28; 7,63; 7,65
Алюминий, Al	1,02; 3,80; 4,41	1,78
Натрий, Na	0,44; 2,00; 2,7; 4,43	0,47; 2,75; 3,98; 6,40
Калий, К	2,52; 2,81; 3,59	0,77; 1,62; 2,07; 5,38
Магний, Mg	1,37; 4,12	1,81; 2,83; 3,92
Хлор, Cl	2,50; 3,60; 4,10	1,95; 6,11; 6,62; 7,41
Бор, В	-	0,48

Для учета влияния состава минерального скелета при С/О каротаже регистрируют еще одно отношение содержаний Ca/Si, поскольку это отношение коррелируется с отношением содержаний углерода и кислорода в минеральном скелете породы. Отношение Ca/Si может быть определено как по ГИНР, так и по ГИРЗ этих элементов (см. табл. 3.1).

При интерпретации из полученных отношений С/О вычитают значения Ca/Si с определенными числовыми коэффициентами, величина которых зависит от минерального состава породы.

На графиках отношений С/О и Ca/Si по глубине скважины подбирают такие масштабы и такое положение нулевых линий кривых, чтобы на породах, не содержащих нефти (глинах, водонасыщенных песчаниках), обе кривые располагались примерно на одном и том же уровне. Тогда пласты, содержащие нефть, будут отчетливо выделяться превышениями кривой С/О над кривой Ca/Si.

Разработаны приемы количественных расчетов коэффициента нефтенасыщенности по величине этого превышения. При расчетах используются результаты модельных измерений на образцах пород различного состава, а также чистой воды и чистой нефти.

Глубинность С/О каротажа невелика, поскольку нейтроны, способные претерпеть неупругое рассеяние, не успевают распространиться далеко от источника. Можно считать, что глубина исследования не превышает 20–30 см. Это означает, что основным объектом для исследования методом С/О каротажа могут быть только остановленные обсаженные скважины с расформированной зоной проникновения.

Минерализация пластовых вод хотя и не влияет на величину отношения С/О, но ухудшает условия определения этого отношения из-за сильного фона ГИРЗ, создаваемого хлором.

§ 6. Метод наведенной активности

Некоторые элементы, входящие в состав горных пород, при захвате нейтрона превращаются в неустойчивые изотопы. К ним относятся кислород, кремний, хлор, натрий и др. Образовавшиеся неустойчивые изотопы с течением времени распадаются, излучая γ -кванты. Полученная таким образом радиоактивность называется наведенной. В качестве примера наведенной активности можно привести захват теплового нейтрона ядром атома натрия: ${}_{11}\text{Na}^{23} + {}_0^1\text{n} \rightarrow {}_{11}\text{Na}^{24} + \gamma$. При этом испускается γ -квант, а образовавшийся изотоп натрия оказывается радиоактивным. Он распадается с периодом полураспада $T_{1/2} = 14,9$ час, при этом испускаются γ -кванты с энергией 3,89 МэВ.

Метод наведенной активности основан на измерении γ -излучения искусственных радиоактивных изотопов, образующихся в горных породах при взаимодействии ядер некоторых элементов с потоком нейтронов.



Каротаж по методу наведенной активности обычно проводят поточечным способом. На заданную глубину скважины опускают нейтронный источник. Через некоторое время, достаточное для образования радиоактивных изотопов, источник удаляют, а на его место устанавливают индикатор и регистрируют изменение во времени интенсивности γ -излучения. После окончания измерения на одной глубине переходят к измерениям на другой глубине, пока не исследуют заданный интервал скважины. Предварительно в каждой точке замеряют интенсивность естественного γ -излучения и вычитают ее из результатов измерения наведенной активности.

При облучении нейтронами обычно активируются несколько элементов. Результат измерения представляет их суммарное γ -излучение. Обработывая полученные данные, выделяют составляющие, соответствующие отдельным изотопам, и определяют содержание этих элементов в породе.

Метод наведенной активности применяется для отбивки ВНК в обсаженных скважинах. Разделение нефтеносной и водоносной частей пласта этим методом возможно по хлору, натрию или по ванадию. Если в качестве индикаторного элемента используют натрий, облучение и замер спада наведенной активности проводят в течение 14 часов. При использовании наведенной активности хлора пласт облучают нейтронами в течение 40 минут, а замеряют γ -излучение в течение 2–2,5 часа. Наиболее надежные результаты при отбивке ВНК дает метод наведенной активности по натрию. Применение метода возможно при минерализации вод более 50 г/л, однако он малопроизводителен.

Метод наведенной активности при непрерывном перемещении прибора можно применять только при образовании короткоживущих радиоактивных изотопов с $T < 10$ мин. Он известен под названием «активационный гамма-каротаж» (АГК). Источник нейтронов при этом располагается на расстоянии нескольких метров выше индикатора гамма-

излучения. В этом случае собственное гамма-излучение нейтронного источника и нейтронное гамма-излучение радиационного захвата, возникающее в породе, практически не оказывает влияния на показания прибора. Оптимальный размер зонда и скорость перемещения установки выбирают в соответствии с периодом полураспада получаемого радиоактивного изотопа.

Активационный гамма-каротаж по кислороду применяется для определения содержания воды в работающей скважине, а также для выявления интервалов затрубной циркуляции жидкости.

§ 7. Метод радиоактивных изотопов

Сущность этого метода заключается в том, что в скважину закачивают жидкость, содержащую радиоактивные изотопы, а затем измеряют созданную таким образом искусственную радиоактивность пород. Сравнивая кривые гамма-метода до и после введения изотопа в скважину, решают те или иные геологические и технические задачи. В качестве активаторов используют изотопы, дающие жесткое гамма-излучение, растворяющиеся в промывочной жидкости и имеющие небольшие периоды полураспада. Этим условиям отвечают изотопы циркония Zr с $T_{1/2} = 65$ сут, железа Fe^{59} с $T_{1/2} = 45$ сут, йода I^{131} с $T_{1/2} = 8$ сут. Особенно целесообразно применять изготовленный непосредственно на производственном предприятии изотоп натрия Na^{24} . Радиоактивный натрий приготавливается с помощью специальной транспортируемой активационной установки. Процесс приготовления сводится к облучению пищевой соды в количестве нескольких десятков килограммов потоком быстрых нейтронов от импульсного источника.

Метод радиоактивных изотопов особенно ценен тем, что позволяет выделять в разрезах скважин трещинные и кавернозные породы-



коллекторы, в то время как другие методы промысловой геофизики не дают положительных результатов. Эффективность выделения нефтеносных пластов может быть повышена путем применения специальных реагентов, изменяющих их фазовые проницаемости. В качестве такого реагента используют мылонафт, который в результате обменной реакции с ионами магния Mg^{++} и кальция Ca^{++} в водоносном пласте образует хлопьевидный осадок, закупоривающий поры. В этом случае активированная жидкость проникает только в нефтеносные пласты, и они будут отличаться повышенными показаниями I_{γ} .

ГЛАВА 4. ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЙ МЕТОД

Ядерно-магнитный метод (ЯММ) исследования скважин с точки зрения физических основ метода занимает особое место в классификации методов ГИС. С одной стороны, это электромагнитный метод, т. к. его внешнее поле (магнитное), с помощью которого возбуждают атомы исследуемого вещества, с другой стороны, с точки зрения чувствительности метода к содержанию водорода в породе, – это радиоактивный метод исследования скважин.

В настоящее время получили распространение две разновидности ЯММ: метод в магнитном поле Земли и метод в поле сильных постоянных магнитов. Данный раздел подготовлен на основе работ /1, 5, 9, 17, 18, 26/.

§ 1. ЯММ в магнитном поле Земли

Ядра атомов всех химических элементов характеризуются собственным механическим вращательным моментом – спином ($\vec{S}$) и магнитным моментом ($\vec{\mu}$). Отношение $\frac{\mu}{S} = \gamma$ называется гиромагнитным отношением.

Метод основан на изучении искусственного электромагнитного поля, образующегося в результате взаимодействия магнитного момента ядер с внешним магнитным полем. В отсутствие внешнего магнитного поля моменты ядер направлены хаотично. В постоянном внешнем магнитном поле ядра стремятся ориентироваться своими магнитными



моментами вдоль поля. Однако благодаря наличию механического момента ядра обладают гироскопическими свойствами и, подобно намагниченному вращающемуся волчку, ориентированы и вращаются (прецессируют) вокруг направления магнитного поля Земли.

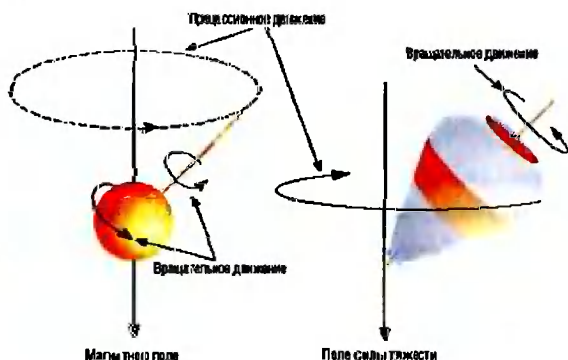


Рис. 4.1. Прецессирующие протоны (ядра водорода) в статическом магнитном поле (слева) ведут себя так же, как и макушка детского волчка в гравитационном поле Земли (справа)

Частота прецессии называется ларморовой частотой. Она зависит от напряженности внешнего магнитного поля (H) и гиромагнитного отношения ядра: $f = \gamma \cdot H$. Энергия прецессии с течением времени переходит в тепловую энергию, и магнитные моменты устанавливаются вдоль поля.

Рассмотрим ядро, находящееся в земном магнитном поле H_z . Если приложить сильное поляризующее магнитное поле H_n , перпендикулярное к полю Земли H_z , то магнитные моменты ядер ориентируются в направлении суммарного поля $H_{\text{сум}}$, создавая вектор ядерной намагниченности M . После выключения поля поляризации H_n под действием магнитного поля Земли ядра атомов возвращаются в исходное положение, прецессируя вокруг направления земного поля (рис. 4.2). При своей прецессии ядра создают переменное, затухающее во времени, электро-

магнитное поле. ЭДС, индуцируемая этим полем в приемной катушке скважинного прибора, называется сигналом свободной прецессии (ССП). Возвращение ядер в положение равновесия происходит в течение промежутка времени, который называется временем релаксации.

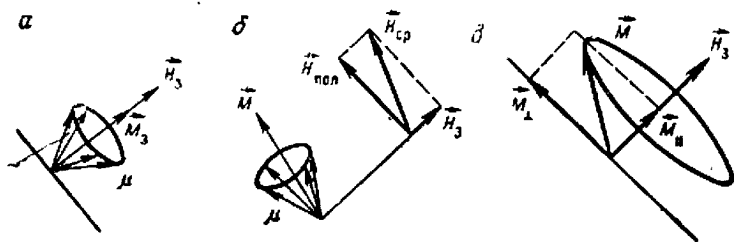


Рис. 4.2. Поведение вектора ядерной намагниченности:
 a – до поляризации; b – во время поляризации; c – в начале свободной прецессии

При этом время, характеризующее скорость изменения ориентировки магнитного момента ядра вдоль поляризирующего поля, называют временем продольной релаксации – T_1 , а время, характеризующее скорость возвращения ядер к ориентировке по магнитному полю Земли, называют временем поперечной релаксации – T_2 .

Время T_2 всегда больше, чем T_1 , т. к. $H_3 \ll H_{\text{н}}$.

Из всей совокупности элементов, составляющих горные породы, только ядра водорода обладают достаточно большим магнитным моментом, чтобы создать под действием поляризирующего магнитного поля ЭДС, которая может быть зарегистрирована в условиях скважины. Именно поэтому объектом исследования в этом варианте ЯММ являются ядра атомов водорода, входящего в тот или иной свободный флюид.

Связанная вода, очень вязкая нефть, твердые и адсорбированные на поверхности породы углеводороды дают столь быстро затухающие ЭДС, что на показания ЯММ их присутствие в исследуемом разрезе не сказывается. Амплитуда сигнала свободной прецессии зависит от



количества ядер водорода, присутствующих в исследуемом пласте. Отношение наблюдаемой при ЯММ начальной амплитуды сигнала свободной прецессии к начальной амплитуде сигнала в дистиллированной воде называют индексом свободного флюида – ИСФ.
$$\text{ИСФ} = \frac{U_{0п} \cdot \xi_э}{U_0 \cdot \xi_п},$$
 где $\xi_п$, $\xi_э$ – поправки в пласте и в эталоне, учитывающие диаметры зонда и скважины, их взаимное расположение, режим работы аппаратуры и условия измерения. ИСФ равен объему пор, заполненных жидкостью, ядра водорода которой способны участвовать в свободной прецессии. В воде ИСФ равен 100%, в горной породе, не содержащей свободной воды, – 0 %, в пластах-коллекторах ИСФ дает значения эффективной пористости в % ($K_{пэф} = K_п (1 - K_{во})$, где $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности).

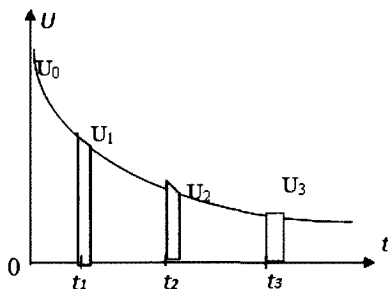


Рис. 4.3. Сигнал ЯММ

Для возбуждения и регистрации ЭДС сигналов свободной прецессии в скважине используется одна и та же катушка индуктивности, выполненная в виде прямоугольной рамки размером 850 x 100 мм. Длина этого зонда – 0,85 м, сила тока поляризации составляет 3А. Измерение направлено на опре-

деление величины амплитуды сигнала и его затухания. Для увеличения амплитуды измеряемого сигнала катушка зонда и усилитель настроены в резонанс на ларморову частоту водорода ($f = 2,1\text{кГц}$). Из-за переходных процессов в катушке и резонансного усиления измерение сигнала можно начать только спустя некоторое время после начала прецессии (t_m – «мертвое» время). Поэтому начальная амплитуда U_0 сигнала прецессии не может быть зарегистри-

рована. Для ее определения необходимо получить, по крайней мере, два значения огибающей ЭДС – U_1 и U_2 или U_1 и U_3 , которые соответствуют временам измерений t_1 , t_2 , t_3 после включения поля. По этим значениям вычисляют начальную амплитуду: $U_0 = \frac{U_1^{t_2/(t_2-t_1)}}{U_2^{t_1/(t_2-t_1)}}$ или $U_0 = \frac{U_1^{t_3/(t_3-t_1)}}{U_3^{t_1/(t_3-t_1)}}$.

