И. Г. Сковородников

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Екатеринбург
2014

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Уральский государственный горный университет»

И. Г. Сковородников

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Рекомендовано Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по образованию в области прикладной геологии в качестве учебника для студентов высших учебных заведений, обучающихся по дисциплине «Геофизические исследования скважин» для специализаций «Геофизические методы поиска и разведки месторождений полезных ископаемых» и «Геофизические исследования скважин» специальности 21.05.03 «Технология геологической разведки» укрупненной группы направления подготовки 21.00.00 «Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия»
(решение № 18-14-УМО/3 от 18.02.15 г.)

4-е издание, переработанное и дополненное

Екатеринбург
2014

УДК 550.83
С 44

Рецензенты: *Уткин В. И.*, д-р техн. наук, член-корр. РАН (Институт геофизики УрО РАН);
Западно-Сибирская Корпорация "Тюменьпромгеофизика"

Печатается по решению Редакционно-издательского совета
Уральского государственного горного университета

Сковородников И. Г.
С 44 Геофизические исследования скважин: учебник для вузов. 4-е изд., переработ. и дополн. / И. Г. Сковородников; Урал. гос. горный ун-т. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 456 с.

ISBN 978-5-8019-0315-6

Настоящее издание представляет собой учебник по общему курсу "Геофизические исследования скважин". Содержание учебника соответствует требованиям государственного образовательного стандарта для направления подготовки дипломированного специалиста 130200 "Технологии геологической разведки".

Основное внимание в пособии уделено физическим основам рассматриваемых методов. В конце каждой главы приведены контрольные вопросы для самопроверки.

По сравнению с предыдущими изданиями, настоящее дополнено описанием таких новых методов как ядерно-магнитный и углеродно-кислородный каротаж, добавлена глава по применению ГИС при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений, существенно расширен раздел скважинной геофизики.

Как и в предыдущих изданиях, подчеркивается вклад, внесенный в развитие методов ГИС уральскими геофизиками.

Нумерация параграфов, рисунков и формул своя в каждой главе.

Рис. 324, табл. 14, библиогр. 120 наим.

УДК 550.83

© Уральская гос. горно-геолог. академия, 2003
© Уральский гос. горный ун-т, 2005, 2009
© Сковородников И. Г., 2003, 2005, 2009
© Уральский гос. горный ун-т, 2014
© Сковородников И. Г., 2014

ISBN 978-5-8019-0315-6

ВВЕДЕНИЕ

Геофизические исследования скважин (ГИС) – это отрасль разведочной геофизики, отличающаяся от других (сейсмо-, магнито-, электро-, гравиразведки, радиометрии и ядерно-геофизических методов) только по методике исследований. Основные положения теории физических полей, измеряемых в скважинах, остаются теми же, что и в полевой геофизике.

Роль и значение ГИС с течением времени постоянно возрастает, так как в перспективе ГИС открывают путь к бескерновому познанию скважин. В настоящее время в скважинах регистрируется около 40 различных параметров: разнообразные физические свойства горных пород, напряженность многообразных физических полей, технические характеристики состояния самой буровой скважины. При этом стоимость ГИС составляет лишь незначительную часть от стоимости сооружения и оборудования скважины. Так, например, на нефтяных скважинах, где применяется весьма обширный комплекс ГИС, его стоимость не превышает 4 % от стоимости буровых работ, обеспечивая при этом экономию до 20 % средств, необходимых для оборудования скважины.

В настоящее время буквально все методы полевой геофизики имеют свои аналоги в скважинном варианте и, более того, существуют методы ГИС, не имеющие аналогов среди полевых, например, метод электродных потенциалов, импульсный нейтронный каротаж, инклинометрия и др.

Анализ распределения средств на выполнение геофизических работ в Советском Союзе (доперестроечный период) показывает, что скважинные исследования (свыше 20 % средств) уступали в этом отношении только сейсморазведке (около 50 % средств) и значительно превосходят все остальные отрасли разведочной геофизики.

Теперь положение изменилось. Так, по данным ЕАГО (Евро-Азиатское геофизическое общество) объем геофизических работ только на нефть и газ в России в 2008 г. составил около 60 млрд руб.; из них 32 млрд руб. – ГИС и только 28 млрд руб. – сейсморазведка и прочие исследования по разведочной геофизике (Н. А. Савостьянов, 2009).

Классификация методов ГИС

В ГИС выделяют три больших раздела: каротаж, операции в скважинах и скважинную геофизику.

Каротаж. Каротаж – это геофизические методы изучения геологического строения разрезов скважин. Это означает, что в каротаже исследуются очень небольшие объемы горных пород, прилегающие к стенкам самой скважины. Отличительная особенность каротажа – исключительно высокая

детальность и точность исследований. Эта особенность связана с тем, что результаты каротажа фиксируются в виде непрерывных диаграмм при движении датчиков по стволу скважины, либо в виде числовых значений с очень небольшим шагом дискретизации, порядка 10-20 см.

Каротаж позволяет выполнять литологическое расчленение разрезов скважин, выделять в них интервалы полезного ископаемого и определять физические свойства горных пород и полезных ископаемых in situ. Интерпретация результатов всех полевых геофизических методов производится на основании данных каротажа: электроразведки – по данным об удельном электрическом сопротивлении УЭС пород; магниторазведки – по значениям магнитной восприимчивости пород; гравиразведки – по плотности и т. д.

В целом ряде случаев именно каротаж дает сведения, необходимые для подсчета запасов месторождений – данные о мощности залежей и содержании полезного компонента в них.

Методы каротажа подразделяются по природе изучаемых в них физических полей на методы электрического каротажа, радиоактивного каротажа и прочие методы.

Методы электрического каротажа:

– *Группа методов кажущегося сопротивления (КС):*

- метод КС с обычными, нефокусированными зондами – наиболее распространенный из методов электрического каротажа, аналогичный электропрофилированию в полевой геофизике;
- резистивиметрия – метод определения удельного сопротивления жидкости, заполняющей скважину;
- метод БКЗ (боковых каротажных зондирований) – скважинный аналог метода ВЭЗ (вертикальных электрических зондирований) в электроразведке;
- микрокаротаж – вариант метода КС с зондовыми установками очень малого размера, прижимаемыми к стенке скважины; очень эффективный метод выделения коллекторов в разрезе скважины;
- БК – боковой каротаж, использующий, в отличие от обычного метода КС, зондовые установки с фокусировкой тока;
- БМК – боковой микрокаротаж – вариант микрокаротажа с фокусировкой тока.

– *Методы токового каротажа,* наиболее простые из методов с искусственным возбуждением электрического поля, включают в себя:

- метод скользящих контактов МСК, предназначенный для исследования рудных скважин;
- метод бокового токового каротажа БТК – для исследования углеразведочных скважин.

– *Группа электромагнитных методов,* позволяющих охватить электрическими исследованиями сухие скважины и скважины, заполненные раствором на нефтяной основе, в которых невозможен электрический ка-

ротаж с гальваническим возбуждением поля (КС, БК и пр.); она включает в себя:

- ИК – индукционный каротаж, использующий электромагнитные поля сравнительно низких частот (до 200 кГц);
- высокочастотные методы индукционного каротажа: волновой метод проводимости (ВМП), использующий электромагнитные поля частотой 1-5 МГц и волновой диэлектрический каротаж (ВДК), использующий частоты до 60 МГц; результаты этих методов зависят не только от электропроводности горных пород, но и от их диэлектрической проницаемости;
- ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование – аналог боковых каротажных зондирований в индукционном исполнении.

– *Группа методов электрохимической активности:*

- метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) – скважинный вариант метода естественного поля в электроразведке;
- метод электродных потенциалов (МЭП), не имеющий аналогов среди полевых методов;
- электролитический каротаж (ЭК) – аналог метода вызванной поляризации (каротаж ВП).

Метод ПС вскоре после своего появления стал применяться в комплексе с методом КС при одновременной записи диаграмм обоих методов. Этот комплекс (КС+ПС) получил название ***стандартного электрического каротажа.***

Методы радиоактивного каротажа (РК). При обозначении радиоактивных или ядерно-геофизических исследований принята система буквенных обозначений, в которой первая буква означает вид излучения, которым воздействуют на объект (Г – гамма-излучение; Н – нейтронное); вторая буква означает вид измеряемого излучения; третья – область применения (К – каротаж, скважина; О – опробование; А – анализ; М – метод вообще); четвертая буква, которая ставится в конце обозначения метода или перед ним, несет дополнительную информацию.

– *Группа гамма-методов:*

- ГК – гамма-каротаж, самый простой из методов РК, заключающийся в регистрации естественного гамма-излучения горных пород; вариант – спектрометрический гамма-каротаж (ГК-С);
- ГГК – гамма-гамма-каротаж, имеющий две основные разновидности, выделяющиеся по решаемым задачам: плотностной (ПГГК) и селективный (СГГК или ZГГК);
- РРК – рентгенорадиометрический каротаж, который в соответствии с принятой системой обозначений правильнее было бы назвать ГРК – гамма-рентгеновский каротаж.

– *Методы стационарного нейтронного каротажа*. Эти методы используют для облучения горных пород источники, дающие постоянный во времени поток нейтронов.