При исследовании разреза скважины ядерно-магнитным методом обычно записывают две кривые сигнала свободной прецессии

(рис. 4.4). Кривые ЯММ симметричны относительно середины однородных пластов. Границы мощных пластов отбиваются в точках, расположенных на половине высоты аномалии. Для пластов малой мощности границы смещаются к максимуму кривой.

Особенность ЯММ заключается в том, что по его данным в разрезе выделяются только коллекторы независимо от их литологии. Поэтому ЯММ рекомендуется применять для выделения коллекторов в сложных разрезах, содержащих глинистые загипсованные пласты.

Для исключения влияния на показания ЯММ воды, содержащейся в промывочной жидкости, в нее добавляют магнетит

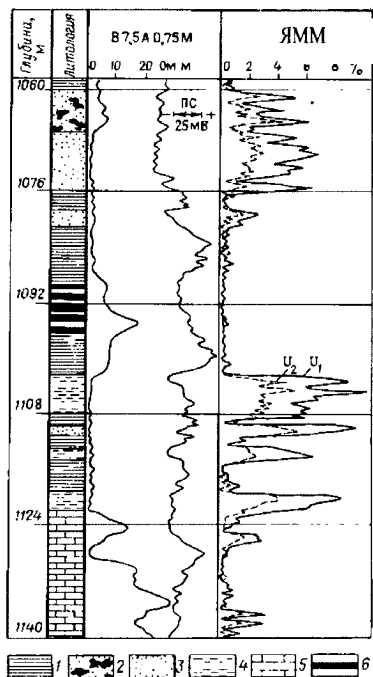


Рис. 4.4. Пример выделения коллекторов в разрезе по кривой ЯММ: 1 – глина; 2 – песчаник нефтенасыщ.; 3 – песчаник водонасыщ.; 4 – алевролит; 5 – известняк; 6 – угли



— около 15 кг на 100 л раствора. Глубинность исследования этим методом ЯММ не превышает 30 см.

Метод ЯМК в магнитном поле Земли используется для исследования разрезов необсаженных скважин с целью выделения пластов-коллекторов, определения характера их насыщения (нефть, газ или вода), определения эффективной пористости и оценки проницаемости коллектора.

§ 2. ЯММ в поле сильных постоянных магнитов

Метод основан на использовании явления ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Ядерно-магнитный резонанс связан с физическим принципом, заключающимся в реакции ядер на магнитное поле, характеризующимся в избирательном поглощении веществом электромагнитной энергии. ЯМР наблюдается при воздействии на вещество двух взаимно перпендикулярных магнитных полей: сильного постоянного поля H_0 и слабого радиочастотного РЧ (осциллирующего) поля H_1 . Так, эффект ЯМР можно получить, если поместить образец в статическое магнитное поле и затем облучить его электромагнитным полем с частотой, соответствующей резонансной для данного типа ядер: $f = \gamma \cdot H_0$, где: f — частота радиочастотного поля H_1 ; H_0 — напряженность статического магнитного поля; γ — гиромагнитное отношение (постоянная). Как видно из формулы, ЯМР является спектроскопическим методом — изменяя частоту РЧ поля f или напряженность статического магнитного поля H_0 , или и то, и другое вместе, можно создать условия резонанса для различных элементов, т. к. величина γ индивидуальна для каждого из них. Приборы ЯМК (как в поле Земли, так и в сильном поле) настраиваются на условия резонанса ядер водорода, т. к. он входит в состав воды и нефти, имеет высокую естественную распро-

страненность и большое гироманнитное отношение, облегчающее регистрацию эффектов ЯМР.

Существует несколько способов изучения ЯМР. В кювете нашел применение способ спигового эха в поле сильных постоянных магнитов. Этот способ по имени его разработчиков носит название способа Карра-Парселла-Мейбум-Гилла (КПМГ, или CPMG).

В способе КПМГ для создания поля Н используют сильные постоянные магниты, вытянутые вдоль оси прибора. В области измерений эти магниты создают поле напряженностью около 550 эрстед, что почти в 1000 раз больше напряженности магнитного поля Земли. Направлено это поле приблизительно перпендикулярно полю Земли. Соответственно ларморова частота ядер водорода в таком поле составляет около 2,3 МГц. Измерительная РЧ катушка индуктивности также вытянута вдоль оси прибора. Плоскость ее витков располагается вдоль поляризирующего поля. РЧ катушка создает поле, аналогичное полю магнита, но повернутое по отношению к нему в каждой точке пространства на 90° . Импульсная последовательность, состоящая из начального 90° -градусного импульса и длительной серии 180° -градусных, называется последовательностью КПМГ (CPMG). В настоящее время эта последовательность применяется во всех модификациях ЯМК в сильном поле, созданных в мире. После намагничивания породы полем постоянно-го магнита радиочастотная катушка излучает серию импульсов определенной длительности, после каждого из которых измеряется сигнал спин-эхо. Релаксационная кривая T_2 получается как огибающая амплитуд сигналов спин-эхо (рис. 4.5).

Полная последовательность (на каждый квант глубины) реализуется за 0,5–1 с, и за это время РЧ-катушка должна излучить 400–1000 *имп* и между ними принять такое же количество откликов спин-эхо. При этом величина напряжения для импульсов составляет *киловольты*, а для сигналов спин-эхо – десятки *нановольт*, т. е. перепад напряжений

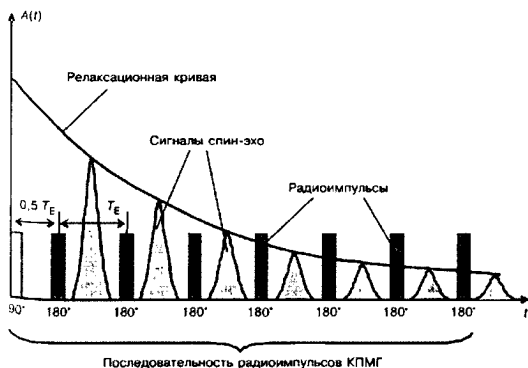


Рис. 4.5. Импульсная последовательность. Принцип измерения сигнала спинового эха. T_E – время задержки между импульсами

двух последовательных сигналов с интервалом в доли миллисекунды составляет 11 порядков.

Основными измеряемыми информативными характеристиками являются релаксационная кривая, отражающая затухание намагниченности порового флюида в породе по времени поперечной

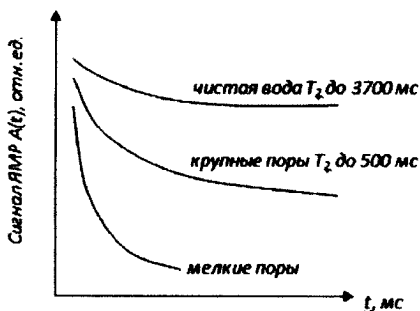


Рис. 4.6. Сигнал ЯМР от пор различных размеров

релаксации T_2 , и амплитуда сигнала, соответствующая времени начала измерения ($t = 0$) релаксационной кривой. Время релаксации T_2 зависит от размера пор. Крупные поры характеризуются большими временами релаксации (рис. 4.6).

Амплитуда сигнала, отражающая число резонирующих ядер, пропорциональна объемному водородосодержанию. При этом во всех мо-

дификациях ЯМК к моменту начала измерения релаксация протонов водорода, входящего в состав твердой фазы породы, уже завершается, и они не вносят вклад в сигнал. Поэтому ЯМК характеризует водородосодержание только флюида (фильтрата, воды, нефти, газа) в пустотном пространстве породы, которое по данным калибровки пересчитывается в коэффициент пористости по ЯМК. Отсюда вытекает важное для практики следствие – величина полной пористости по ЯМК не зависит от литологии пород.

Измерения ЯМР включают в себя ряд последовательных воздействий на протоны водорода. Процедура измерения начинается с ориентирования спинов (протонов), после чего следует отклонение спинов, прецессия, рефокусировка. Поперечная T_2 и продольные T_1 релаксации определяют продолжительность процедуры измерения. Только после завершения этих последовательных операций измерения можно повторять. На это уходит несколько секунд.

Первым шагом является ориентация вращающихся протонов с помощью мощных постоянных магнитов. Процедура ориентации занимает несколько секунд и определяется постоянной времени T_1 . Протоны прецессируют вокруг оси, параллельной направлению вектора H_0 . При каротаже вектор H_0 перпендикулярен оси скважины. Протоны находятся в низкоэнергетическом состоянии. Результирующая намагниченность является суммой моментов всех прецессирующих протонов.

Следующая операция – отклонение сориентированных протонов с помощью осциллирующего магнитного поля H_1 , направление которого перпендикулярно вектору H_0 . Эффективное отклонение спинов достигается при ларморовой частоте поля H_1 .

После приложения осциллирующего магнитного поля H_1 протоны переходят в высокоэнергетическое состояние и поглощают энергию. Фазы протонов прецессируют по отношению друг к другу. Такой процесс резонансного поглощения энергии или резонансной пре-



цессии фазы, происходящий под воздействием внешнего осциллирующего поля, называется ядерным магнитным резонансом. Протоны поглощают энергию поля H_1 . Величина угла, на который отклоняются спины, зависит от напряженности поля H_1 и длительности его воздействия. Чтобы отклонить спины на 90° , поле H_1 напряженностью 4 гаусса включается на 16 мкс. После приложения поля H_1 протоны перешли в высокоэнергетическое состояние.

Когда протоны отклоняются на 90° по отношению к полю H_0 , они начинают прецессировать (вращаться, как гироскопы в гравитационном поле) перпендикулярно к плоскости H_0 . Сначала все протоны прецессируют в унисон. Прецессируя, они генерируют на ларморовой частоте слабое магнитное поле, которое улавливается антенной и служит основой измерений при ЯМК (сигнал свободной прецессии). В силу неоднородности поля H_0 протоны начинают прецессировать на разных частотах, т. е. расфазировываться, что приводит к затуханию сигнала свободной индукции.

Расфазировка, обусловленная неоднородностью поля H_0 , носит обратимый характер. Протоны можно рефокусировать приложением импульса, отклоняющего на 180° . Мощность у него такая же, как у импульса, отклоняющего на 90° , а длительность воздействия в 2 раза больше. По мере того как протоны выходят из синхронизации, они генерируют в антенне сигнал – спиновое эхо. Спиновое эхо быстро затухает, но посылает сотни импульсов (последовательность КПМГ (CPMG)) в течение одного цикла измерений.

Последовательность КПМГ (CPMG) компенсирует расфазировку, обусловленную неоднородностью поля H_0 . Молекулярные процессы также приводят к расфазировке и являются необратимыми. Они связаны с такими петрофизическими свойствами, как скрытая пористость, распределение пор по размерам и проницаемость. Необратимая расфазировка отслеживается путем измерения затухающих амплитуд спино-

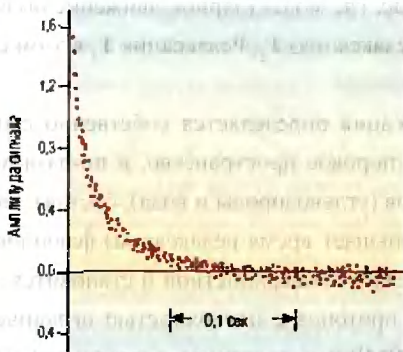


Рис. 4.7. Типичная кривая спинового эха в горной породе. Каждая точка представляет амплитуду спинового эха. В этом примере время регистрации было меньше 0,3 сек.

вых эхо в последовательности сигналов КПМГ (CPMG) (рис. 4.7). Характеристическое время затухания эхо-амплитуды называется временем поперечной релаксации T_2 .

Через время, равное нескольким T_2 , протоны полностью теряют взаимосвязь, и дальнейшая рефокусировка невозможна. После завершения цикла КПМГ (CPMG) протоны возвращаются в первоначальное состояние. Этот процесс контролируется постоянной времени T_1 .

Затухание определяется тремя параллельно проходящими процессами релаксации: поверхностной релаксации (основной механизм), диффузионной и объемной релаксации, каждая из которых контролируется комплексом петрофизических характеристик.

Поверхностная релаксация возникает за счет эффектов взаимодействия протонов с поверхностью зерен и контролируется распределением пористости по размерам пор, формой пор и релаксационной активностью поверхности. Скорость релаксации зависит от того, как часто протоны соударяются с поверхностью.

Диффузионная релаксация проявляется в неоднородном (градиент-



ном) магнитном поле, где молекулярное движение вызывает расфазировку протонов и релаксацию T_2 . Релаксация T_1 в этом случае не изменится.

Объемная релаксация определяется собственно свойствами флюида, насыщающего поровое пространство, и по-разному проявляется для различных типов (углеводороды и вода), состава, вязкости (увеличение вязкости уменьшает время релаксации) флюидов. Эффект объемной релаксации слабее поверхностной и становится заметным, когда взаимодействие протонов с поверхностью ограничено, например, при лабораторных ЯМР-исследованиях пластовых флюидов, в кавернозных карбонатах, для углеводородов в гидрофильных коллекторах (протоны УВ не контактируют с поверхностью пор).

При ЯМК механизм поверхностной релаксации является доминирующим для водной фазы, а механизм объемной релаксации — для углеводородной. При ЯМК производится измерение поперечного времени релаксации T_2 и распределения T_2 . Последнее позволяет: изучить распределение размеров пор в водонасыщенных породах; площадь под кривой распределения T_2 равна значению пористости $k_{\text{п ямк}}$; оценить величину проницаемости; граничные значения T_2 делят распределение T_2 на площади $k_{\text{п откр}}$ и $k_{\text{п ост. воды}}$.

В пористых средах время релаксации T_2 пропорционально размеру пор. Наблюдаемое время затухания T_2 представляет собой сумму сигналов T_2 , посылаемых протонами водорода из отдельных пор, релаксирующих независимо друг от друга. Распределение T_2 графически отражает объем порового флюида, связанного с каждым из значений T_2 , и, следовательно, объем, связанный с каждой из пор. Для преобразования сигналов ЯМР в распределение T_2 используют соответствующие приемы обработки сигналов (рис. 4.8).