- НГК – нейтронный гамма-каротаж – один из основных методов исследования нефтяных скважин;
- ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- ННК-НТ – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам;
- МНК – многозондовый нейтронный каротаж по тепловым или надтепловым нейтронам.

– *Методы импульсного нейтронного каротажа,* использующие для облучения горных пород импульсный генератор нейтронов, с измерением различных продуктов взаимодействия быстрых нейтронов источника со средой:

- ИННК-Т;
- ИННК-НТ;
- ИНГК;
- ИНГК-С (спектрометрический); вариант последнего – углеродно-кислородный каротаж.

– *ГНК – гамма-нейтронный каротаж,* основанный на явлении ядерного фотопоглощения гамма-квантов с испусканием нейтронов;

– *НАК – нейтронно-активационный каротаж*, заключающийся в измерении гамма-активности искусственных радионуклидов, образовавшихся в составе вещества горных пород под действием нейтронного облучения.

Прочие методы каротажа. В этом разделе объединяются методы, использующие различные физические поля, но не столь дифференцированные, как методы электрического или радиоактивного каротажа:

– АК – акустический каротаж – измерение скорости распространения и затухания упругих волн в стенках скважины;

– КМВ – каротаж магнитной восприимчивости;

– ЯМК – ядерно-магнитный каротаж, который по своей физической сущности занимает промежуточное положение между электромагнитными и ядерно-физическими методами; имеет две основные разновидности: метод свободной прецессии ядер в земном магнитном поле и метод спинового эха в поле сильных постоянных магнитов;

– термокаротаж – измерение температуры естественных и искусственных тепловых полей в скважинах);

– механический каротаж (или каротаж по продолжительности проходки) – измерение продолжительности проходки каждого погонного метра ствола скважины непосредственно в процессе бурения;

– газовый каротаж – измерение содержания углеводородных газов в буровом растворе, выходящем из скважины на поверхность в процессе бурения скважины.

Коротко об этимологии (происхождении) термина "каротаж". Он происходит от французского la carotte – морковка. Именно так французские буровики называли столбик керна, извлекаемого из скважины. Сам процесс извлечения керна они называли carottage. Затем это слово стали применять и для обозначения процесса документирования разреза по керну. Поэтому, когда французские геофизики предложили свой метод документации разрезов по электрическому сопротивлению, его по аналогии назвали электрическим каротажем. Однако во французском языке слово "каротаж" имеет еще и другой смысл, означающий "мелкое мошенничество". По этой причине позднее французы стали использовать другой термин "des diagraphies" – в дословном переводе "диаграммирование", что ближе отражает сущность методов ГИС. Аналогичный термин существует в английском языке – "well logging" – скважинное диаграммирование. В немецком языке каротаж обозначается как "bohrlochmessung" – измерения в буровых скважинах, что наиболее полно соответствует ГИС по смыслу. Тем не менее, в русском языке прижился термин "каротаж", и мы будем им пользоваться.

Операции в скважинах. Название этого раздела является условным. В него включаются методы изучения технического состояния ствола скважины и некоторые операции, выполняемые внутри него.

Исследование технического состояния скважин играет важную роль ввиду того, что буровые скважины являются довольно дорогостоящими сооружениями. Бурение глубоких скважин ведется на протяжении нескольких месяцев, а сверхглубоких – нескольких лет. Так, например, Кольская сверхглубокая скважина (более 12,3 км глубины) находилась в бурении свыше 20 лет.

Контроль технического состояния скважин позволяет, во-первых, предотвратить аварии при бурении и, во-вторых, учесть влияние скважины при количественной интерпретации данных ГИС. В этом разделе выполняются следующие методы и операции:

- кавернометрия – измерение среднего диаметра буровой скважины;
- профилеметрия – измерение нескольких диаметров в одном поперечном сечении скважины;
- инклинометрия – измерение углов искривления скважины;
- пластовая наклонометрия – определение элементов залегания пластов, пересеченных скважиной;
- потокометрия – измерение скорости движения флюида по стволу скважины;
- цементометрия – изучение качества цементирования скважины;
- дефектометрия – изучение состояния стальных обсадных колонн (ОК) в скважинах;
- отбор проб пластовых флюидов;
- прострелочно-взрывные работы (ПВР):

- отбор "грунтов", т. е. проб грунта из стенок скважин;
- перфорация ОК;
- торпедирование скважин.

Следует отметить, что отбор грунтов и перфорация ОК могут проводиться и невзрывными способами.

Скважинная геофизика – это геофизические методы изучения геологического строения межскважинного, околоскважинного и призабойного пространства. Таким образом, скважинная геофизика отличается от каротажа гораздо большими объемами исследуемых горных пород. Этот раздел ГИС сформировался в 50-60 годах прошлого столетия, хотя отдельные методы этой группы существовали и ранее. Например, метод "заряженного тела" (МЗТ) – с 1908 г.

Скважинная геофизика позволяет, с одной стороны, значительно увеличить геологическую информативность буровых скважин; с другой стороны – повысить глубинность геофизических исследований, поскольку, благодаря скважинам, дает возможность приблизить источники и измерители различных физических полей к объектам исследований. Основная область применения – месторождения различных руд и ископаемых углей.

Методы скважинной так же, как и полевой геофизики, подразделяются по природе исследуемых физических полей.

Скважинная электроразведка.

- На постоянном токе:
  - метод ЕП-С (естественного поля, скважинный вариант);
  - МЗТ – метод заряженного тела;
  - МЭК – метод электрической корреляции разрезов скважин;
  - ЧИМ – метод частичного извлечения металла, осуществляющий электролиз природных подземных вод между скважинами с последующим анализом металлов, выделившихся на специальных электродах-элементоприемниках;
  - КСПК – контактный способ поляризационных кривых, реализующий метод полярографического анализа в скважинном варианте.
- На переменном токе:
  - метод РВП – радиоволнового просвечивания;
  - ДЭМПС – дипольного электромагнитного профилирования скважин;
  - метод ННП-С – наземной незаземленной петли, скважинный вариант.
- На импульсном токе:
  - метод ВП-С – вызванной поляризации, скважинный вариант;
  - МПП-С – переходных процессов, скважинный вариант.

Трехкомпонентная скважинная магниторазведка (ТСМ) – измерение составляющих вектора напряженности земного магнитного поля в скважинах.

Скважинная гравиразведка – измерения силы тяжести в скважинах.

Скважинная сейсморазведка (межскважинное акустическое прозвучивание – МАП, вертикальное сейсмическое профилирование – ВСП и др.).

Скважинная термометрия – изучение объемной структуры тепловых полей в горных породах.

Скважинная радиометрия. Поскольку большинство радиоактивных излучений обладает небольшой проникающей способностью, то здесь может идти речь только лишь о методе подземной регистрации космических излучений (ПРКИ).

Скважинные геохимические методы – изучение первичных и вторичных ореолов рассеяния с привлечением электрических и ядерно-геофизических методов.

Курс ГИС включает в себя три перечисленных выше раздела, плюс еще два – раздел "Аппаратура и оборудование ГИС" в начале и раздел "Комплексирование методов ГИС на месторождениях различных полезных ископаемых" в конце курса.

Контрольные вопросы

1. Какое место занимают ГИС среди других отраслей разведочной геофизики?
2. Какие основные разделы включают в себя геофизические исследования скважин?
3. Перечислите геологические задачи, которые решаются с помощью методов каротажа.
4. В чем заключаются отличия каротажа от методов полевой геофизики?
5. По какому признаку подразделяются методы каротажа?
6. Какие технические характеристики скважин изучаются с помощью ГИС?
7. Перечислите работы в скважинах, выполняемые геофизической службой.
8. В чем заключаются отличия методов скважинной геофизики от каротажа?
9. Назовите преимущества скважинной геофизики перед полевыми геофизическими методами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. *Промысловая геофизика:* учебник для вузов / под ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной. М.: ФГУП Изд-во "Нефть и газ", РГУНГ, 2004. 400 с.
2. *Сковородников И. Г.* Геофизические исследования скважин: учебное пособие для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. Екатеринбург: Институт испытаний, 2009, 471 с.
3. *Стрельченко В. В.* Геофизические исследования скважин: учебник для вузов. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2008. 551 с.