Данная кривая представляет собой распределение пор по размерам, а площадь под кривой определяет значение $k_{\text{п ямк}}$. Пористость, опре-

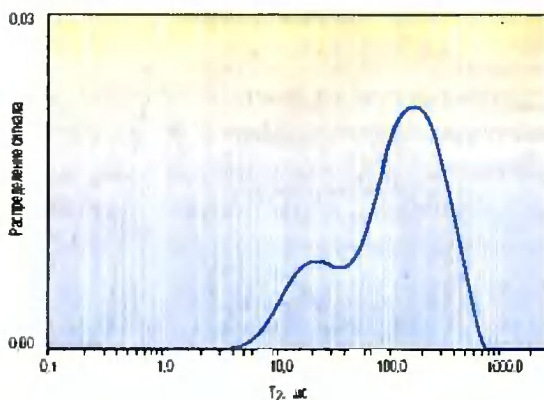


Рис. 4.8. Результат обработки амплитуды сигнала – распределение T_2

деленная по ЯМК, не подвержена влиянию литологии и включает в себя извлекаемые флюиды и $k_{во}$ (связанную воду в капиллярах). Это происходит по той причине, что водород в глинах и матрице породы обладает короткими временами релаксации.

Одно из наиболее важных преимуществ ЯМК – возможность регистрировать кривую проницаемости по разрезу в масштабе реального времени. Определение проницаемости позволяет прогнозировать дебиты, а следовательно, принимать важные решения по тому, как закончить скважину и уменьшить затраты на отбор керна и испытания. Проницаемость рассчитывается исходя из эмпирических зависимостей: $k_{пр\text{ ЯМК}} = C (k_{п\text{ ЯМК}})^4 (T_{2\log})$, где: $k_{п\text{ ЯМК}}$ – пористость по ЯМК; $T_{2\log}$ – среднее логарифмическое распределение T_2 ; C – постоянная, обычно принимаемая равной 4,0 для песчаников и 0,1 – для карбонатов. Значения C определялись по сопоставлению с керном.

Значение индекса свободных флюидов (ИСФ) определяется путем установления границы на кривой $T_{2пр}$. Значения $T_2 > T_{2пр}$ указывают на наличие крупных пор, где может происходить фильтрация,

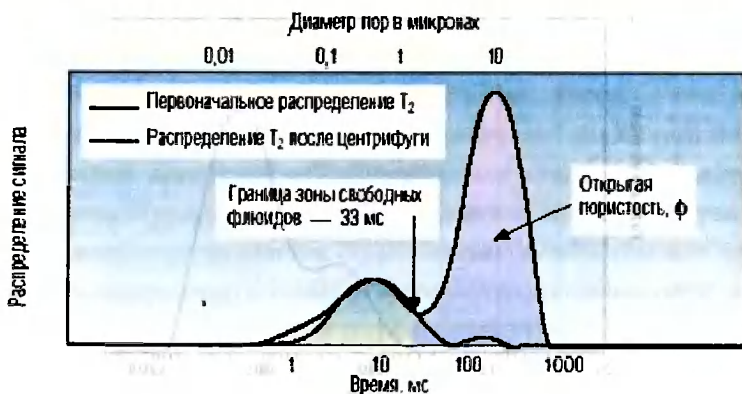


Рис. 4.9. Определение открытой пористости по граничным значениям на кривой распределения T_2

$T_2 < T_{2гр}$ — мелких пор, где флюиды удерживаются капиллярными силами. Как определяется $T_{2гр}$? На водонасыщенном керне. Измерения проводятся до центрифугирования и после него (рис. 4.9). Таким образом, $T_{2гр} = 33$ мс при $P_{кап} = 7$ атм. Если $P_{кап}$ имеет другое значение, то и значение $T_{2гр}$ может быть другим. Наблюдения, сделанные на многих образцах песчаников, показали, что $T_{2гр} = 33$ мс позволяет разделять пористости свободных флюидов и связанной воды в капиллярах.

Площадь под частью кривой справа от граничных значений позволяет определять значение пористости свободных флюидов. Количество дренированного флюида, определенного сопоставлением распределений T_2 до и после центрифугирования, равно открытой пористости, которая затем преобразована в соответствующую площадь под кривой распределения T_2 .

Следует отметить два наиболее важных отличия аппаратуры ЯМР в поле Земли и в сильном поле постоянного магнита.

1. «Мертвое» время аппаратуры. Для ЯМР в поле Земли оно составляет 60 мс. Поэтому регистрируются сигналы лишь от наиболее

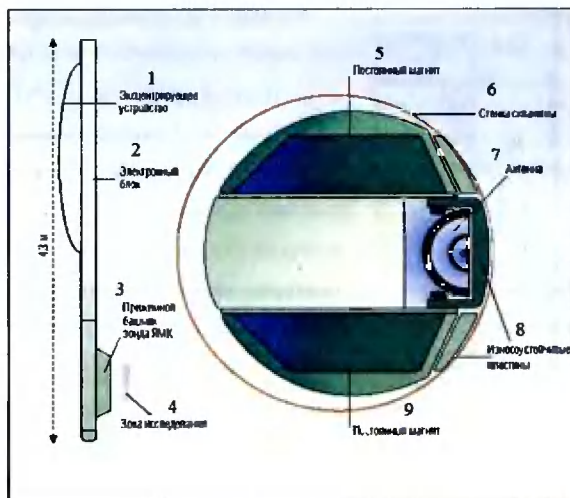


Рис. 4.10. Принципиальная схема зонда ЯМР компании «Шлюмберже»:

1 — эксцентрирующее устройство; 2 — электронный блок; 3 — прижимной башмак зонда ЯМК; 4 — зона исследований; 5, 9 — постоянный магнит; 6 — стенка скважины; 7 — антенна; 8 — износостойчивые пластины

крупных пор. Соответственно определяемая пористость меньше общей пористости и коррелируется с эффективной пористостью.

Для ЯМК в сильном поле «мертвое» время 0,8 мс, что позволяет улавливать быстро затухающие сигналы. Можно получить полное распределение пористости по временам релаксации, оценить общую пористость, связанную воду, эффективную пористость.

2. Область исследований скважинного прибора. Для ЯМК в поле Земли наблюдается сильное влияние скважины. Нужен качественный раствор, где вода связана с глиной и значения T_2 раствора низкие. Значение T_2 свободной воды в емкости — 3700 мс. Вода в поровом пространстве имеет значение T_2 10–500 мс.

Для ЯМК в сильном поле зона исследования — тонкий цилиндр толщиной до 1 мм, удаленный от стенки скважины на расстояние $R_u = 8$ см. Таким образом, нет влияния скважины и глинистой корки.

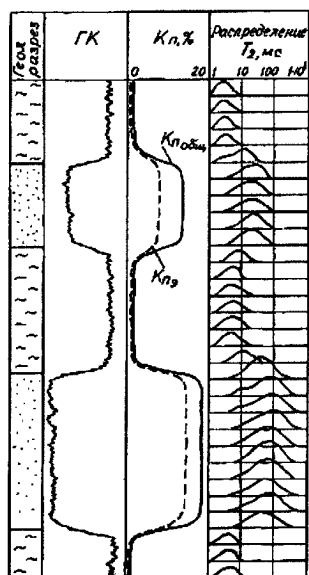


Рис. 4.11. Пример результатов ЯМК по методу спинового эха

На рис. 4.10 приведена принципиальная схема устройства зонда ЯМК компании «Шлюмберже» (зонд CMR).

На рис. 4.11 представлены результаты ЯМК по методу спинового эха в поле постоянных магнитов и диаграмма ГК в песчано-глинистом разрезе. Глины характеризуются максимумами T_2 в области 3 мс, песчаники – в области от 30 до 100 мс, что свидетельствует о наличии в них свободной воды. По кривым распределения T_2 определена общая и эффективная пористость.

ГЛАВА 5. АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Акустические методы исследования скважин основаны на изучении полей упругих колебаний (упругих волн) в звуковом и ультразвуковом диапазонах частот. Акустические методы можно подразделить на пассивные и активные.

Пассивными методами изучают колебания, создаваемые различными естественными (обычно технологическими) причинами. Сюда относятся, например, методы, находящиеся в стадии опробования: а) метод выделения газоотдающих интервалов в скважинах путем регистрации шумов, возникающих при поступлении газа или нефти в ствол скважины (шумометрия скважин); б) методы изучения шумов при бурении с целью определения характера проводимости пород по спектру колебания бурового инструмента; в) метод определения горизонтальной проекции текущего забоя на земную поверхность путем установления точки с максимумом мощности колебаний на поверхности земли.

Основное применение получили активные методы (методы искусственных акустических полей), в которых изучают распространение волн от излучателя, расположенного в скважинном приборе. Ниже рассматриваются именно эти методы. Существуют две основные модификации метода: а) модификация, основанная на изучении времени прихода (скорости распространения) волн и называемая акустическим методом по скорости волн; б) модификация, основанная на изучении амплитуды колебаний и называемая акустическим методом по затуханию волн.



§ 1. Физические основы акустического метода

Акустические волны представляют собой упругие механические возмущения, распространяющиеся в твердых, жидких и газообразных телах.

По траектории движения частиц относительно фронта волны делятся на продольные P , поперечные S , прямые гидроволны P_0 и поверхностные трубные волны типа Стоунли, Лэмба, Рэлея (рис. 5.1). Продольные волны связаны с деформацией объема среды. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия. При этом частицы совершают колебания в направлении, совпадающем с направлением распространения волны (рис. 5.1а). Поперечные волны связаны с деформацией формы среды. Распространение поперечной волны представляет перемещение зоны смещений слоев относительно друг друга. Частицы среды совершают колебания в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны (рис. 5.1б). Поверхностные волны образуются в жидкости, заполняющей скважину, у поверхности стенок скважины и в прискважинном слое горных пород (рис. 5.1в).

Количество типов волн, возникающих в неограниченных средах,

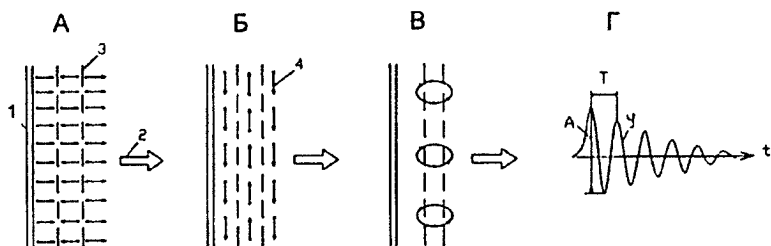


Рис. 5.1. Траектория движения частиц для основных типов волн:

А – продольных, Б – поперечных, В – Рэлея, Г – волновая картина; 1 – излучатель, 2 – направление распространения волн, 3 – фронт волны, 4 – траектория частиц; А – амплитуда волны, Т – ее период, φ – фаза волны, t – время

возрастает при переходе от жидких сред к твердым и пористым. В жидкостях и газах, обладающих объемной упругостью, существуют только продольные волны. В твердых средах одновременно могут возникать продольные и сдвиговые деформации, поэтому в них распространяются как продольные, так и поперечные волны. В насыщенных пористых средах возможно существование трех типов продольных волн (первого, второго и третьего рода) и одной поперечной по скелету породы.

При взаимодействии волны со слоистой средой возникают отраженные, проходящие и преломленные волны, если волна встречает границу двух сред под прямым углом. При распространении продольных или поперечных волн вдоль системы жестко контактирующих твердых слоев образуются обобщенные монотипные волны (если длина волны λ во много раз больше толщины слоя h).

При падении волны по нормали к границе «жидкость – жидкость» или «жидкость – газ» падающие продольные волны возбуждают только продольные отраженные и преломленные волны. Если волна падает на границу двух твердых сред или на границу «жидкость – твердая фаза», то, кроме монотипных (Р или S) волн, возникают обменные PS или SP, отраженные, преломленные и поверхностные волны. Распреде-

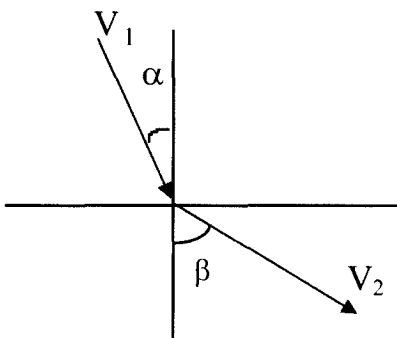


Рис. 5.2. Падающая и проходящая волны

ление энергии волны между падающими, отраженными и преломленными волнами оценивается с помощью соответствующих коэффициентов отражения и преломления.

Скорость распространения поперечных волн обычно меньше, чем продольных.

Когда упругая волна достигает границ раздела двух сред,



происходит ее отражение и преломление. Отраженные и преломленные волны, имеющие такой же тип, как и падающая, называются моно-типными, а отличающиеся по типу от падающей волны – обменными.

Между направлениями падающей и проходящей волн существует соотношение $\sin \alpha / V_1 = \sin \beta / V_2$, где: α – угол падения; β – угол преломления; V_1 и V_2 – скорости в среде 1 и среде 2. При $V_1 > V_2$ и некотором угле падения (критическом), удовлетворяющем условию $\sin \alpha_{кр} = V_1/V_2$, угол преломления $\beta = 90^\circ$ и луч проходящей волны скользит в среде 2 вдоль границы раздела. Такой случай называется полным внутренним отражением.

Рассмотрим распространение упругих волн в скважине от излучателя И, расположенного на оси скважины против пласта неограниченной мощности. Волны, распространяющиеся в скважине и пласте, пометим индексом 1 и 2. Излучатель периодически посылает пакеты из трех–четырёх периодов ультразвуковых колебаний частотой 10–75 кГц с колокольной формой огибающей. При возникновении в момент $t = 0$ импульса упругих колебаний от излучателя по промывочной жидкости

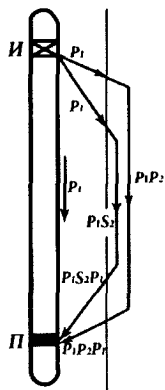


Рис. 5.3. Упругие волны возникающие в системе «скважина – пласт»

начинает распространяться прямая продольная волна P_1 , имеющая сферический фронт (рис. 5.3). После достижения в момент t_1 фронтом прямой волны стенки скважины происходит образование вторичных волн: отраженной P_{11} и двух проходящих: продольной P_{12} и обменной поперечной P_{1S2} . Волна P_{12} распространяется в породе со скоростью $V_{p2} > V_{s2} > V_{p1}$. В некоторый момент времени t_2 фронт прямой волны образует со стенкой скважины критический угол $\alpha_{кр}$, вследствие чего фронт проходящей волны P_{12} становится перпендикулярным к границе разде-

ла «скважина – пласт», и дальше эта волна скользит вдоль стенки скважины. Так как $V_{p2} > V_{p1}$, волна P_{12} все больше обгоняет прямую P_1 и отраженную P_{11} волны. При дальнейшем своем движении волна P_{12} вызывает колебания в растворе, поэтому в скважине образуется новая волна P_{121} , называемая головной. Эта волна распространяется со скоростью V_{p1} и при достаточно большом расстоянии между излучателем и приемником первой достигает приемника. Аналогично распространяется и обменная поперечная волна $P_1 S_2$, вызывая в промывочной жидкости образование головной волны $P_1 S_2 P_1$. Таким образом, от излучателя к приемнику распространяются: головная продольная волна P_{121} , головная поперечная волна $P_1 S_2 P_1$ и прямая продольная волна P_1 с соотношением скоростей $V_{p_n} > V_{s_n} > V_{p_p}$. Отраженная волна P_{11} обычно не наблюдается вследствие больших углов ее падения и малой энергии. Поэтому к приемнику П, если он достаточно удален от излучателя, последовательно приходят волны P_{121} , $P_1 S_2 P_1$ и затем прямая волна P_1 .

Вступлением волны называют первое отклонение от положения равновесия. Если записать все воспринимаемые приемником колеба-

ния, то получим график приходящих к нему волн – волновую картину. На волновой картине могут быть последовательно отмечены первое вступление и колебания продольной головной волны P_{121} , поперечная головная волна $P_1 S_2 P_1$, прямая P_1 , идущая по буровому раствору, и другие волны (рис. 5.4).

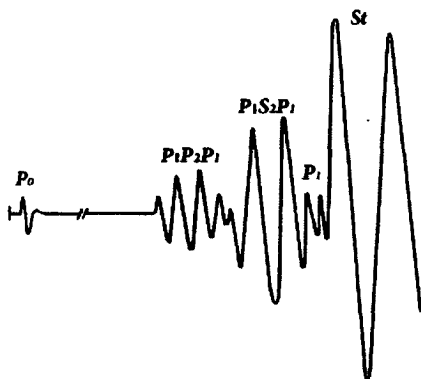


Рис. 5.4. Полный акустический сигнал, регистрируемый приемником

На границе твердой среды с жидкостью (скважина – по-



рода) возникает поверхностная незатухающая волна Стоунли (St). Она состоит из слабо неоднородной волны в жидкости, амплитуды которой медленно убывают при удалении от границы, и двух сильно неоднородных волн – продольной и поперечной – в твердом теле. В обеих средах волна распространяется с затуханием, обычным для объемных волн. Энергия волны локализована в основном в жидкости и убывает экспоненциально в направлениях от границы. В твердом теле волна распространяется в слое толщиной $0,5 \lambda_{\text{ж}}/\pi$ (где $\lambda_{\text{ж}}$ – длина этой волны в жидкости), а в жидкости – в слое толщиной, значительно превосходящей $\lambda_{\text{ж}}$. При стремлении V_s к $V_{\text{ж}}$ энергия и амплитуды волны уменьшаются. По этой причине они существенно меньше в терригенных отложениях по сравнению с высокоскоростными карбонатными, хемогенными и изверженными породами. Скорость волны Стоунли меньше скоростей распространения упругих волн в обеих средах, то есть $V_{\text{St}} < V_{\text{п}} V_s, V_{\text{ж}}$.

Часть волнового пакета, занимающая временной интервал от первого вступления поперечной головной волны $P_1 S_2 P_1$ до последних колебаний волны Стоунли, наиболее изменчива. Типы волн, которые удастся выделить в этом интервале, зависят от упругих свойств пород и скважинной жидкости, частот возбуждаемых колебаний и затуханий упругих волн в обеих средах. В классическом представлении за поперечной волной следуют малоамплитудные быстрозатухающие и наиболее высокочастотные колебания прямой волны P_1 , распространяющейся в скважинной жидкости. Последующие колебания волны в жидкости прерываются наиболее интенсивными в большей части разрезов низкочастотными колебаниями волны Стоунли St. Видимая частота колебаний волны Стоунли, регистрируемых приборами АК, находится в пределах 2–7 кГц. Амплитуды волны в 3–6 раз больше амплитуд поперечной головной волны в высокоскоростных разрезах и примерно во столько же раз больше амплитуд продольной головной волны в низкоскоростных разрезах.

Помимо основных типов информативных волн, перечисленных выше, в волновых пакетах АК присутствуют также колебания других типов волн, в первую очередь, отраженных и обменных. Их невозможно обнаружить невооруженным глазом в волновых пакетах, но они легко идентифицируются на фазокорреляционных диаграммах.

В обсаженной скважине в интервалах свободной не зацементированной колонны, которую можно представить в виде свернутой в цилиндр пластины, распространяется продольная волна Лэмба (L). Эта волна по своей природе близка к нормальным волнам, распространяющимся в пластинах и стержнях, размеры которых ограничены по одной или двум (декартовым) осям. В работах по акустической цементометрии волна Лэмба носит название «волна по колонне».

Фазовая скорость волны Лэмба V_L меньше скорости продольной P волны в неограниченном пространстве и определяется выражением:

$$V_L = V_P \sqrt{(1-2\nu) / (1-\nu)},$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Радиус R_u исследования АК на головных волнах вводят аналогично радиусу исследования в радиометрии: за R_u принимают радиус такого цилиндра, за пределами которого исследуемая характеристика (интервальное время, коэффициент затухания и т. п.) изменяется на заданную величину – обычно на 10%. Глубинность АК по амплитуде головных волн (динамическая глубинность) составляет полтора значения длины волны в породе (отсчитывая от стенки скважины). Например, при $V = 5$ км/с, $f = 20$ кГц $R_u = 20$ см. Радиус исследования АК по скорости продольных волн (кинематическая глубинность) примерно в 2 раза меньше динамической глубинности.

Область применения. Результаты, полученные акустическим методом, используют при литологическом расчленении разреза, выделении коллекторов, определении их пористости и характера насыщения, контроля обводнения залежей при их разработке и при решении некоторых других геологических и технических задач.



Специальные акустические приборы, регистрирующие время прихода и амплитуду волн, отраженных от стенок скважины (или обсадной колонны), позволяют определять диаметры и профиль скважины (акустические каверномер и профилемер), судить о строении стенок (акустические телевизоры). Акустические каверномер и профилемер особенно широко используют при исследовании подземных полостей значительного диаметра (до 40 м), сооруженных, например, для хранения нефтепродуктов.

Более полно вопросы, связанные с аппаратурой и методикой применения акустического метода для контроля технического состояния обсаженных скважин, представлены в томе 4 учебного пособия.

§ 2. Принцип измерения

Основными видами зондов акустического каротажа являются двухэлементный и трехэлементный. Первый состоит из одного излучателя и одного приемника. Второй зонд содержит один излучатель и два расположенных по одну сторону от него приемника или два сближенных излучателя и удаленный от них приемник. Характерной величиной для зонда акустического каротажа является база S . В двухэлементном зонде – это расстояние от излучателя до приемника, а в трехэлементном – расстояние между приемниками либо между излучателями. Свойства трехэлементного зонда определяются также его длиной L – расстоянием от средней точки между одноименными элементами до разноименного.

Наиболее широкое распространение имеет аппаратура СПАК-4, в которой используется трехэлементный зонд с двумя излучателями и одним приемником: И₂0,5И₁1,5П. Эта аппаратура позволяет регистрировать кривые изменения с глубиной времен распространения t_1 и t_2 ,

интервального времени $\Delta t = (t_2 - t_1) / S_1$ амплитуды A_1 , A_2 и ослабления продольной волны на единицу длины L (в дБ/м).

В приборах АК обычно используются магнитострикционные излучатели и пьезокерамические приемники. Магнитострикционный излучатель представляет собой сердечник из специального сплава, на который намотана обмотка. Возникающее при прохождении тока магнитное поле вызывает изменение размеров сердечника, что приводит к деформации окружающей среды и образованию упругой волны. Пьезокерамический приемник изготавливается из керамики, обладающей пьезоэлектрическими свойствами, которая помещается между металлическими электродами. При деформации пьезоэлектрика на электродах появляется напряжение. Чтобы исключить возможность прохождения волн по корпусу прибора, между его элементами устанавливают резиновые изоляторы.

Форма кривых акустического каротажа

Акустические исследования проводят в скважинах, заполненных буровым раствором, который необходим для создания акустического контакта излучателей и приемников зонда с окружающей средой. Разгазирование бурового раствора способствует резкому повышению затухания волн и может вызвать искажение диаграммы, особенно для большего из зондов.

Регистрация диаграмм интервального времени Δt и коэффициента (или отношения) A_1/A_2 – наиболее распространенная форма представления данных акустического метода, предусмотренная во всех типах серийной аппаратуры.

Точку записи диаграмм для двухэлементного зонда относят к середине между излучателем и приемником, а для трехэлементного зонда – к середине между одноименными элементами зонда. Против отдельных пластов кривые Δt и A_1/A_2 по форме симметричны. Перехо-

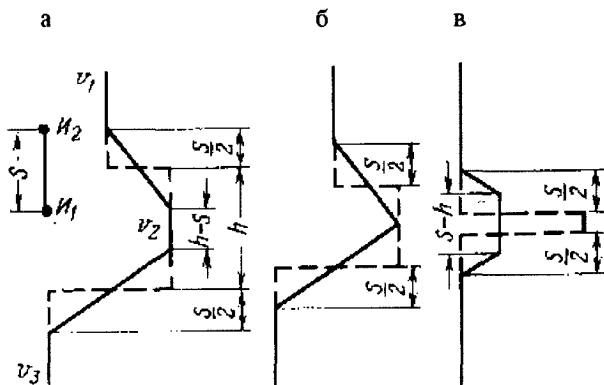


Рис. 5.5. Кривые АК

ды от показаний против вмещающих пород к показаниям против пласта представлены наклонными линиями. Выделяют пласты большой и малой толщины. Против пластов, мощность которых превышает размеры зонда ($H > S$ и L), отмечаются параллельные оси глубин участки – плато (рис. 5.5, а). При уменьшении H до значений $H = S$ плато вырождаются в точку (рис. 5.5, б). При дальнейшем уменьшении мощности пластов показания против них уменьшаются, а против пластов вновь регистрируются площадки (рис. 5.5, в).

Границам пласта во всех случаях соответствуют точки, расположенные на расстоянии $0,5S$ от начала наклонных участков в сторону пласта. В пластах мощностью больше базы зонда (S) эти точки совпадают с серединами наклонных участков. Если на границе двух пластов скорость распространения волны меняется постепенно, кривые времени имеют более плавные очертания.

Против пачки пластов, для которых мощность каждого пласта меньше базы (длины) зонда, форма кривых становится очень сложной. В пределах пачки не удастся выделить отдельные пласты и определить против них значение интервального времени.

§ 3. Акустический телевизор

Акустический телевизор предназначен для детальных исследований поверхностей стенок скважин с помощью отраженных от них упругих волн. Основным узлом акустического телевизора является вращающийся высокочастотный пьезокерамический преобразователь, выполняющий поочередно функции излучателя и приемника упругих колебаний.

В момент излучения упругий импульс от преобразователя нормально падает на стенку скважины и частично отражается от нее. Отраженный импульс принимается тем же преобразователем (переключенным к этому времени в режим приема), усиливается, детектируется и передается в наземную регистрирующую схему. Амплитуда отраженного импульса несет основную информацию об исследуемых породах.

При вращении преобразователя вокруг своей оси последовательно исследуется поверхность скважины в горизонтальной плоскости. Детальность такого исследования равна приблизительно длине излучаемой волны и составляет 0,8–1 мм при рабочей частоте преобразователя 1,5–2 МГц.

В наземной аппаратуре изображение поверхности стенки скважины получают на экране электронно-лучевой трубки (ЭЛТ). Сечение скважины в горизонтальной плоскости изображается при этом в виде непрерывной линии, которая преобразуется при непрерывном движении скважинного прибора в развернутое изображение стенки скважины.

Основным назначением акустического телевизора является выделение в разрезах трещиноватых и кавернозных пород и определение границ пластов. Кавернозно-трещиноватые породы выделяются среди неглинистых пород интенсивными потемнениями на диаграммах. Каверны в стволе скважины и глинистые прослои также вызывают потемнения в записях телевизора. Их отличают от кавернозно-трещиноватых пород, используя диаграммы других видов каротажа – ДС, ПС, ГК и др.



В обсаженных скважинах акустический телевизор применяют для изучения интервалов перфорации обсадной колонны, выявления мест ее порывов, интенсивной коррозии и т. п. На рис. 5.6. приведен пример использования акустического телевизора в комплексе с электромагнитным дефектоскопом для контроля технического состояния обсадной колонны.