Дополнительная

4. *Аксельрод С. М., Неретин В. Д.* Ядерно-магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике М.: Недра, 1990. 192 с.
5. *Аксельрод С. М.* Современное состояние и перспективы развития гравиметрического каротажа (по материалам зарубежных публикаций) // НТВ "Каротажник". 2009. Вып. 6 (183). С. 41-58.
6. *Аксельрод С. М.* Ядерно-магнитный каротаж в искусственном магнитном поле (по материалам американских геофизических журналов) // НТВ "Каротажник". 1998. Вып. 49. С. 46-65.
7. *Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин*: справочник / А. А. Молчанов, В. В. Лаптев, В. Н. Моисеев и др. М.: Недра, 1987. 263 с.
8. *Антонов Ю. Н.* Изопараметрическое каротажное зондирование (ВИКИЗ) // Геология и геофизика. 1980. № 6. С. 81-91.
9. *Арцыбашев В. А.* Ядерногеофизическая разведка: учебное пособие для вузов. М.: Атомиздат, 1972. 400 с.
10. *Башлыкин И. И.* Микроэлектрические методы исследования скважин. М: Недра, 1966. 120 с.
11. *Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров Е. Ф.* Акустический каротаж. Л.: Недра, 1970. 264 с.
12. *Вахромов Г. С., Ерофеев Л. Я., Канайкин В. С. и др.* Петрофизика: учебник для вузов. Томск: Изд-во Томского ун-та, 1997. 462 с.
13. *Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А.* Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1978. 318 с.
14. *Возженников Г. С., Белышев Ю. В.* Радиометрия и ядерная геофизика: учебное пособие для вузов. 3-е изд., исправл. Екатеринбург: Изд. УГГУ, 2006. 418 с.
15. *Геофизические исследования и работы в скважинах.* Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 53709-2009. М.: Стандартинформ, 2010. 16 с.
16. *Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин* / Л. И. Померанц, М. Т. Бондаренко, Ю. А. Гулин и др.: учебн. для техникумов. М.: Недра, 1981. 316 с.
17. *Геофизические методы исследования скважин*: справочник геофизика / под ред. В. М. Запорожца. М.: Недра, 1983. 591 с.
18. *Геофизические методы исследования*: учебное пособие для вузов / под ред. В. К. Хмелевского. М.: Недра, 1988. 396 с.
19. *Геофизические методы поисков и разведки неметаллических полезных ископаемых* / под ред. П. В. Вишневского, Г. С. Вахромеева, И. Л. Шаманского. М.: Недра, 1984. 223 с.

20. *Глубинные поиски полиметаллических и золото-сульфидных месторождений на основе скважинных геофизических и геохимических методов*: методическое руководство / Р. Р. Зиверт, Б. Б. Шатров, Ю. С. Рысс и др. Л.: Недра, 1968. 181 с.

21. *Горбачев Ю. И.* Геофизические исследования скважин: учебн. для вузов / под. ред. Е. В. Каруса. М.: Недра, 1990. 398 с.

22. *Горбачев Ю. И., Ипатов А. И.* Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений: текст лекций по спецкурсу. М.: Гос. академия нефти и газа им. М. И. Губкина, 1996. 130 с.

23. *Горбенко Л. А.* Каротажные кабели и их эксплуатация. М.: Недра, 1967. 152 с.

24. *Гречухин В. В.* Изучение угленосных формаций геофизическими методами. М.: Недра, 1980. 360 с.

25. *Гринбаум И. И.* Расходометрия гидрогеологических и инженерно-геологических скважин. М.: Недра, 1975. 271 с.

26. *Губелин Г., Моррис К., Кенйон Б.* и др. Ядерно-магнитный каротаж – технология 21-го века // Нефтегазовое обозрение. Schlumberger, 2001. Том 6. Вып. 1, С. 30-43.

27. *Гулин Ю. А.* Гамма-гамма-метод исследования нефтяных скважин. М.: Недра, 1975. 160 с.

28. *Давыдов А. В., Сковородников И. Г.* Возможности усовершенствования скважинных инклинометров // Геофиз. аппаратура. Л.: Недра, 1998. Вып. 101. С. 148-154.

29. *Давыдов А. В., Сковородников И. Г.* Прямое определение урана в рудах по измерениям в буровых скважинах // Атомная энергия, 1994. Т. 77. Вып. 2. С. 159-162.

30. *Даев Д. С.* Высокочастотные электромагнитные методы исследования скважин. М.: Недра, 1974. 192 с.

31. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. 2-е изд., перераб. и дополн. М.: Недра, 1985. 310 с.

32. *Дахнов В. Н.* Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин: учебн. для вузов. 2-е изд., перераб. М.: Недра, 1982. 448 с.

33. *Дебранд Р.* Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. Перевод с фр. М.: Недра, 1972. 288 с.

34. *Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А.* Петрофизика: учебн. для вузов. М.: Недра, 1991. 368 с.

35. *Дрягин В. В., Стародубцев А. А., Шаркеев В. В.* Сравнительные испытания метода каротажа сейсмоакустической эмиссии для определения насыщенности коллекторов // НТВ "Каротажник". 2005. № 14 (141). С. 35-48.

36. *Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С.* Общий курс геофизических исследований скважин: учебн. для вузов. 2-е изд., перераб. М.: Недра, 1984. 432 с.

37. *Дэвис С., де Уист Р.* Гидрогеология. М.: Мир, 1970. 254 с.

38. *Егорин П. Г.* Экономика геофизических методов разведки полезных ископаемых. М.: Недра, 1975. 176 с.

39. *Ежова А. В.* Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие для вузов. 3-е изд. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2009. 117 с.

40. *Заворотько Ю. М.* Геофизические методы исследования скважин: учебн. для техникумов. М.: Недра, 1983. 211 с.

41. *Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л.* Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978. 320 с.

42. *Ильинский В. М., Лимбергер Ю. А.* Геофизические исследования глубоких скважин. М.: Недра, 1977. 200 с.

43. *Интерпретация результатов геофизических исследований скважин*: справочник / под ред. В. М. Добрынина. М.: Недра, 1988. 475 с.

44. *Ипатов А. И., Кременецкий М. И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика"; Ин-т компьютерных исследований, 2006. 780 с.

45. *Исаченко В. Х.* Инклинометрия скважин. М.: Недра, 1987. 216 с.

46. *Итенберг С. С, Дахкильгов Т. Д.* Геофизические исследования в скважинах: учебн. для вузов. М.: Недра, 1982. 351 с.

47. *Итенберг С. С.* Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учебное пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1987. 315 с.

48. *Кобранова В. Н.* Петрофизика: учебн. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1986. 392 с.

49. *Козырин А. К.* Электрическая корреляция разрезов скважин. М.: Недра, 1985. 136 с.

50. *Козяр В. Ф., Белоконь Д. В., Козяр Н. В.* и др. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития (обзор отечественных и зарубежных источников информации) // НТВ "Каротажник". 2000. № 63. С. 13-113.

51. *Комаров С. Г.* Геофизические методы исследования скважин: учебн. для техникумов. М.: Недра, 1973. 348 с.

52. *Коннолли Э. Т.* Справочник по каротажу эксплуатационных скважин. Пер. с англ. М.: Недра, 1969. 104 с.

53. *Кривко Н. Н.* Аппаратура геофизических исследований скважин: учебн. для вузов. М.: Недра, 1991. 230 с.

54. *Кузнецов Г. С., Леонтьев Е. И., Резванов Р. А.* Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: учебн. для вузов. М.: Недра, 1991. 223 с.

55. *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.

56. *Ларионов В. В., Резванов Р. А.* Ядерная геофизика и радиометрическая разведка: учебн. для вузов. 3-е изд., перераб. М.: Недра, 1988. 325 с.

57. *Ларионов В. В.* Радиометрия скважин: учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1969. 328 с.

58. *Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П.* Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин: учебн. для техникумов. 2-е изд., перераб. и допол. М.: Недра, 1990. 312 с.

59. *Латышова М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф.* Практическое руководство по интерпретации данных геофизических исследований скважин: учебное пособие для вузов. М.: Изд-во "Недра-Бизнесцентр", 2007. 327 с.

60. *Мейер В. А., Ваганов П. А., Пшеничный Г. А.* Методы ядерной геофизики: учебн. для вузов. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1988. 376 с.

61. *Мейер В. А.* Геофизические исследования скважин: учебное пособие для вузов. Л.: Изд. ЛГУ, 1981. 464 с.

62. *Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин* / А. М. Блюменцев, Г. А. Калистратов, В. М. Лобанков и др. М.: Недра, 1991. 266 с.

63. *Милосердова Л. В.* Геология, поиски и разведка нефти и газа: учебное пособие М.: МАКС Пресс, 2007. 320 с.

64. *Моисеев В. Н.* Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. М.: Недра, 1990. 240 с.

65. *Новиков Г. Ф.* Радиометрическая разведка: учебн. для вузов. Л.: Недра, 1989. 407 с.

66. *0рлинский Б. М.* Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.: Недра, 1977. 236 с.

67. *Пермяков И. Г., Шевкунов Е. Н.* Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1976. 377 с.

68. *Петров А. И.* Методы и техника измерений при промысловых исследованиях скважин. М.: Недра, 1972. 72 с.

69. *Плюснин М. И.* Индукционный каротаж. М.: Недра, 1968. 140 с.

70. *Подземная геофизика* / А. Г. Тархов, В. М. Бондаренко, В. Ф .Коваленко и др. М.: Недра, 1973. 312 с.

71. *Поляков А. С.* Руководство по методу заряда. М.: Недра, 1969.

72. *Померанц Л. И., Белоконь Д. В., Козяр В. Ф.* Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин: учебн. для техникумов. М.: Недра, 1985. 271 с.

73. *Попов Ю. А., Пименов В. П., Тертычный В. В.* Достижения в области геотермических исследований нефтегазовых месторождений // Нефтегазовое обозрение. Schlumberger, 2001. Т. 6. Вып. 1. С. 4-11.

74. *Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах*. М.: Минприроды и Минтопэнерго, 1999. 67 с.