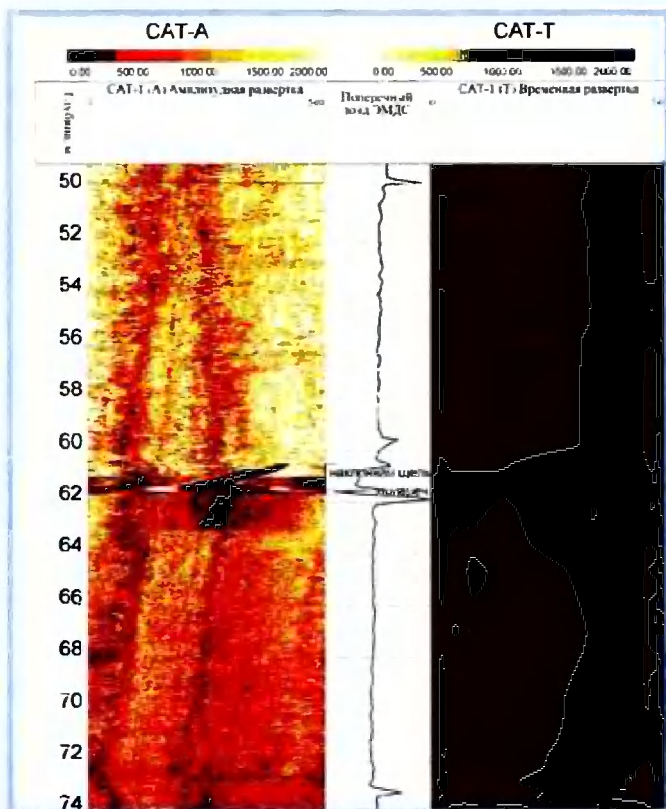


Рис. 5.6. Пример представления результатов контроля состояния обсадной колонны акустическим телевизором и электромагнитным дефектоскопом

Если в скважинном приборе, аналогично акустическому телевизору, измерять не амплитуды, а времена от посылки до прихода отраженных импульсов, то полученная на экране ЭЛТ круговая развертка будет изображать горизонтальное сечение (профиль) скважины. Основное отличие акустического профилемера от телевизора в том, что в профилемере применен пьезокерамический преобразователь с меньшей собственной частотой (100–500 кГц) колебаний.

Акустические профилемеры применяются для исследования крупных полостей – искусственных хранилищ нефти и газа (вымываемых в солях), стволов шахт и т. п.

ГЛАВА 6. ТЕРМОМЕТРИЧЕСКИЕ И ДРУГИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. Термометрия

Термометрические методы исследования разрезов скважин основаны на изучении распространения в скважинах и окружающих их горных породах естественных (геотермия) и искусственных тепловых полей (более полно аппаратура, применяемая в термометрии, а также теория и методика применения термометрии в действующих скважинах и при контроле технического состояния скважин изложены в томах 3 и 4 учебного пособия).

Интенсивность и распространение тепловых полей зависят от термических свойств, геометрических форм и размеров исследуемых сред.

Термические свойства горных пород характеризуются теплопроводностью, или удельным тепловым сопротивлением, тепловой анизотропией, удельной теплоемкостью и температуропроводностью.

В нефтяной и газовой геологии и практике промысловых работ геотермия играет особенно большую роль. Естественная температура недр является одним из основных факторов, определяющих условия образования нефти и газа, их миграцию и скопление в виде залежей. От температуры зависят физико-химические свойства и фазовое состояние нефти, газа и воды в пластовых условиях. Точный учет температуры недр необходим при проектировании и осуществлении разработки нефтяных и газовых месторождений, при определении термических условий бурения и эксплуатации скважин, проектировании, изготовле-

нии и эксплуатации термостойкой скважинной аппаратуры и, наконец, при количественной интерпретации данных различных геофизических методов исследования скважин.

Тепловые поля в нефтеносных и газоносных горизонтах образуются при вскрытии и разработке пластов. При этом изменение температуры обусловлено дроссельным и калориметрическим эффектами. Дроссельный эффект (эффект Джоуля-Томсона) при поступлении газа в скважину вызывает резкое снижение температуры. Движение нефти за счет дроссельного эффекта создает положительные аномалии на фоне изменения геотермического градиента.

Распределение естественного теплового поля в толще земной коры зависит главным образом от литологического, тектонического и гидрогеологического факторов, на изучении которых основано решение следующих задач.

Литолого-тектонические и гидрогеологические задачи региональной геологии решаются путем определения основных геотермических параметров, которые позволяют: а) определять естественную температуру пород на заданной глубине; б) коррелировать разрезы скважин при региональных исследованиях; в) прогнозировать тектоническое строение территории, не изученной с помощью бурения; г) получать гидрогеологическую и мерзлотную характеристики исследуемых районов. Для решения этих задач используют термограммы естественного теплового поля.

Детальное исследование разреза скважин. Для этой цели определяют тепловые свойства пород по данным термических исследований с установившимся и неуставившимся тепловым режимом.

Тепловые характеристики в комплексе с другими петрофизическими параметрами пород позволяют решать следующие задачи: 1) литологическое расчленение разрезов скважин; 2) выявление коллекторов; 3) поиски полезных ископаемых.



Метод искусственного теплового поля основан на изучении распределения во времени теплового поля, искусственно созданного в скважине, и на различии тепловых свойств изучаемых сред, в частности, температуропроводности.

Искусственное поле в скважине может быть создано путем заполнения ее промывочной жидкостью с температурой, отличающейся от температуры пород, и путем нагревания промывочной жидкости при экзотермической реакции схватывания цемента при цементировании затрубного пространства.

Метод искусственного теплового поля позволяет решать следующие задачи: 1) определение термодинамических и газогидродинамических характеристик эксплуатируемых объектов; основная цель этих работ – контроль разработки нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа; 2) изучение технического состояния скважин.

Температурные измерения в скважинах проводят с помощью электрических термометров.

Каждый электрический термометр сопротивления характеризуется постоянной времени, показывающей в какое время он, будучи перенесен из одной среды в другую, воспримет $2/3$ разности температур этих сред. Постоянная времени составляет от 0,5 до 3 с, определяя допустимую скорость перемещения прибора по скважине. Термограммы регистрируют при спуске термометра, чтобы исключить искажающее влияние перемешивания раствора.

В процессе бурения в скважине циркулирует раствор, температура которого отличается от температуры окружающих пород. После прекращения циркуляции раствора скважина и прилегающие к ней участки пород постепенно принимают свою естественную температуру. Время наступления теплового равновесия скважины с породами зависит от длительности теплового возмущения и достигает нескольких суток.

Измерения температур проводят как до установления теплового равновесия с породами – методом неустановившегося теплового режима, так и при тепловом равновесии – методом установившегося теплового режима.

Термограмма, зарегистрированная при установившемся тепловом режиме, представляет кривую изменения естественных температур по разрезу скважины (рис. 6.1). Наклон кривой к оси глубин определяется величиной геотермического градиента. Среди осадочных пород наибольшее значение геотермического градиента соответствует глинам и аржиллитам, меньшее – неглинистым песчаникам и карбонатным породам. Минимальные значения градиента соответствуют гидрохимическим осадкам.

Когда температуры в скважине и окружающих породах различаются между собой, выравнивание температур происходит с неодинаковой для различных пород скоростью.

Если температура бурового раствора t_p выше температуры пород t_n , то породам повышенной теплопроводности – песчаникам, известнякам, гидрохимическим осадкам соответствуют пониженные показания, а породам с пониженной теплопроводностью – глинам – повышенные показания на термограмме. Обратное соотношение наблюдается при $t_p < t_n$. Таким образом, разная интенсивность теплообмена

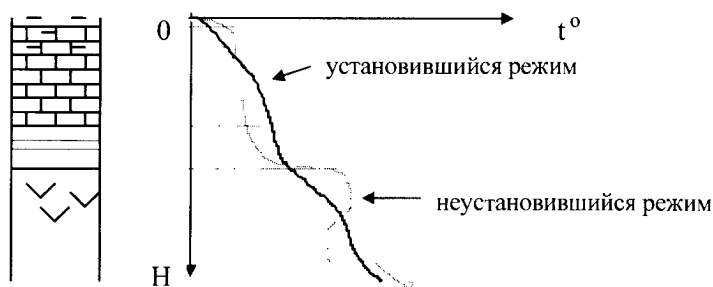


Рис. 6.1. Схематические термограммы для различных режимов



между глинистым раствором и горными породами позволяет применять этот метод для изучения геологических разрезов скважин.

§ 2. Кавернометрия

В породах различной литологии фактический диаметр скважины не всегда соответствует диаметру долота. При этом наблюдается как уменьшение диаметра скважины, так и увеличение его, иногда весьма значительное. Данные о фактическом диаметре скважины необходимы для уточнения геологического разреза и используются при количественной интерпретации.

Измерение фактического диаметра скважины осуществляется каверномерами. Кривая измерения диаметра по стволу скважины называется кавернограммой.

Применяются каверномеры циркульного, ромбического, рессорного типов (рис. 6.2). Принцип действия всех существующих типов каверномеров одинаков и состоит в преобразовании механических переме-

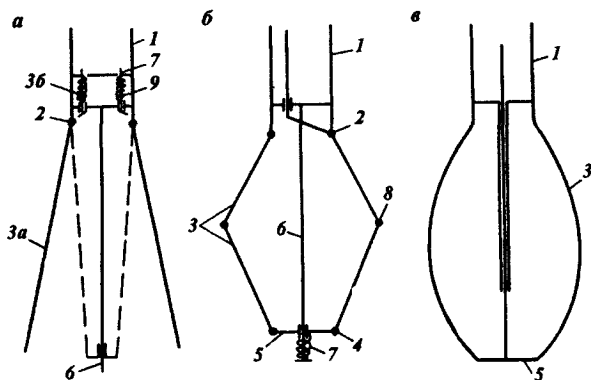


Рис. 6.2. Схемы механических датчиков каверномеров различного типа:
а) циркульного; б) ромбического; в) рессорного

щений мерных рычагов в электрические сигналы, которые передаются по кабелю на поверхность, а затем в регистрирующий прибор. Различие каверномеров состоит в электрических схемах, конструкциях и способах раскрытия мерных рычагов.

В каверномере циркульного типа кинематически связанные между собой осью 2 измерительные рычаги 3а (длинные) и 3б (короткие) соединены с корпусом 1 каверномера. Позиция 4 соответствует сжатому положению рычагов. С короткими рычагами 3б соединен шток-толкатель 8, который при помощи пружин 7 прижимает длинные рычаги каверномера к стенке скважины. Подвижной фланец 5 установлен с возможностью перемещения вдоль хвостовика 6.

Ромбовидная конструкция каверномера содержит коленчатые рычаги 3, соединенные между собой в средней части с помощью шарнира 8, в верхней части с помощью оси 2 с корпусом прибора 1, а внизу – при помощи оси 4 – с подвижным фланцем 5, способным перемещаться по хвостовику 6. Пружина 7 предназначена для прижатия измерительных рычагов к стенкам скважины.

В каверномере рессорного типа измерительный элемент 3 выполнен в виде упругой рессоры, прижимаемой к стенкам скважины. Верхний конец рессоры соединен с корпусом 1 каверномера, а нижний – с подвижным фланцем 5.

В каверномерах и профилемерах перемещение механических рычагов преобразуется в электрический сигнал, амплитуда которого пропорциональна диаметру скважины.

Диаметр скважины определяют по формуле $d_c = d_0 + C (\Delta U/I)$, где d_0 – начальный диаметр при закрытых рычагах каверномера, C – постоянная каверномера. Для градуировки обычно используется крестовина с отверстиями, расположенными на одинаковом расстоянии от ее центра, в которые вставляются мерные рычаги, или набор градуировочных колец.



Собирается обычная схема измерения, минус источника питания подключается к корпусу прибора. При выбранной силе тока питания каверномера I около 2 мА и задаваемых значениях раскрытия мерных рычагов, соответствующих определенным диаметрам скважин, измеряют разности потенциалов ΔU , снимаемые с омического датчика. По величинам ΔU и известным диаметрам крестовины строят градуиро-

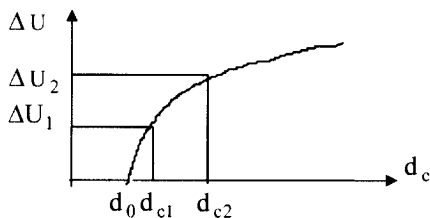


Рис. 6.3. Градуировочный график

вочный график $\Delta U = f(d_c)$. Постоянную каверномера рассчитывают по двум парам значений, выбранным на линейном участке графика, с помощью формулы

$$C = \frac{I(d_{c2} - d_{c1})}{\Delta U_2 - \Delta U_1}, \text{ при } \Delta U = 0.$$

§ 3. Профилеметрия

Ствол скважины в сечении не всегда является кругом. Несоответствие формы сечения ствола необсаженной скважины кругу свидетельствует о наличии в ней желобов, которые образуются из-за искривления скважины и воздействия на ее стенки замковых соединений буровых труб. Обсадные колонны также могут изменить свое круго-

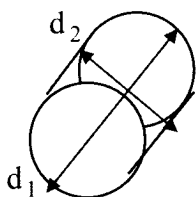


Рис. 6.4. Схема измерения профилемером

вое сечение за счет смятия. Измерение диаметров необсаженных и обсаженных скважин одновременно в нескольких вертикальных плоскостях осуществляется скважинными профилемерами. Обычно измеряют диаметр скважин в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Для определения профиля необсаженных скважин используют

каверномер-профилемер СКП-1. Диаметр скважины определяется этим прибором по величине раскрытия двух пар независимо перемещающихся измерительных рычагов. Величина раскрытия рычагов преобразуется в пропорциональную ей разность потенциалов с помощью реостатов для каждой пары рычагов отдельно. Измерительные рычаги раскрываются в скважине с помощью электромагнита.

Профили и средние внутренние диаметры обсадных колонн измеряются трубным профилемером ПТС-1, который позволяет записывать шесть профилеграмм. Каждый профиль определяется парой рычагов, перемещающихся независимо от других. Для повышения точности измерений профилемер центрируется. Данные профилеметрии обсадных колонн необходимы для обнаружения в них различных дефектов и более точной интерпретации данных дебитометрии и расходомерии скважин.

Профилемер ПТС-2 предназначен для исследования обсадных колонн с трехжильным бронированным кабелем, который позволяет измерять восемь радиусов колонны.

Качество кавернограммы и профилеграммы оценивается по показаниям регистрирующего прибора в колонне и по величинам диаметра скважины против плотных непроницаемых пластов, в которых диаметр скважины, определенный по этим кривым, должен быть равен номинальному диаметру скважины.



§ 4. Инклинометрия скважин

Для определения положения и координат скважины применяется метод определения параметров, характеризующих искривление скважин (угла δ и азимута φ или дирекционного угла β), называемый инклинометрией, или дирекционными измерениями (рис. 6.5).

По данным замеров угла отклонения от вертикали (зенитного угла) и азимута искривления скважины, а также длины скважины в точке замера строятся проекции оси скважины на горизонтальную и вертикальную плоскости (рис. 6.6).

Наличие фактических координат скважины, определенных по данным инклинометрии, позволяет точно установить точки пересечения скважиной различных участков геологического разреза.