75. *Путиков О. Ф.* Основы теории геоэлектрохимических методов разведки. Л.: Изд-во ЛГУ, 1987. 176 с.

76. *Редозубов А. А.* Электроразведка: учебное пособие. Ч. 1 и 2. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2004 и 2008. 327 и 188 с.

77. *Резванов Р. А., Ипатов А. И., Кременецкий М. И.* Исследование эксплуатационных скважин. М.: Недра, 1995.

78. *Рентгенорадиометрический каротаж* / Ю. П. Яншевский, А. П. Очкур, П. М. Вольфштейн и др. Л.: Недра, 1976. 140 с.

79. *Родионов П. Ф.* Электроразведка методом заряда. М.: Наука, 1971. 269 с.

80. *Рысс Ю. С., Тясто А. С.* Структура естественных электрических полей на рудных месторождениях и ее практическое применение. Л.: Изд-во ОНТИ ВИМС, 1966. 230 с.

81. *Савостьянов Н.* А. Нефтегазовая геофизика сегодня: ситуация и проблемы // Геофизика. 2009. № 4. С. 3-8.

82. *Сапожников В. М., Сковородников И. Г.* О влиянии удаленного питающего заземления на наблюдения в методе заряженного тела // Вопросы разведочной геофизики / Труды Свердл. горн. ин-та, 1967. Вып. 50. С. 21-26.

83. *Свешников Г. Б.* Электрохимические процессы на сульфидных месторождениях. Л.: Изд-во ЛГУ, 1967. 160 с.

84. *Сидоров В. А., Калташев С. Н., Коротченко А. Г.* Состояние и развитие геофизических исследований гидрогеологических скважин // Развед. геофизика: обзор / ВНИИ экон. мин. сырья и геол.-разв. работ. ВИЭМС. М., 1985. 34 с.

85. *Скважинные геофизические информационно-измерительные системы*: учебное пособие для вузов / В. Н. Широков, Е. М. Митюшин, В. Д. Неретин и др. М.: Недра, 1996. 317 с.

86. *Скважинная и шахтная рудная геофизика*: справочник геофизика в 2-х кн. / под ред. В. В. Бродового. М.: Недра, 1989. 320 с. и 440 с.

87. *Скважинная рудная геофизика* / под ред. Г. К. Волосюка и Н. И. Софронова. Л.: Недра, 1971. 536 с.

88. *Скважинная ядерная геофизика*: справочник геофизика. М.: Недра, 1978. 247 с.

89. *Скважинная ядерная геофизика*: справочник геофизика / под ред. О. Л. Кузнецова, А. Л. Поляченко. 2-е изд., перераб. и допол. М.: Недра, 1990. 318 с.

90. *Сковородников И. Г., Бреднев И. И.* Применение селективного γ-γ-каротажа для выявления коллекторов в разрезах буровых скважин // Атомная энергия. 1992. Т. 72. Вып. 3. С. 293-295.

91. *Сковородников И. Г., Макаров Л. В., Болотин Ю. А.* Скважинная расходометрия при разведочном бурении // Разведка и охрана недр. 1979. № 2. С. 53-56.

92. *Сковородников И. Г.* Новые способы и устройства для исследования скважин на воду // Гидрогеол., инж. геология: обзор / АОЗТ "Геоинформмарк". М., 1995. 43 с.

93. *Сковородников И. Г.* Практическое руководство по обработке и интерпретации результатов геофизических исследований скважин: учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 80 с.

94. *Сковородников И. Г.* Усовершенствование скважинного трехкомпонентного магнитометра // Геофиз. аппаратура. 1982. Вып. 75. С. 106-108.

95. *Сковородников И. Г.* Устройство для определения направления потока подземных вод, вскрытых буровой скважиной // Атомная энергия. 1983. Т. 54. Вып. 1. С. 54-55.

96. *Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.* М.: Минэнерго, 2001.

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

98. *Токман А. К., Комаров А. Ю., Новиков С. С. и др*. Трехкомпонентный геоакустический каротаж – новая технология исследования нефтегазовых скважин // НТВ "Каротажник". 2000. № 11 (188). С. 111-126.

99. *Трофимова Т. И.* Курс физики: учебное пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и допол. М.: Высш. шк., 1990. 478 с.

100. *Троянов А. К., Астраханцев Ю. Г., Дьяконов Б. П.* Трехкомпонентный геоакустический каротаж – методическое и аппаратурно-программное обеспечение // НТВ "Каротажник". 2000. № 63. С. 131-137.

101. *Уткин В. И.* Селективный гамма-гамма-каротаж на угольных месторождениях. М.: Наука, 1975. 127 с.

102. *Физический энциклопедический словарь* / гл. ред. А. М. Прохоров. М.: Сов. энциклопедия, 1984. 944 с.

103. *Филиппов Е. М.* Ядерная разведка полезных ископаемых: справочник. Киев: Наукова думка, 1978. 580 с.

104. *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.

105. *Хефферан Х., Браво Д., Буханос Х.* Основы геофизического исследования скважин. М.: Недра, 1960. 108 с.

106. *Чекалин Л. М.* Газовый каротаж скважин и геологическая интерпретация его результатов. М.: Недра, 1965. 115 с.

107. Череменский Г. А. Прикладная геотермия. Л.: Недра, 1977. 236 с.

108. *Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений* / Ф. А. Алексеев, И. В. Гловацкая, Ю. А. Гулин и др. М.:

109. *А.с. 636382*. Скважинный уровнемер / В. Н. Калашников, И. Г. Сковородников, Л. В. Макаров. 1978. Бюл. изобр. № 45.

110. *А.с. 1113522*. Способ выделения водоносных горизонтов в разрезах буровых скважин / И. Г. Сковородников, В. Н. Калашников. 1984. Бюл. изобр. № 34.

111. *А.с. 1122997*. Способ геоэлектроразведки / А. М. Романов, И. Г. Сковородников. 1984. Бюл. изобр. № 41.

112. *А.с. 1484120*. Устройство для определения направления потока ненапорных подземных вод / И. Г. Сковородников, П. И. Сковородников. 1986. Бюл. изобр. № 35.

113. *А.с. 1509518*. Датчик угла наклона буровой скважины / А. В. Давыдов, И. Г. Сковородников. 1989. Бюл. изобр. № 35.

114. *А.с. 1723316*. Датчик угла наклона буровой скважины / А. В. Давыдов, И. Г. Сковородников. 1992. Бюл. изобр. № 12.

115. *Пат. РФ 1702793*. Способ определения эффективной пористости пластов-коллекторов / И. Г. Сковородников, И. И. Бреднев, Г. Г. Коргуль. Не опубл.

116. Bosum W., Eberle D., Rehli H.-J. A gyro-oriented 3-component borehole magnetometer for mineral prospecting, with examples of its application // Geophysical Prospecting. 1988. № 36. P. 933-961.

117. *Darling T.* Well logging and formation evaluation. Amsterdam, Boston, Heydelberg: Elsevier Inc., 2005. 400 p.

118. *Pirson Sylvain J.* Handbook of well log analysis. N.Y. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, Inc., 1963. 413 p.

119. *Serra O.* Advanced interpretation of wireline logs. Houston: Shlumberger, 1986. 295 p.

120. *Schlumberger.* Log interpretation. Principles / Aplications: 3 rd printing. Houston: Schlumberger educational services. 1991. 227 p.

ЧАСТЬ II
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Электрический каротаж – наиболее развитой и разветвленный вид каротажа. Его назначение – дифференциация разрезов скважин по электрическим свойствам и определение этих свойств.

Глава 4. Электрический каротаж нефокусированными зондами

§ 1. Электрическая характеристика объекта исследований

Если первая задача электрического каротажа (расчленение пород по электрическим свойствам) решается довольно просто, то вторая – определение этих свойств – значительно сложнее. Это связано с тем, что породы в процессе бурения в них скважин подвергаются значительным изменениям (растрескиванию, пропитке фильтратом бурового раствора), приводящим к изменению их физических свойств. Наиболее сильно изменяются пористые и проницаемые породы, т. е. именно те породы- коллекторы, которые и представляют наибольший интерес при каротаже нефтяных и газовых месторождений.

Современная технология бурения предусматривает промывку скважин глинистым буровым раствором с "репрессией" на забое, т. е. с превышением гидростатического давления в скважине над пластовым. Под воздействием разности гидростатического и пластового давлений буровой раствор "задавливается" в пласт-коллектор, стремится проникнуть в его поры. Однако из-за того, что размер пор мал, в них попадает только водная основа, так называемый "фильтрат" глинистого бурового раствора, а частицы глины оседают на стенке скважины, образуя глинистую корочку, толщина которой может достигать нескольких сантиметров.

Глинистая корка обычно имеет очень низкую проницаемость (порядка 10^{-2} – 10^{-4} мД) и препятствует дальнейшему проникновению фильтрата в пласт, но поскольку при бурении она постоянно повреждается бурильными трубами, то проникновение продолжается.

В части пласта, прилегающей к стенкам скважины, фильтрат бурового раствора оттесняет и замещает пластовый флюид (нефть, газ или пластовую воду), образуя так называемую "зону проникновения бурового раствора". В зависимости от разности давлений, проницаемости пластов и времени воздействия глубина проникновения может достигать от нескольких дециметров до нескольких метров.

Наибольшей глубиной проникновения характеризуются проницаемые, но малопористые пласты: известняки и доломиты, сцементированные алевролиты и песчаники (С. С. Итенберг, 1972).

Внутри зоны проникновения выделяется "зона полностью промытых пород", в пределах которой весь свободный пластовый флюид полностью замещен фильтратом бурового раствора. Эта зона имеет толщину 5-10 см и следует сразу за глинистой корочкой. В результате таких изменений удельное электрическое сопротивление (УЭС) напротив пласта-коллектора не остается постоянным в радиальном направлении, причем характер его изменения неодинаков в водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластах, как это показано на рис. 4.1, *а* и *б*.

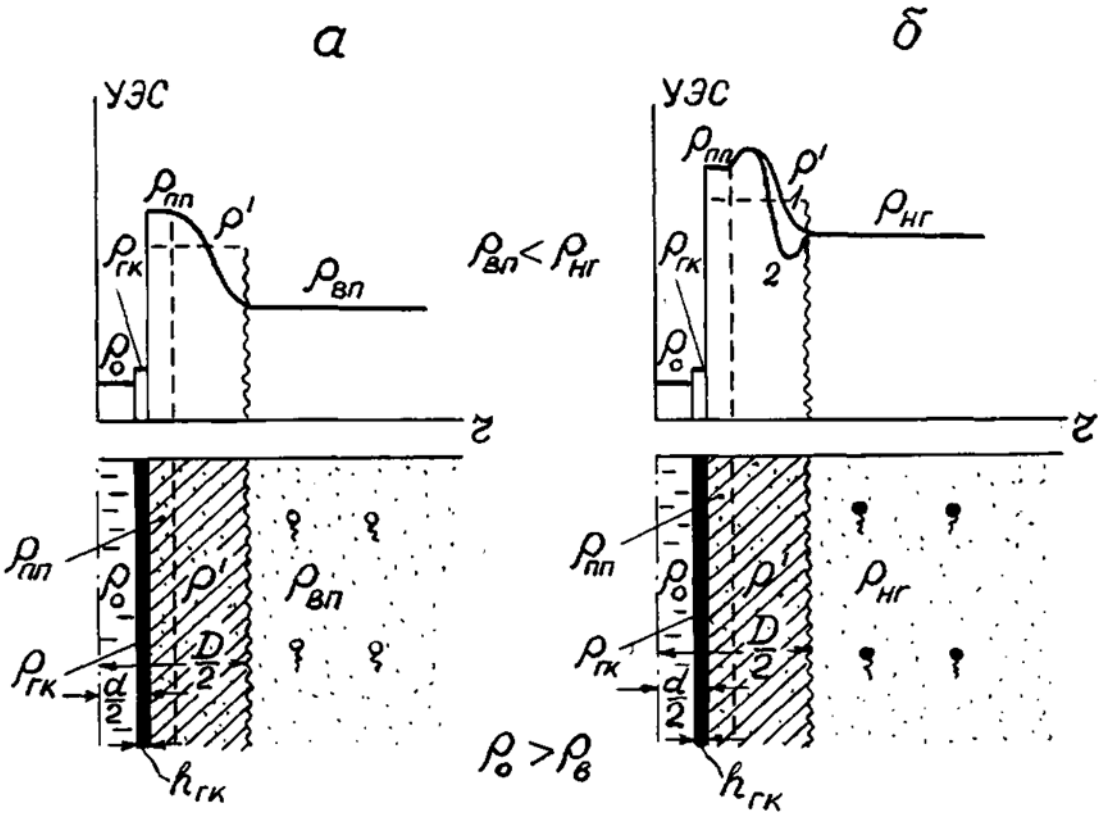

Рис. 4.1. Распределение электрических сопротивлений в радиальном направлении для водонасыщенного (*а*) и нефтенасыщенного (*б*) пласта-коллектора при отсутствии (1) и наличии (2) "водной оторочки"

На этих рисунках введены следующие обозначения: сопротивления бурового раствора – ρ_0, глинистой корочки – $\rho_{гк}$; зоны полностью промытых пород – $\rho_{пп}$; усредненное сопротивление зоны проникновения в целом – ρ', водонасыщенного пласта – $\rho_{вп}$, нефтегазонасыщенного – $\rho_{нг}$; диаметр скважины – *d*; диаметр зоны проникновения – *D*; толщина глинистой корочки – $h_{гк}$. Этими обозначениями мы будем пользоваться и в дальнейшем.

Как следует из сравнения фигур *а* и *б*, сопротивление нефтенасыщенного пласта $\rho_{нг}$ выше, чем водонасыщенного $\rho_{вп}$, что объясняется тем,

что сама нефть является изолятором, а вода, особенно минерализованная, хорошо проводит ток.

При одном и том же сопротивлении бурового раствора ρ_0 близки значения $\rho_{гк}$, а вот значения $\rho_{пп}$ и ρ' различаются.

В водонасыщенном пласте сопротивление промытых пород $\rho_{пп}$ определяется сопротивлением фильтрата бурового раствора и пористостью пласта. По мере удаления от стенки скважины доля фильтрата в зоне проникновения снижается, и сопротивление в ней приближается к сопротивлению неизменной части пласта $\rho_{вп}$. Поскольку, как правило, сопротивление фильтрата выше, чем минерализация пластовых вод, то $\rho_{пп} > \rho_{вп}$.

В нефтенасыщенном пласте в тонких порах и трещинах промытой зоны сохраняется небольшое количество (15-20 %) остаточной нефти, поэтому сопротивление промытых пород $\rho_{пп}$ в нефтенасыщенном пласте выше, чем в водонасыщенном (при равенстве сопротивления бурового раствора ρ_0 и пластовых вод $\rho_в$). Остаточная газонасыщенность газоносных пластов всегда больше, чем остаточная нефтенасыщенность, и ее можно считать равной 30 %.

За внешней границей промытой зоны в порах остается свободная нефть, а пластовая вода частично заменена фильтратом, поэтому сопротивление здесь превышает и сопротивление промытых пород $\rho_{пп}$, и сопротивление неизменной части пласта $\rho_{нг}$ (кривая 1 на рис. 4.1, *б*).

В некоторых случаях, а именно, если в нефтенасыщенном пласте содержится еще и минерализованная вода в количестве, несколько превышающем содержание связанной воды, в зоне проникновения перед неизменной частью пласта образуется так называемая "водная оторочка" или "окаймляющая зона", сопротивление которой меньше, чем сопротивление неизменного пласта $\rho_{нг}$ (кривая 2 на рис. 4.1, *б*). Причиной образования окаймляющей зоны является различие в относительной проницаемости воды и нефти при их одновременном нахождении в порах пласта.

С течением времени окаймляющая зона быстро исчезает.

Несмотря на то, что сопротивление в зоне проникновения не остается постоянным, при теоретических расчетах принимают его за некоторую постоянную величину ρ', равную среднему сопротивлению в этой зоне. Именно это сопротивление ρ' и определяют, например, при интерпретации трехслойных кривых БКЗ.

При интерпретации данных электрического каротажа следует учитывать, что УЭС пород разреза не остается постоянным и в вертикальном направлении, как это показано на рис. 4.2, и в общем случае измеренное сопротивление будет зависеть от целого ряда электрических и геометрических параметров:

$$\rho_к = f(\rho_{пл}, \rho_0, \rho_{гк}, \rho_{пп}, \rho', \rho_{вм}, d, h_{гк}, D, h_{ПЛ}, L). \qquad (4.1)$$

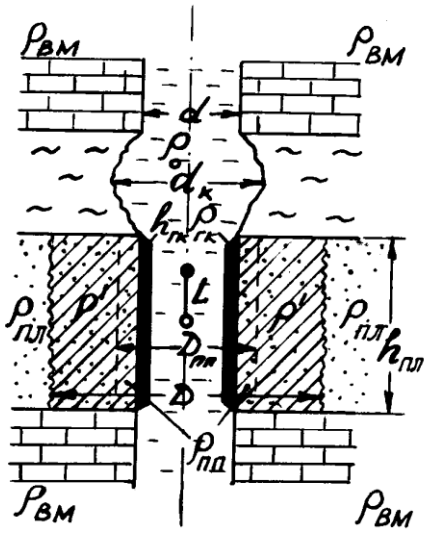

Рис. 4.2. Факторы, влияющие на величину кажущегося сопротивления при измерениях в условиях буровой скважины

По этой причине измеренное в скважине сопротивление пласта будет не его истинным сопротивлением, а кажущимся КС или $\rho_к$. Из этой же формулы видно, что для того, чтобы по $\rho_к$ определить $\rho_{пл}$, нужно исключить или учесть влияние всех остальных параметров.

§ 2. Физические основы метода кажущихся сопротивлений

Метод кажущихся сопротивлений КС аналогичен электропрофилированию в полевой электроразведке. В скважине производят измерения с четырехэлектродной установкой *AMNB*, один из электродов которой (*B* или *N*) заземляют на поверхности у устья скважины и его действием пренебрегают. Оставшиеся 3 электрода перемещают по скважине с сохранением неизменного расстояния между ними и называют зондовой установкой или просто зондом КС. Электрод, заземленный на поверхности, на профессиональном жаргоне каротажников называется "рыбой".