Инклинометрия для определения положения (траектории или курса) скважины абсолютно необходима для решения широкого круга задач на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации скважины. В первую очередь, это касается геофизической интерпре-

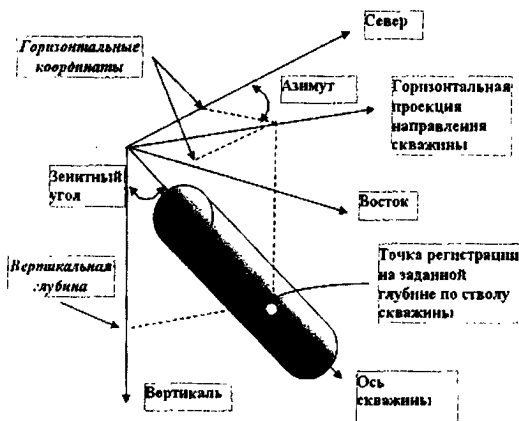


Рис. 6.5. Компоненты описания положения скважины

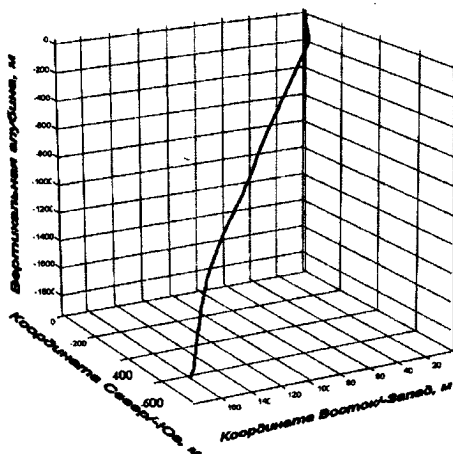


Рис. 6.6. Трехмерное представление положения скважины

тации, структурных построений на основании сейсморазведки, вертикального сейсмического профилирования, геологического моделирования, подсчета геологических и извлекаемых запасов, составления схем разработки, проектирования бурения новых скважин и зарезки вторых стволов.

Современные инклинометры обеспечивают направленное бурение, позволяя ориентировать отклонители долота, кроме того, реализована возможность ориентирования перфораторов, керноотборников, скважинных сейсмоприемников. Информация о кривизне ствола скважины позволяет решать многие технологические вопросы, а также вопросы капитального ремонта. Например, знание интенсивности кривизны скважины позволяет предотвратить возможные затруднения и аварии, в частности, застревание и обрыв приборов.

При бурении новой скважины дирекционные датчики обеспечивают ее проводку в заданном направлении, позволяя предотвратить столкновение с уже пробуренными скважинами. Ликвидация (глушение)



аварийных скважин невозможна без данных инклинометрии, обеспечивающих бурение скважин-ликвидаторов. Дирекционные данные необходимы не только для направленного бурения, но и для трехмерного цифрового геологического моделирования, построения геологических моделей месторождений – как новых, так и разбуренных десятилетия назад. При этом к данным инклинометрии необходимо предъявлять повышенные требования, так как абсолютные отметки и координаты пластопересечений являются основой геологической модели. Построение модели – трудоемкий и дорогостоящий процесс. Без знания точных траекторий скважин модель заведомо обречена на погрешности, требующие дальнейшего исключения, а сама модель – уточнения или пересмотра.

Надежность определения положения скважины необходима не только для проектирования и бурения новых скважин с поверхности, но еще более актуальна при забурировании вторых стволов, особенно горизонтальных.

При эксплуатации скважин информация о кривизне позволяет устанавливать скважинное оборудование (пакеры, погружные насосы, погружные приборы) в наиболее оптимальных точках скважины, что, в свою очередь, повышает эффективность и длительность работы устанавливаемого оборудования, так как предотвращает преждевременный износ.

Инклинометрические телесистемы можно разделить на три типа:

- забойные телеметрические системы (магнитные и гироскопические), входящие в компоновку низа бурильной колонны;
- на кабеле (измерения в режиме реального времени);
- автономные.

По способу регистрации их можно разделить на системы:

- для стационарных поточечных замеров;
- непрерывной записи.

Современные системы для определения пространственных координат точки измерений состоят из трех блоков: блока измерения зенитного угла, блока измерения азимута и блока измерения длины скважины (иногда функции некоторых могут совмещаться).

Для измерения азимута применяются магнитные и гироскопические приборы, при этом блоки измерения угла и длины скважины в них, в основном, идентичны.

Магнитным инклинометром производятся одновременные измерения трех взаимно ортогональных составляющих вектора напряженности магнитного поля Земли и трех взаимно ортогональных компонент вектора силы тяжести, по которым определяются азимутальный и зенитный углы наклона скважины. В приборе используются жестко закрепленные феррозондовые датчики магнитометра и акселерометры.

При измерении такими приборами азимут скважины отсчитывается от направления на магнитный полюс Земли.

Проведение дирекционных измерений магнитными приборами сталкивается с рядом ограничений и сложностей. В первую очередь, это связано с тем, что магнитное поле Земли не является стабильным и его характеристики изменяются во времени и пространстве. Магнитное склонение – угол между магнитным и географическим севером – также не является постоянным, в отличие от привязки гироскопического датчика – географического севера (Северного полюса). Частичная коррекция результатов измерений магнитными приборами решается путем контроля геомагнитной ситуации в зоне проведения измерений специальным наземным феррозондовым блоком датчиков и применения методики совместной обработки данных измерений скважинного и наземного измерительных приборов (коррекция поля). Однако параметры магнитного поля на поверхности все же могут отличаться от параметров в толще земной коры.

Магнитные искажения, обусловленные влиянием проводящих эле-



ментов, не могут быть исключены полностью, даже при использовании немагнитных труб в компоновке бурильной или обсадной колонны. Помимо металла конструкции скважины, искажающее влияние могут оказывать и некоторые минералы, входящие в состав горных пород (например, пирит), растворы на нефтяной основе могут намагничиваться и т. д.

В силу влияния перечисленных факторов, применение магнитных приборов часто становится недопустимым. Например, при зарезке боковых стволов из скважин, обсаженных стальной колонной, при повторных измерениях в обсаженной стальной колонной скважине, при кустовом бурении или при бурении с морских платформ верхних интервалов скважин. В этих случаях для измерения азимута скважины необходимо использовать гироскопические системы, показания которых не зависят от напряженности магнитного поля Земли.

В общем случае погрешность магнитных систем возрастает с увеличением угла наклона скважины, если скважина имеет направление Восток/Запад, и в условиях высоких широт – из-за уменьшения горизонтальной составляющей магнитного поля Земли.

Гироскопические инклинометры обладают более высокой точностью измерений и более широкими возможностями применения по сравнению с магнитными приборами.

Первоначально в качестве датчика измерения азимута начали применять так называемый «свободный гироскоп», в котором для определения азимута скважины использовано свойство гироскопа сохранять неизменным пространственное расположение оси вращения ротора гироскопа при любых поворотах его корпуса. Трехстепенные гироскопы с классическим кардановым подвесом обладают дрейфом, не позволяющим добиться требуемой точности.

Современная аппаратура для гироскопической инклинометрии предполагает использование высокоточных динамически настраиваемых

мых гироскопов (ДНГ). В отличие от «свободного» гироскопа такой прибор не требует предварительной ориентировки на устье скважины. В практике исследований эта система получила название «самонаводящейся на географический север». Системы измерений на базе таких датчиков называют аналитическими. В таких системах гироскоп представляет собой датчик угловых скоростей (ДУС) и реагирует на угловую скорость основания, на котором он установлен. В стационарном положении прибора измеряемым параметром является угловая скорость вращения Земли. Важно отметить, что для заданной широты эта величина является известным и стабильным параметром (в отличие от параметров магнитного поля), что позволяет надежно корректировать данные гироскопических измерений. Угловая скорость вращения Земли – векторная величина, и ее горизонтальная составляющая направлена по географическому меридиану, что позволяет определять азимут относительно направления на географический север. Регистрируемые сигналы акселерометров и гироскопического датчика(-ов) характеризуют соответственно проекции вектора ускорения силы тяжести и проекции вектора угловой скорости вращения Земли на оси приборной системы координат аналогично измерениям положения прибора относительно вектора магнитной индукции поля Земли.

Неоспоримым преимуществом гироскопических приборов по сравнению с магнитными является возможность проведения инклинометрических измерений в обсадной колонне, бурильных или насосно-компрессорных трубах.

Гироскопические приборы также реализуют возможность непрерывной регистрации угла и азимута, что позволяет измерять положение скважины с высокой детальностью. В общем случае погрешность стационарных гироскопических приборов (аналогично магнитным) возрастает с увеличением угла наклона скважины, если скважина имеет направление Восток/Запад, и в условиях высоких широт – из-за



уменьшения горизонтальной составляющей угловой скорости вращения Земли. Точность гироскопических систем с непрерывной записью в общем случае обуславливается точностью определения положения начальной точки записи и внутренним дрейфом датчика, при этом ограничения по углу скважины, ее направлению или широте отсутствуют.

До спуска прибора осуществляется его калибровка, а перед спуском и после спуска в скважину производится тестирование его точностных характеристик для подтверждения работоспособности.

Калибровка аппаратуры заключается в первоначальном определении и коррекции основных аппаратурных погрешностей с целью получения необходимой точности измерений. Для этого используется специальный стенд, сориентированный с высокой точностью на прочном основании. Измерения на стенде позволяют определить и исключить влияние внутренних помех датчиков, несовпадения осей измерительных блоков, смещение центра масс (для гироскопа) и т. д. Процедура калибровки позволяет определить набор специальных калибровочных параметров, их изменение при изменении температуры, а также в автоматическом компьютеризированном режиме провести проверку полученной калибровки.

Проверка аппаратуры. Параметрами, используемыми для контроля качества измерений, которые должны находиться в пределах установленных допусков, в частности, являются: абсолютная разность между значениями масштабных коэффициентов датчиков до и после измерений, точность определения горизонтальной составляющей угловой скорости вращения Земли или магнитной индукции, уровни шумов при считываниях по осям гироскопа или магнетометров и др.

ОАО «Башнефтегеофизика» располагает современной аппаратурой ИММН-60, ИОН-73, ИОН-42, а также малогабаритной гироскопической аппаратурой для проведения измерения параметров траектории ствола обсаженных и необсаженных скважин глубиной до 6000 м, диаметром не менее 80 мм.

§ 5. Пластовая наклонотметрия

Ориентацию геологического тела достаточно полно можно охарактеризовать такими параметрами, как угол и азимут наклона (падения) одной из его поверхностей. Указанные характеристики являются исчерпывающими, если речь идет о плоском геологическом теле, например, пласте, или частично плоском геологическом теле, когда только один из элементов его поверхности является плоским (зеркало скольжения тектонического нарушения). Учитывая, что геологическое тело может иметь правильную или неправильную геометрическую форму, в качестве еще одного элемента, характеризующего форму тела, можно рассматривать его толщину (мощность).

Без указанных элементов залегания геологических тел (пластов) невозможно достоверное построение геологических разрезов по профилю, проведение корреляции разрезов скважин, структурных карт,

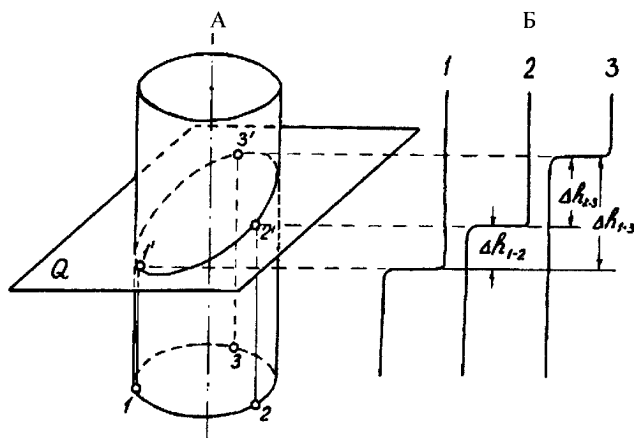


Рис. 6.7. Принцип действия пластового наклонотмера: А – расположение датчиков наклонотмера; Б – диаграммы, зарегистрированные этими датчиками на контакте пород с различными физическими свойствами



проектирование профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин, интерпретация данных ГИС и подсчет запасов нефти и газа.

Основные элементы залегания пласта – его угол и азимут наклона – можно определить по данным пластовой наклонотрии скважины. Достаточно простая технология проведения и высокая информативность пластовой наклонотрии выгодно отличают этот метод геофизических исследований скважин.

На рис. 6.7 приведена схема, иллюстрирующая принцип пластовой наклонотрии скважин.

Пластовый наклонмер состоит из расположенных относительно друг друга под углом 120° трех однотипных датчиков, инклинометра и каверномера. Датчики расположены в плоскости, перпендикулярной оси скважинного прибора так, что точки записи находятся в одной плоскости на одинаковом расстоянии от оси прибора и скважины. Последнее достигается тем, что измерительные электроды размещены на покрытых изоляционным материалом прижимных башмаках, а сам прибор с помощью пружинных фонарей центрируется в скважине. При наклонном пересечении скважиной контакта сначала его пересечет датчик 1, затем 2 и только потом датчик 3 (при движении наклонмера снизу вверх). Соответственно, и аномалии, зафиксированные этими датчиками, придется на разную глубину (рис. 6.7).

Первоначально в качестве датчиков в пластовом наклонмере использовались датчики для измерения потенциалов самопроизвольной поляризации, затем датчики сопротивления экранированного заземления, микрозондов. Наилучшие результаты пластовой наклонотрии скважины были получены при использовании датчиков бокового микрокаротажа, показания которых свободны от влияния характера насыщения пласта.

С помощью инклинометра определяют азимут и зенитный угол наклона скважины, а каверномером – средний диаметр скважины. Из-

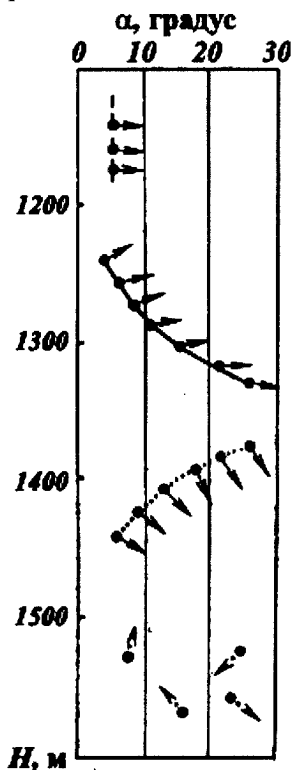


Рис. 6.8. Представление пластовой наклонотметрии

мерения пластовым наклонотмером осуществляют путем записи трех (иногда четырех) кривых идентичными датчиками, а также показаний инклинометра.

Результаты измерений пластовым наклонотмером представляют в системе координат (α, H) (где α – угол падения пласта, а H – глубина его залегания) с помощью отрезков с кружками и стрелками на концах (рис. 6.7). Проекция кружка на ось абсцисс, используемую для углов падения α пластов, позволяет определить значение угла падения конкретного пласта. Ориентацию стрелки следует рассматривать по отношению общепринятым направлениям по странам света (направление север – юг совпадает с направлением оси глубин), и она показывает азимут наклона пласта. Анализ взаимного расположения стрелок на наклонотграммах позволяет (см. рис. 6.8) определять местоположением в разрезе скважины тектонических несогласий, перерывов в осадконакоплении, изучать особенности процесса осадконакопления.

ГЛАВА 7. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ

§ 1. Опробование пластов приборами на каротажном кабеле

Для оценки характера насыщения пласта из него отбирают пробу пластовой жидкости. Для этой цели геофизические организации используют опробователи пластов на каротажном кабеле (рис. 7.1).

Основными узлами опробователя пластов являются: прижимное устройство ПУ, герметизирующий башмак ГБ и камера К для пластового флюида. В корпусе прибора, заполненном рабочей жидкостью РЖ, размещены электромотор ЭМ с поршнем П и поршни прижимного устройства и герметизирующего башмака, а также подпружиненный шток Ш. После установки прибора в интервале опробования подается питание на ЭМ и П начинает опускаться. Давление РЖ возрастает и выдвигает ПУ и ГБ. При этом участок стенки скважины, подлежащий опробованию, изолируется от остальной части ствола. Затем подпружиненный Ш, опускаясь, открывает К для сбора пробы и соединяет ее с отверстием в ГБ. При этом за счет большого перепада давления в пласте и камере жидкость из пласта через отверстие в башмаке начинает поступать в опробователь и заполняет К. После отбора пробы, о чем свидетельствует повышение давления в ней, зарегистрированное датчиком давления ДД, двигатель ЭМ реверсирует, Ш поднимается. При этом отверстие разгерметизации ОР соединяется с каналом в ГБ, а прижимное устройство и герметизирующий башмак возвращают в исходное положение. Одновременно давление под башмаком уравнивается с гидростатическим, без чего было бы трудно оторвать прибор

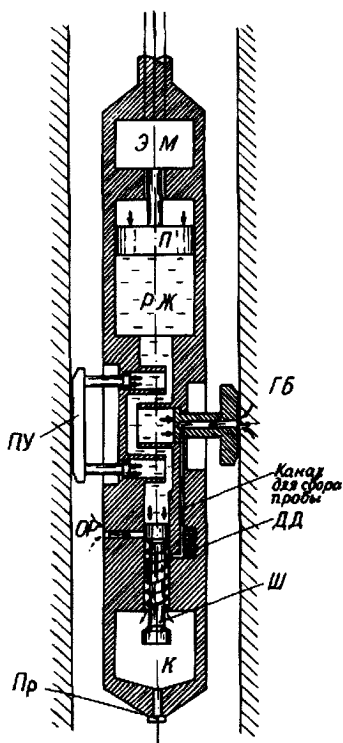


Рис. 7.1. Принципиальная схема опробователя пластов на кабеле ОПУ-65

от стенки скважины. Всеми операциями управляют по кабелю, на котором опробователь опускается в скважину, а после заполнения камеры извлекается на поверхность. После подъема прибора на поверхность измеряют давление в камере, извлекают пробу, вывинчивая пробку Пр, и проводят ее исследование.

Распространение получили опробователи типа ОПТ-7-10, ОПН-5-7 и ОПН-7-10. Опробователь пластов ОПТ-7-10 работает на одножильном кабеле в комплексе с обычным промыслово-геофизическим оборудованием. В опробователе все механические системы подчинены действию гидростатического давления жидкости, заполняющей скважину. Рабочее усилие при этом создается перепадом давления гидростатического в скважине и атмосферного в камере опробователя.

Управление работой прибора осуществляется с помощью пороховых зарядов, воспламеняемых электрическим током, пропускаемым по кабелю. Прибор позволяет отбирать пробы жидкости и газа в необсаженных скважинах глубиной до 7 км.

Опробователь пластов ОПН-5-7 предназначен для исследования глубоких необсаженных скважин малого диаметра. Принцип действия прибора также основан на использовании энергии гидростатического давления столба жидкости в скважине.



Опробователь пластов ОПН-7-10 также работает по этому принципу. Отличается тем, что в нем предусмотрено создание дренажного канала в пласте кумулятивным зарядом в случае слабого притока или его отсутствия. Прибор позволяет произвести одновременно отбор жидкости из пласта и измерять давление и приток.

Опробователи пластов обладают малой глубиной исследования – около 40 см. Поэтому в коллекторах исследуют практически зону проникновения фильтра бурового раствора. Однако в зоне проникновения продуктивных пород содержится не менее 20–30% от объема порового пространства остаточной нефти и не менее 10–20% газа. Действие больших депрессий в зоне дренажа приводит к тому, что часть остаточной нефти становится подвижной, извлекается из пор и попадает в баллон. Кроме того, происходит глубокая, почти полная дегазация жидкости в порах, в том числе и остаточной нефти. Поэтому при опробовании продуктивных пластов наряду с фильтратом раствора всегда отбирается газ и небольшое количество нефти.

§ 2. Испытание пластов аппаратами на бурильных трубах

Эти работы выполняются промыслово-геофизическими организациями с участием буровой бригады. Испытание продуктивного горизонта осуществляют комплектом испытательного инструмента КИИ (см. рис. 7.1.), который представляет собой сборку инструментов, спускаемых в скважину на бурильных трубах. Промышленностью выпускаются испытательные инструменты КИИ-146, КИИ-95 и КИИ-65, позволяющие вести работы в скважинах диаметром от 75 до 295 мм. Пласты испытывают сверху вниз по мере их вскрытия. Процесс испытаний заключается в следующем.

В процессе спуска КИИ приемный клапан закрыт, запорный поворотный клапан открыт. При упоре инструмента о забой резиновый

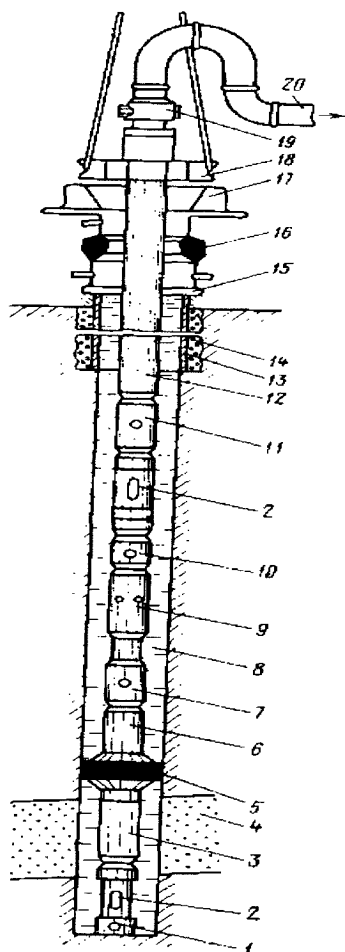


Рис. 7.2. Схема компоновки узлов КИИ:

1 – опорный башмак; 2 – глубинные регистрирующие манометры; 3 – фильтр; 4 – испытываемый объект; 5 – пакер; 6 – безопасный переводник; 7 – ясс гидравлический; 8 – ствол скважины, заполненный промывочной жидкостью; 9 – испытатель пластов гидравлический; 10 – клапан запорный поворотный; 11 – клапан циркуляционный; 12 – бурильные трубы; 13 – обсадная колонна; 14 – цемент; 15 – крестовина; 16 – превентор; 17 – ротор; 18 – элеватор; 19 – контрольная головка-вертлюг; 20 – выкидная линия



элемент пакера деформируется и перекрывает кольцевой зазор скважины. Через некоторое время (примерно 1 мин.) гидравлическое реле времени открывает приемный клапан, и жидкость из опробуемого интервала через фильтр начинает поступать в бурильные трубы. После окончания периода притока вращением труб закрывают запорный поворотный клапан, и начинается период восстановления давления. По окончании этого периода инструменту задают некоторое натяжение. Пакер при этом освобождается, после чего начинают подъем инструмента. При подъеме отбирают пробы жидкости из бурильных труб и определяют объем притока по количеству пустых и заполненных труб. Пробы в дальнейшем подвергаются физико-химическому анализу. В процессе испытаний регистрируется диаграмма изменения давления в подпакерном пространстве с помощью самопишущих манометров, установленных в испытателе (ниже фильтра). По результатам испытаний пласта устанавливают характер его насыщенности и основные гидродинамические параметры – пластовое давление, продуктивность, гидропроводность и т. д. Продолжительность полного цикла испытания (приток – восстановление давления) обычно составляет около 5 ч.

ГЛАВА 8. ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ

§ 1. Проведение работ

Промыслово-геофизическое предприятие (управление, экспедиция, отдельно действующая партия) действует на основании плана и сметы на геофизические работы в скважинах. Эти документы составляются исходя из объемов и видов бурения скважин, указанных в годовых заявках геологоразведочных, буровых и нефтегазодобывающих организаций.

Геофизические работы проводят по мере поступления заявок от заказчиков. Установлен следующий порядок проведения геофизических работ.

Перед выездом на скважину начальник партии получает наряд, в котором указывается общий объем работ, в том числе по видам исследований и интервалам, данные о времени проведения работ, о конструкции скважин и т. д. Затем он информирует своих подчиненных о характере предстоящих работ, проверяет готовность аппаратуры и оборудования, если необходимо, получает взрывчатые вещества, средства взрывания. Данные об объекте исследования, записанные в наряде, уточняются по прибытии партии на скважину. Начальник партии может приступить к производству работ при наличии акта о подготовленности скважины, подписанного буровым мастером и геологом.

Выполнение операции оформляют актом, который подписывает начальник партии и представитель заказчика. Материалы геофизических



исследований после окончания работ на буровой сдаются в интерпретационную партию, а наряд на работу и акт о выполнении – диспетчерской службе. Копии геофизических диаграмм и результаты интерпретации затем выдаются заказчику.

§ 2. Подготовка скважин для проведения исследований

Буровая, на которой намечается проведение геофизических работ, должна быть подготовлена. К буровой должны быть подведены подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственный подъезд каротажной станции. На буровой должна быть сделана ровная площадка для установки станции. У края ее монтируется специальный щит с рубильником для подключения каротажного подъемника и лаборатории. Пол буровой и мостки очищаются от грязи. Ствол скважины на необсаженном интервале прорабатывается долотом номинального диаметра, с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужений, сальников и пробок. Параметры промывочной жидкости приводят к значениям, предусмотренным в геолого-техническом наряде. Устье скважины оборудуют в зависимости от вида работ согласно действующим инструкциям. Готовность скважины к геофизическим исследованиям удостоверяется специальным актом. При производстве ГИС на скважине должна присутствовать буровая бригада, при этом производство каких-либо иных работ на буровой без разрешения начальника каротажной партии не допускается. Не допускается проведение геофизических работ в скважине, заполненной промывочной жидкостью с вязкостью более 90 с. по СПВ, содержащей песок или обломки пород в количестве более 5%, а также в скважинах, поглощающих (с понижением уровня со скоростью более 15 м/ч), переливающих и газифицирующих.

§ 3. Комплексы измерений

Предпосылкой успешного применения каротажа для изучения геологического разреза скважины является выбор надлежащего комплекса (программы) геофизических исследований. Программа должна обеспечивать решение поставленных перед нею задач при возможно меньшем объеме измерений.

С учетом сходства геологических и технических условий проведения работ в разных районах устанавливают типовые комплексы ГИС. Типовые комплексы включают в себя общие исследования, которые выполняются по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500, и детальные исследования перспективных на нефть и газ интервалов в масштабе глубин 1:200. В тонкослоистых разрезах детальные исследования осуществляются в масштабе глубин 1:100 или 1:50. Общие и детальные исследования подразделяются на основные, которые в большинстве случаев позволяют решать все поставленные геологические задачи, и дополнительные, информация которых необходима в отдельных случаях.

Общие исследования предназначены для корреляции разрезов скважин, выделения в них интервалов, перспективных на нефть и газ, а также для изучения технического состояния стволов скважин. Перечисленные задачи определяют объем исследований, состоящий из 5–6 видов одной из модификаций каротажа сопротивления, ПС, ГМ, НГМ, газового каротажа, кавернометрии и инклинометрии. В единичных скважинах выполняется термометрия.

Детальные исследования предназначены для полного изучения нефтегазосодержащих коллекторов. В скважинах различного назначения в их состав входит до 10–12 видов исследований. Минимальное количество – 5–6 видов исследований – требуется для выделения и оценки терригенных и карбонатных коллекторов с гранулярным типом по-



ристости. Комплекс исследований расширяется, достигая 10–12 видов для коллекторов сложного строения – глинистых, трещинных и кавернозных.

Назначение скважин определяет полноту комплексов ГИС. Наиболее полно документируются поисковые скважины, предназначенные для выделения на новых площадях перспективных на нефть и газ интервалов. В разведочных скважинах, которые бурятся для детального изучения уже выявленных продуктивных интервалов, используется меньший комплекс ГИС. Основное внимание при этом уделяется определению эффективных мощностей, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности. Наименьший комплекс требуется для эксплуатационных скважин, исследования которых направлены на определение положения коллекторов, свойства которых известны.

На основе типовых комплексов для отдельных районов составляют обязательные комплексы ГИС, которые включают виды каротажа, обеспеченные аппаратурой. Типы аппаратуры, размеры зондов, методики измерения устанавливают в каждом районе с учетом конкретных условий.