Допустим, что у нас на поверхности заземлен электрод *B*. Токовый электрод *A* в первом приближении можно принять за точечный источник, расположенный в однородной среде. Токовые линии расходятся от него радиально, а эквипотенциальные поверхности имеют сферическую форму (рис. 4.3). Как известно из курса физики, потенциал поля точечного источника тока *I* на расстоянии *r* от него в однородной и изотропной среде с сопротивлением ρ равен:

$$U = \frac{I\rho}{4\pi} \cdot \frac{1}{r}. \qquad (4.2)$$

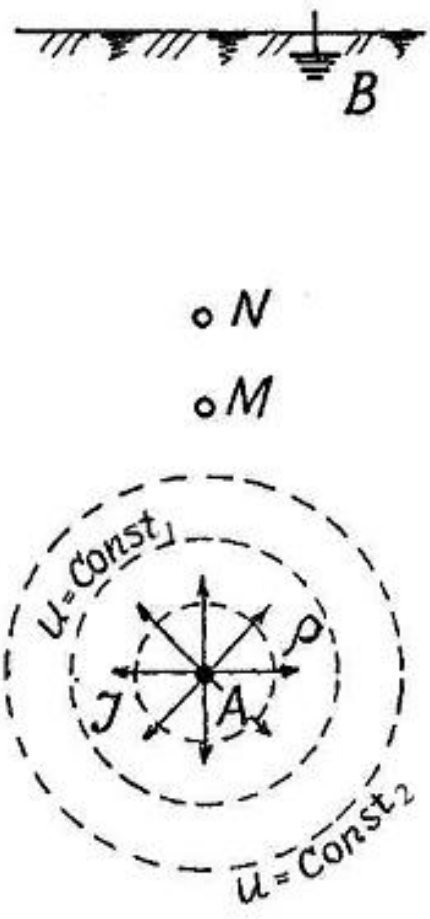

Рис. 4.3. К выводу формулы коэффициента зонда. Источник тока в однородной изотропной среде

Соответственно:

$$U_M^A = \frac{I\rho}{4\pi} \cdot \frac{1}{AM}; \qquad U_N^A = \frac{I\rho}{4\pi} \cdot \frac{1}{AN};$$

$$\Delta U_{MN} = U_M^A - U_N^A = \frac{\rho I}{4\pi}\left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN}\right) = \frac{\rho I}{4\pi} \cdot \frac{AN - AM}{AM \cdot AN} = \frac{\rho I}{4\pi} \cdot \frac{MN}{AM \cdot AN}. \qquad (4.3)$$

Отсюда следует, что, измерив силу тока I, стекающего с электрода A, и разность потенциалов ΔU_{MN} между измерительными электродами M и N, можно вычислить сопротивление среды:

$$\rho = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = K \frac{\Delta U}{I} \ . \qquad (4.4)$$

Нетрудно видеть, что множитель, стоящий перед отношением $\frac{\Delta U}{I}$, есть величина постоянная для данной зондовой установки, называемая коэффициентом зонда КС:

$$K = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}. \qquad (4.5)$$

Для случая, когда на поверхности заземлен электрод N, а не электрод B, можно получить значение

$$K = 4\pi \frac{AM \cdot BM}{AB}. \qquad (4.6)$$

Нетрудно видеть, что при неизменном расстоянии между электродами и при изменении только их назначения, численная величина коэффициента *K* не изменяется. Это означает, что к измерениям сопротивления в скважинах применим принцип взаимности (принцип суперпозиции), который гласит, что результат измерения сопротивления среды не изменяется при смене назначения приемных и питающих электродов зонда.

В том случае, если измерения производятся в неоднородной среде, сопротивление, вычисленное по формуле (4.4), имеет смысл кажущегося сопротивления. Оно равно сопротивлению такой фиктивной однородной среды, в которой при заданных размерах зонда и силе питающего тока в измерительной цепи создается такая же разность потенциалов, как и в данной неоднородной среде. Т. е. окончательно формула (4.4) приобретает вид:

$$\rho_к = K \frac{\Delta U}{I}. \qquad (4.7)$$

Кажущееся сопротивление КС измеряется в Ом·м. По физическому смыслу Ом·м представляет собой сопротивление 1 м^3 горной породы, измеренное в направлении, параллельном граням.

Вернемся к формуле (4.4) и будем мысленно сближать электроды *M* и *N*, тогда *AM*→*AN*=*AO* и можно будет записать:

$$\rho_к = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = 4\pi \frac{AO^2}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = 4\pi AO^2 \frac{\Delta U / MN}{I}. \qquad (4.8)$$

Как известно, $\lim\limits_{MN \to 0} \dfrac{\Delta U}{MN} = |\mathrm{grad} U| = |E|$,

а произведение $4\pi AO^2 = \mathrm{const} = K_{гз}$,

поэтому $$\rho_к = K_{гз} \frac{\mathrm{grad} U}{I}. \qquad (4.9)$$

С учетом того, что при каротаже КС ток *I* поддерживают постоянным, следует, что кажущееся сопротивление $\rho_к$ пропорционально градиенту потенциала ($\rho_к \sim \mathrm{grad}\, U$). По этой причине зонды, у которых сближены электроды *M* и *N* или *A* и *B*, т. е. электроды одного назначения или ***парные***, называются ***градиент-зондами***.

Градиент-зонды, у которых *MN* = 0 называются ***идеальными*** (или предельными) градиент-зондами. Существование таких зондов на практике невозможно из-за конечных размеров электродов. Поэтому идеальных зондов не бывает, но реальный зонд можно считать близким к идеальному при условии $MN \le 0{,}1AM$.

Теперь в том же зонде *AMN* будем удалять электрод *N* от *M* так, чтобы было *MN* >> *AM*.

В этом случае $MN \to AN = \infty$, потенциал точки $N \to 0$, а $\Delta U^A_{MN} = U^A_M$.

Формула (4.8) принимает вид:

$$\rho_к = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = 4\pi AM \frac{U_M}{I} = K_{пз} \frac{U_M}{I}. \qquad (4.10)$$

С учетом того, что $I = \text{const}$ и $4\pi AM = \text{const} = K_{пз}$, получаем, что $\rho_к$ пропорционально потенциалу электрода M ($\rho_к \sim U_M$).

Такие зонды, у которых сближены непарные электроды, называются ***потенциал-зондами***.

Потенциал-зонд, у которого удаленный электрод N (или B) находится в "бесконечности" называется ***идеальным***. Показания реальных потенциал-зондов близки к рассчитанным для идеальных зондов при условии $MN/AM \geq 10$. Основные закономерности конфигурации кривых КС, установленные для идеальных потенциал-зондов, справедливы и для зондов реальных.

На показания любых зондов КС оказывает влияние среда, располагающаяся на участке между крайними электродами A и N и поэтому при равенстве расстояния AM у градиент-зонда и потенциал-зонда глубина исследования у последнего будет значительно больше.

§ 3. Типы зондов КС

Несмотря на то, что зонды КС состоят всего из 3-х электродов, различные комбинации этих электродов образуют зонды разного типа.

Как было отмечено выше, в § 2, зонды, у которых сближены парные электроды, называются ***градиент-зондами (lateral device)***; а зонды, у которых сближены непарные электроды – ***потенциал-зондами (normal device).***

Точка записи O, т. е. та точка зонда, к которой относятся результаты измерения, всегда располагается посредине между сближенными электродами, т. е. у градиент-зонда – между парными, а у потенциал-зонда – между непарными электродами.

Внутри каждой группы существует еще подразделение по месту расположения парных электродов и по количеству питающих электродов, как показано на рис. 4.4.

Так, зонды, у которых парные электроды располагаются выше непарного, называются ***обращенными,*** а те, у которых парные ниже непарного – ***последовательными*** зондами.

Зонды с одним питающим электродом называются ***однополюсными*** или зондами прямого питания, а зонды с двумя питающими электродами – ***двуполюсными*** или зондами взаимного питания.

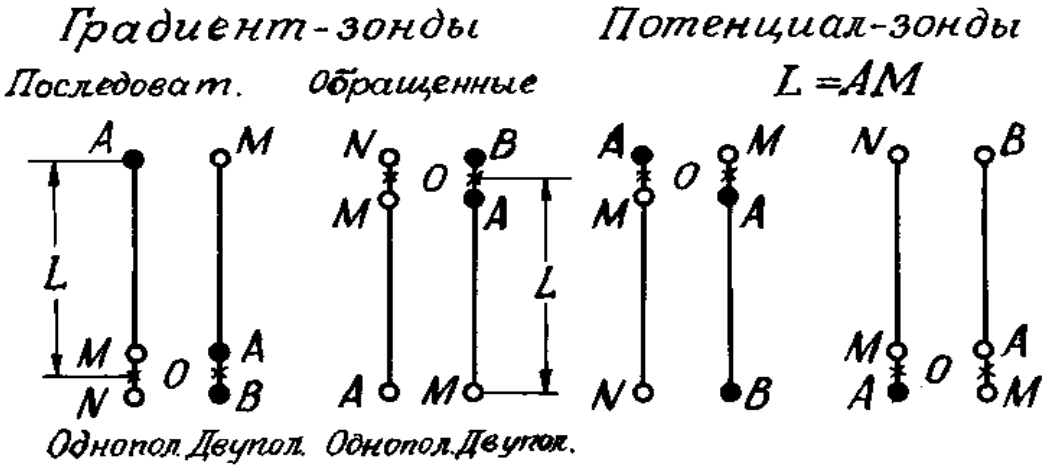

Рис. 4.4. Градиент- и потенциал-зонды КС

И еще один термин из описания зондов – ***длина зонда L.***

У градиент-зонда за его длину принимают расстояние от удаленного электрода до середины расстояния между сближенными; у потенциал-зонда – расстояние между сближенными электродами, т. е. для потенциал-зонда всегда $L = AM$, а для градиент-зонда $L = AO$ или $L = MO$.