§ 4. Показатели эффективности работ

В настоящее время большое внимание уделяется эффективности и качеству проведения промыслово-геофизических работ. С целью сокращения простоя буровых на передовых промыслово-геофизических предприятиях вводится круглосуточное обслуживание скважин и предварительное планирование ГИС. Для более эффективного использования каротажных партий и промыслово-геофизической аппаратуры и оборудования вводится их обезличенная эксплуатация, при которой каротажная партия перед выездом на буровую получает из аппаратурно-

го цеха (или бригады) комплекс проверенной и проэталонированной аппаратуры и проверенное оборудование, а после проведения работ на скважине возвращает эту аппаратуру и оборудование в аппаратный цех (или бригаду), где они снова осматриваются, ремонтируются и эталонируются.

Для оценки работы промыслово-геофизических предприятий используется ряд показателей, характеризующих эффективность ГИС. К показателям геологической эффективности относятся:

- коэффициент эффективности исследований, представляющий соотношение суммарного числа подтвердившихся заключений (положительных, отрицательных и неопределенных) к общему числу опробованных или испытанных пластов;

- коэффициент подтверждаемости заключений – отношение числа подтвердившихся заключений к общему числу опробованных или испытанных пластов по положительным и отрицательным заключениям;

- коэффициент достоверности заключений – отношение числа подтвердившихся положительных заключений к общему числу опробованных или испытанных пластов по положительным заключениям;

- коэффициент пропуска продуктивных пластов – отношение числа пропущенных по данным ГИС продуктивных пластов к общему числу выявленных продуктивных пластов;

- коэффициент однозначности значений – отношение числа однозначных (положительных и отрицательных) заключений к общему числу выданных заключений.

Контроль деятельности промыслово-геофизических предприятий по этим показателям существенно повышает качество и эффективность ГИС.

Подходы к оценке эффективности ГИС постоянно развиваются. Статистическая оценка эффективности, разработанная в ОАО «Башнефтегеофизика», представлена также во втором томе учебного пособия.



§ 5. Требования к точности диаграмм

К диаграммам различных геофизических методов предъявляются следующие требования:

1. Зарегистрированные кривые должны соответствовать нормальной характеристике исследуемого разреза, известной из предыдущих геофизических исследований в данном районе. При резком расхождении полученных диаграмм с существующими проводят повторную запись.

2. Ошибки определения величин ρ_k , ΔU_{nc} и других параметров не должны превышать 5–10% от их действительных значений. Погрешность оценки диаметра скважины не должна превышать $\pm 1,5$ см.

3. В скважинах, верхняя часть которых уже исследовалась, надо выполнить повторные измерения с перекрытием замеров в интервале не менее 50 м. Расхождения свыше 5% допускаются лишь в тех случаях, когда возможны изменения условий измерения (например, проникновение фильтрата промывочной жидкости в коллекторы).

Список принятых сокращений

АК	– акустический каротаж
АКЦ	– акустический цементомер
БКЗ	– боковое каротажное зондирование
БК	– боковой каротаж
БЭЗ	– боковое электрическое зондирование
ВАК	– волновой акустический каротаж
ВДМ	– волновой диэлектрический метод
ВИКИЗ	– высокочастотное изопараметрическое каротажное индукционное зондирование
ВП	– вызванный потенциал
ВСП	– вертикальное сейсмическое профилирование
Г	– генератор
ГМ	– гамма-метод
ГГМ-П	– гамма-гамма-метод плотностной
ГГМ-ц	– гамма-гамма-цементометрия
ГИНА	– гамма-излучение наведенной активности
ГИНР	– гамма-излучения неупругого рассеяния
ГИРЗ	– гамма-излучение радиационного захвата
ГМ-С	– гамма-метод спектрометрический
ГГМ-С	– гамма-гамма-метод селективный
ГПС	– градиент самопроизвольной поляризации
ГТИ	– геолого-технологические исследования
ДК	– диэлектрический каротаж
ДС	– кавернометрия
ДМК	– детальный механический каротаж
ИМ	– индукционный метод
ИНГМ	– импульсный нейтронный гамма-метод
ИНГМС	– импульсный нейтронный гамма-спектрометрический метод
ИННМ-Т	– нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам

ИПТ	– испытание пластов на трубах
ИСФ	– индекс свободного флюида
КПМГ	
(СРМГ)	– способ Карра-Парселла-Мейбум-Гилла
КС	– кажущееся сопротивление
МК	– микрокаротаж
МБК	– боковой микрокаротаж
МНА	– метод наведенной активности
НГМ	– нейтронный гамма-метод
НГМ-С	– нейтронный гамма-спектрометрический метод
ННМ-НТ	– нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам
ННМ-Т	– нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам
ПЖ	– промывочная жидкость
ПТС	– трубный профилемер
ПУ	– приемное устройство
РП	– регистрирующий прибор
СЭЗ	– метод экранированного заземления
СП	– собственный потенциал
САТ	– скважинный акустический телевизор
ССП	– сигнал свободной прецессии
УЭС	– удельное электрическое сопротивление
ФЭУ	– фотоэлектронный умножитель
ЭДС	– электродвижущая сила
ЭК	– электрический каротаж
ЭЛТ	– электронно-лучевая трубка
ЯММ	– ядерно-магнитный метод
ЯМР	– ядерно-магнитный резонанс

Список условных обозначений

A	– амплитуда волны
D	– диаметр зоны проникновения
d_c	– диаметр скважины
E_d	– диффузионная ЭДС
$E_{да}$	– диффузионно-адсорбционная ЭДС
E_{Φ}	– фильтрационная ЭДС
E_s	– статистическая амплитуда ПС
E_{γ}	– энергия гамма-излучения
f	– частота ЭМ-поля
G	– геометрический фактор
H	– напряженность магнитного поля
H_{θ}	– напряженность статического магнитного поля
H_l	– напряженность радиочастотного (осциллирующего) поля
I	– сила тока
$K_{п}; k_n$	– коэффициент пористости
K_v	– коэффициент водонасыщенности
$K_{нг}$	– коэффициент нефтегазонасыщенности
L	– длина зонда
Π	– коэффициент поверхностной проводимости
$P_{п}$	– параметр пористости
P_n	– параметр насыщения
S	– спин-ядра атома
$T_{1/2}$	– период полураспада изотопа
T_n	– среднее время жизни тепловых нейтронов
T_1	– время продольной релаксации
T_2	– время поперечной релаксации
V	– скорость распространения упругой волны
U	– потенциал
W	– водородосодержание среды
$\alpha_{пс}$	– относительная амплитуда ПС

ΔI_{γ}	– двойной разностно-относительный параметр ГК
$\Delta I_{\text{НГК}}$	– двойной разностно-относительный параметр для НГК
ΔU	– разность потенциалов
$\Delta U_{\text{ПС}}$	– наблюдаемая амплитуда ПС
Δt	– интервальное время пробега акустической волны
δ	– плотность вещества
$\rho_{\text{в}}$	– удельное сопротивление пластовой воды
$\rho_{\text{ВП}}$	– удельное сопротивление водонасыщенного пласта
$\rho_{\text{ГК}}$	– удельное сопротивление глинистой корки
$\rho_{\text{ВП ГЛ}}$	– удельное сопротивление глинистых пород
$\rho_{\text{ЗП}}, \rho'$	– удельное сопротивление зоны проникновения
$\rho_{\text{П}}$	– удельное сопротивление пласта
$\rho_{\text{ТР}}$	– удельное сопротивление трещиноватой породы
$\rho_{\text{ПП}}$	– удельное сопротивление промытой зоны
$\rho_{\text{ВМ}}$	– удельное сопротивление вмещающих пород
$\rho_{\text{с}}; \rho_{\text{о}}$	– удельное сопротивление бурового раствора
$\rho_{\text{ф}}$	– удельное сопротивление фильтрата бурового раствора
$\rho_{\text{нг}}$	– удельное сопротивление нефтегазонасыщения пород
$\rho_{\text{к}}$	– кажущееся сопротивление
μ	– магнитный момент ядра атома
$\sigma_{\text{к}}$	– кажущаяся проводимость

Список используемой литературы

1. Аксельрод С.М., Неретин В.Д. Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике. – М.: Недра, 1990. – 192 с.
2. Антонов Ю.Н. Изопараметрическое каротажное зондирование (ВИКИЗ) // Геология и геофизика. – 1980. – № 6. – С. 81–91.
3. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике / Под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.
4. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин: Учебник для вузов / Под ред. Е.В. Каруса. – М.: Недра, 1990. – 398 с.
5. Грег Губелин, Крис Моррис, Билл Кенйон и др. Ядерно-магнитный каротаж – технология 21-го века // Нефтегазовое Обозрение. – Изд-во «Шлюмберже». – 2001. – Т. 6, № 1. – С. 30–43.
6. Даев Д.С. Высокочастотные электромагнитные методы исследования скважин. – М.: Недра, 1974. – 192 с.
7. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов В.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика: Учебник для вузов / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Нефть и газ, 2004. – 342 с.
8. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.Н., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин: Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
9. Дэвид Аллен, Стив Крэри, Боб Фридман и др. Использование ядерно-магнитного резонанса при исследованиях скважин // Нефтегазовое Обозрение. – Изд-во «Шлюмберже». – 2001. – Т. 6, № 2. – С 4–25.
10. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. – М.: Недра, 1978. – 320 с.
11. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 475 с.

12. *Исаченко В.Х.* Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
13. *Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д.* Геофизические исследования в скважинах. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
14. *Комаров С.Г.* Геофизические методы исследования скважин: Учебник для техникумов. – М.: Недра, 1973. – 348 с.
15. *Кривонос Р.И.* Пластовая наклонметрия скважин. – М.: Недра, 1988. – 168 с.
16. *Кучурин Е.С., Глухов В.Л., Огнев А.Н., Метелев В.П.* Состояние, эффективность применения и перспективы развития углеродно-кислородного каротажа для оценки нефтенасыщенности пластов разрабатываемых месторождений // НТВ «Каротажник». – 2004. – № 1 (114). – С. 13–24.
17. *Методическое* руководство по проведению ядерно-магнитного каротажа и интерпретации его данных / Под ред. В.Д. Неретина. – М.: ВНИИЯГГ, 1982. – 96 с.
18. *Применение* ядерно-магнитного метода исследования скважин при контроле выработки пласта / В.Д. Чухвичев, А.Г. Корженевский, В.А. Горгун, В.Д. Неретин // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. «АИС». – 1998. – Вып. 49. – С. 86–94.
19. *Резванов Р.А.* Радиоактивные и другие незлектрические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1982.
20. *Скважинные* геофизические информационно-измерительные системы: Учебн. пособие для вузов / В.Н. Широков, Е.М. Митюшин, В.Д. Неретин и др. – М.: Недра, 1996. – 317 с.
21. *Скважинная* ядерная геофизика. Справочник геофизика / Под ред. О.Л. Кузнецова, А.Л. Поляченко. – Изд. 2-е, перераб. и дополн. – М.: Недра, 1990. – 318 с.
22. *Сковородников И.Г.* Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. – Екатеринбург: Институт испытаний, 2009. – 471 с.

23. *Стрельченко В.В.* Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2008. – 551 с.

24. *Технология* исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: Методическое руководство / Ред. М.И. Эпов, Ю.Н. Антонов. – Новосибирск: НИЦ ОИГМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000. – 121 с.

25. *Хаматдинов Р.Т., Велижанин В.А., Черменский В.Г.* С/О-каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // НТВ «Каротажник», 2004. – Вып. 12–13. – С. 3–23.

26. *Хаматдинов, Митюшин Е.М., Барляев В.Ю., Мурцовкин В.А., Малинин А.В.* Ядерно-магнитный томографический каротаж // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. «АИС». – 2002. – Вып. 100. – С. 138–169.

27. *Эпов М.И., Антонов Ю.Н.* Технология исследования скважин на основе ВИКИЗ: Методическое руководство. – Новосибирск, 2003.

Предметный указатель

А

Акустические методы 9, 119

Акустический скважинный телевизор САТ, 9, 129

Б

Боковое электрическое зондирование 8, 40

Г

Газоразрядные счетчики 80

Гамма-метод 8, 77

Геометрический фактор 58

Градиент геотермический 135

Д

Детекторы гамма-квантов 80

Диффузионно-адсорбционная ЭДС 68

Диффузионная ЭДС 67

Диффузия тепловых нейтронов 87

Длина зонда акустических методов 126

– КС 34

– ГГМ 85

– индукционного 56, 62

– нейтронных методов 89

З

Зонд экранированный семиэлектродный 46

Зонды для измерения КС 8, 32

И

Импульсные нейтронные методы 9, 92

Индукционный метод 54

Инклинометрия 9, 140

Испытатель пластов на трубах 152

Источник нейтронов импульсный 92

– нейтронов стационарный 89

К

Кажущееся удельное электрическое сопротивление 32

Каверномеры 136

Коэффициент

– затухания упругих волн 127

– зонда индукционного 55

Кривые КС в одиночных пластах 35

– в пачке пластов 39

М

Метод

– естественной радиоактивности 8, 77

– естественного теплового поля 9, 132

– искусственного теплового поля 9, 132

– микрозондирования 50

– собственной поляризации 67

– радиоактивных изотопов 101

– рассеянного гамма-излучения 81

– плотностной модификации 9, 82, 84

– селективной модификации 9, 82

– сопротивления экранного заземления 44

Н

Нейтронные методы 9, 86

Нейтронный гамма-метод 9, 89

Нейтрон-нейтронный метод с регистрацией тепловых нейтронов 9, 89

– надтепловых нейтронов 9, 89

Нейтронный активационный анализ 99

О

Опробователь пластов на кабеле 150

Отбор проб пластового флюида 150

Параметр насыщения 24

– пористости 20

– фокусировки экранированного зонда 47

П

Поверхностная проводимость 25

Пористость 21, 85, 114

Проницаемость 115

Профилемер 138

Р

Радиоактивность 78

Радиометрия скважин 76

Радиус исследования акустического метода 125

– гамма-метода 79

– гамма-гамма-метода 83

С

Скорость упругих волн 121

Среднее время жизни тепловых нейтронов 93

Сцинтилляционные счетчики 80

Т

Температуропроводность горных пород 132

Термические методы 11, 132

У

Угол искривления скважины 140

Удельное электрическое сопротивление горных пород 18

Удельная электропроводность 55

Я

Ядерно-магнитный метод 103