Зонды КС принято обозначать сверху вниз, указывая между буквенными обозначениями электродов расстояние между ними в метрах. Такое обозначение называют ***символом*** зонда. Например, $N\ 0{,}10M\ 0{,}95A$.

По символу зонда всегда можно определить его полное название и длину, так, например, приведенный нами символ $N\ 0{,}10M\ 0{,}95A$ означает: обращенный градиент-зонд прямого питания, длина зонда $L = 1{,}0$ м.

Кроме градиент- и потенциал-зондов существуют еще так называемые "специальные зонды", которые приведены на рис. 4.5.

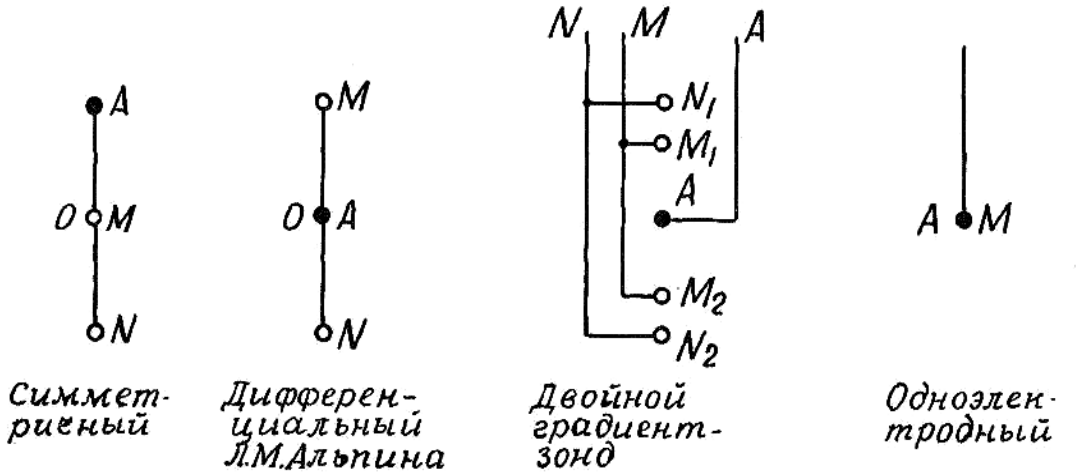

Рис. 4.5. Специальные зонды КС

Так, зонд AMN, у которого $AM = MN$, с равным основанием может быть отнесен и к потенциал-, и к градиент-зондам. Такой зонд называется

симметричным, за точку записи принимают точку *M*. Зонд *MAN* называется дифференциальным зондом Альпина. Зонд $N_1M_1AM_2N_2$ представляет собой комбинацию обращенного и последовательного градиент-зондов и называется двойным градиент-зондом. Он хорошо дифференцирует высокоомный разрез, поэтому американские геофизики называют его hard-rock device, т. е. зонд для твердых пород. Существуют также одноэлектродные зонды, в которых один и тот же электрод играет роль и питающего и приемного. Такие зонды удобны для одножильного каротажного кабеля.

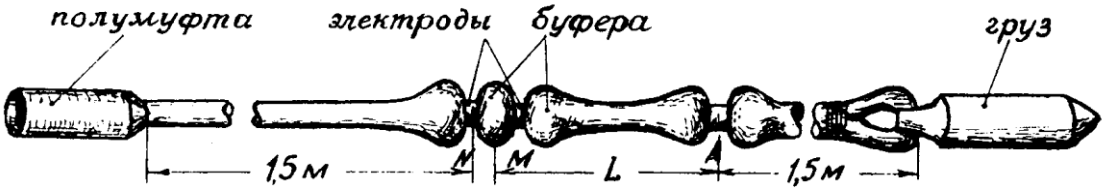

Рис. 4.6. Общий вид зонда КС

Для уменьшения влияния низкоомного бурового раствора на величину КС по обе стороны от электродов зонда делают утолщения из изоляционного материала – "буфера". Общий вид буферного зонда представлен на рис. 4.6.

§ 4. Схема регистрации диаграмм КС

Ниже будет рассмотрена схема записи диаграмм КС с автоматической каротажной станцией, оснащенной фоторегистратором.

Схема включает в себя токовую и измерительную цепь (рис. 4.7).

Токовая цепь питается от источника ***Ген*** переменного синусоидального тока частотой от 5 до 12,5 Гц. Таким источником может служить электромашинный усилитель или электронный генератор. Последовательно с питающими электродами включены: переменное нагрузочное сопротивление $R_н$, миллиамперметр мА и набор контрольных шунтов R_0. $R_н$ и мА служат для регулировки и контроля питающего тока, а R_0 - для его измерения и установки масштаба записи КС.

Измерительная цепь включает разделительный конденсатор $C_р$, не пропускающий на вход измерительного канала медленно меняющуюся разность потенциалов самопроизвольной поляризации ПС; выпрямитель *Выпр* и сглаживающий фильтр выпрямленного сигнала $C_ф$.

Схема измерительного канала КС включает 3 последовательно включенных зеркальных гальванометра, и уже рассматривалась нами ранее (см. рис. 2.4).

Согласно формуле (4.7):

$$\rho_к = K\frac{\Delta U}{I}.$$

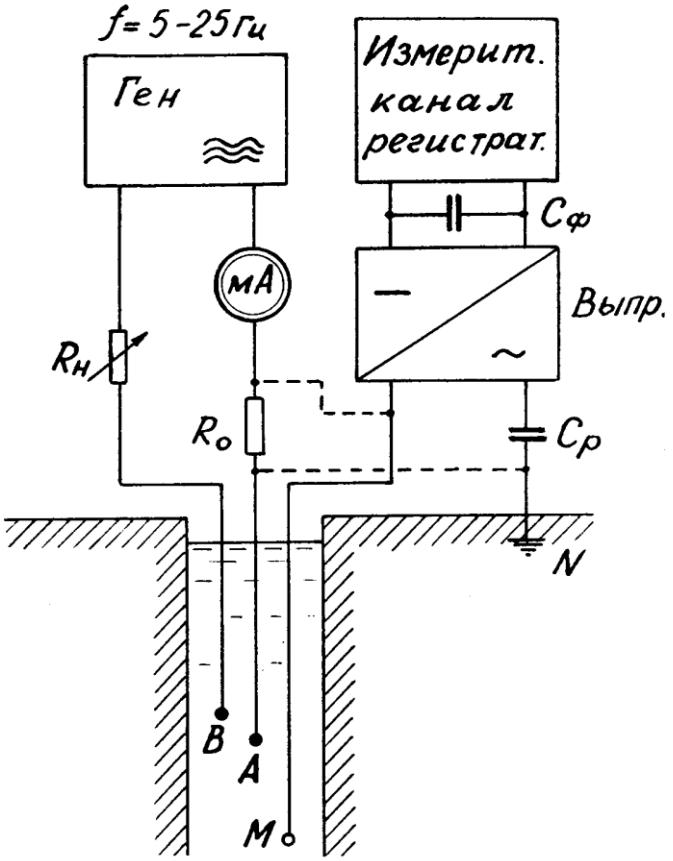

Рис. 4.7. Схема записи диаграммы КС на трехжильном кабеле

Если задаться отклонением блика основного гальванометра, равным 1 см, то количество Ом·м в 1 см составит масштаб записи n, т. е. $\rho_к = n$, а $\Delta U \frac{\text{мВ}}{\text{см}} = m$ − постоянную измерительного канала по напряжению, следовательно:

$$n = K\frac{m}{I} \ . \tag{4.11}$$

Для измерения силы тока измерительный канал КС подключают к одному из контрольных шунтов R_0 (пунктирные линии на рис. 4.7).

По закону Ома:

$$I = \frac{\Delta U_0}{R_0} = \frac{m \cdot l_0}{R_0}, \tag{4.12}$$

где l_0 - отклонение блика основного гальванометра измерительного канала при подключении его к R_0.

Подставив значение I в формулу (4.11), получим

$$n = K\frac{m}{m \cdot l_0} R_0 = R_0 \frac{K}{l_0}. \tag{4.13}$$

Это означает, что для записи диаграммы КС в заданном масштабе n необходимо подключить измерительный канал КС к контрольному шунту

R_0 в токовой цепи и добиться посредством изменения силы тока в цепи AB или чувствительности измерительного канала такого отклонения блика основного гальванометра l_0, чтобы

$$l_0 = R_0 \frac{K}{n}. \tag{4.14}$$

Затем, не изменяя силы тока и чувствительности измерительного канала, к входу последнего подключают приемные электроды MN и приступают к регистрации КС при подъеме зонда по скважине.

§ 5. Связь кажущегося сопротивления с плотностью тока

Согласно выведенной нами формуле (4.4), для градиент-зонда

$$\rho_к = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I}.$$

Для так называемого "предельного" градиент-зонда, у которого $MN \to 0;\ AM \to AN = AO,$ перепишем формулу (4.4) в таком виде:

$$\rho_к = \frac{\Delta U / MN}{I / 4\pi \cdot AO^2}. \tag{4.15}$$

Нетрудно видеть, что $\lim\limits_{MN \to 0} \frac{\Delta U}{MN} = E$, а $I / 4\pi \cdot AO^2 = j_0$ - плотность тока в точке O в однородной среде.

В то же время, согласно закону Ома в дифференциальной форме, $E = \rho \cdot j$, где j – реальная плотность тока между электродами M и N, а $\rho = \rho_{MN}$ – реальное сопротивление среды между ними.

Подставив в (4.15) полученные значения числителя и знаменателя, будем иметь:

$$\rho_к = \rho_{MN} \frac{j}{j_0}. \tag{4.16}$$

Таким образом, ***КС, измеренное градиент-зондом, пропорционально удельному сопротивлению среды и отношению фактического значения плотности тока к плотности тока в однородной и изотропной среде***. Так как для заданного размера зонда $j_0 = \text{const}$, то $\rho_к = f(\rho_{MN}, j)$.

Нетрудно показать, что то же соотношение справедливо и для потенциал-зонда.

Полученное соотношение (4.16) очень удобно для приближенного решения прямой задачи КС.

§ 6. Влияние контакта сред с различным сопротивлением на величину КС

Теоретическое решение задачи о влиянии контакта на величину КС может быть получено путем интегрирования дифференциального уравнения Лапласа или с помощью метода зеркальных отображений (метода Томсона).

Рассмотрим вывод формулы для вычисления кажущегося сопротивления на основе метода Томсона по В. Н. Дахнову.

Суть метода Томсона заключается в том, что деформация токовых линий при приближении к поверхности раздела формально объясняется отражением источника тока в поверхности раздела (рис. 4.8).

При этом в среде 1, в которой находится источник тока A, потенциал электрического поля будет таким, как в случае однородного безграничного пространства, заполненного средой с сопротивлением ρ_1 - той среды, в которой находится источник, при условии, что, кроме этого источника тока, в точке, являющейся зеркальным изображением точки A в плоскости раздела двух сред S, находится второй, фиктивный источник A', отдающий ток I', который можно считать током отражения.

В среде 2, в которой источник тока отсутствует, потенциал электрического поля будет таким, как будто все исследуемое пространство безгранично и заполнено этой средой с сопротивлением ρ_2, но источник тока A отдает при этом фиктивный электрический ток I'', который можно считать током пропускания.

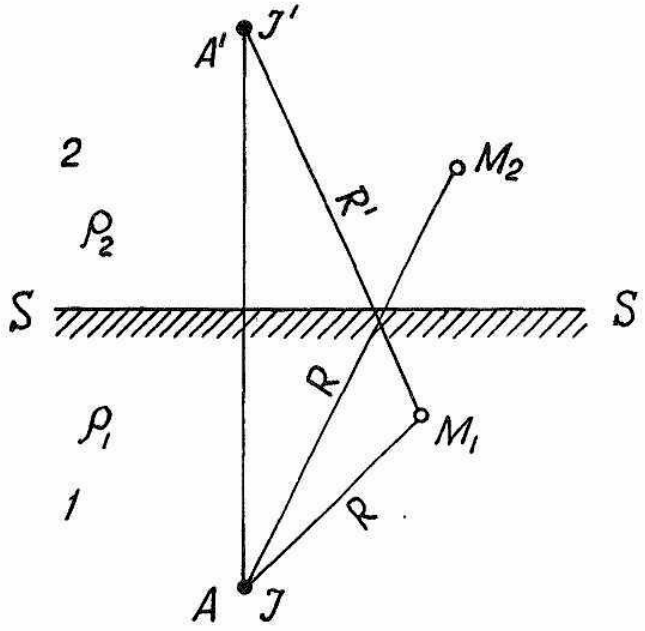

Рис. 4.8. К расчету кажущегося сопротивления на контакте двух сред методом зеркальных отражений

Обозначив через R и R' расстояния источников тока A и A' до точек M_1 в первой среде и M_2 во второй среде, получим:

для среды 1 $$U_1^{(1)} = \frac{\rho_1}{4\pi}\left(\frac{I}{R} + \frac{I'}{R'}\right), \qquad (4.17)$$

для среды 2 $$U_2^{(1)} = \frac{\rho_2 I''}{4\pi R}. \qquad (4.18)$$

Для определения фиктивных токов I' и I'' воспользуемся двумя граничными условиями.

1. Сумма токов отражения I' и пропускания I'' должна быть равна реальному току I (Ю. И. Горбачев, 1990):

$$I = I' + I''. \qquad (4.19)$$

2. На поверхности раздела S потенциал в среде 1 и 2 должен быть одинаковым:

$$(U_1^{(1)})_S = (U_2^{(1)})_S. \qquad (4.20)$$

Учитывая, что при положении точки M на поверхности S расстояние $R = R'$, из (4.17) и (4.18) будем иметь:

$$\frac{\rho_1}{4\pi}\left(\frac{I}{R} + \frac{I'}{R}\right) = \frac{\rho_2 I''}{4\pi R}; \qquad \rho_1(I + I') = \rho_2 I''. \qquad (4.21)$$

Таким образом, полученные равенства (4.19) и (4.21) образуют систему уравнений с двумя неизвестными, решая которую можно найти токи I' и I''.

$$\begin{cases} \rho_1 (I + I') = \rho_2 I'' \\ I = I' + I'' \end{cases} \qquad \begin{cases} I'' = I - I' \\ \rho_1 (I + I') = \rho_2 (I - I') \end{cases}$$

$$\begin{cases} I' = \dfrac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \cdot I. & (4.22) \\ I'' = I\left(1 - \dfrac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2}\right) = \dfrac{2\rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \cdot I. & (4.23) \end{cases}$$

Отношение

$$\frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} = k_{12} \qquad (4.24)$$

называется ***коэффициентом отражения***, он как бы определяет часть тока I, отраженного поверхностью раздела в среду 1, а отношение

$$\frac{2\rho_1}{\rho_1 + \rho_2} = 1 - k_{12} = p_{12} \qquad (4.25)$$

называется ***коэффициентов пропускания***; он определяет ту часть тока I, которая как бы проникает в среду 2, где нет реального источника тока.

Нетрудно видеть, что при $\rho_2 = \infty$, k_{12}=1, а p_{12}=0. Это означает, что весь ток отражается границей раздела в 1 среду и в точках, достаточно удаленных от источника, плотность тока вдвое больше, чем в однородной среде; в среде 2 токовое поле отсутствует. При приближении точки *M* к границе *S* её потенциал падает.

При $\rho_2 = 0$, $k_{12} = -1$, а $p_{12} = 2$. Это означает, что токовые линии будут не отражаться границей, а наоборот, втягиваться средой 2. Ток от источника вместо того, чтобы растекаться в телесном углу 4π, будет протекать в среду 2 и распространяться в ней в телесном углу 2π, что эквивалентно отдаче источником *A* фиктивного тока удвоенной силы. При приближении точки *M* к границе *S* её потенциал растет.

Подставим найденные значения I' и I'' в формулы (4.17) и (4.18).

В среде 1

$$U_1^{(1)} = \frac{\rho_1 I}{4\pi}\left(\frac{1}{R} + \frac{k_{12}}{R'}\right) = \frac{\rho_1 I}{4\pi}\left(\frac{1}{R} + \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}\cdot\frac{1}{R'}\right). \qquad (4.26)$$

В среде 2

$$U_2^{(1)} = \frac{\rho_2 I}{4\pi}(1 - k_{12})\frac{1}{R} = \frac{2\rho_1\rho_2}{4\pi(\rho_1 + \rho_2)}\cdot\frac{I}{R}. \qquad (4.27)$$

Пользуясь этими формулами, можно рассчитать величину КС по обе стороны от границы раздела.

Для зонда, оба приемных электрода которого находятся в среде 2, а токовый электрод по другую сторону контакта, в среде 1, будем иметь:

$$U_M^A = \frac{2\rho_1\rho_2}{4\pi(\rho_1 + \rho_2)}\cdot\frac{I}{AM} \quad \text{и} \quad U_N^A = \frac{2\rho_1\rho_2}{4\pi(\rho_1 + \rho_2)}\cdot\frac{I}{AN};$$

$$\Delta U = U_M^A - U_N^A = \frac{2\rho_1\rho_2}{(\rho_1 + \rho_2)}\cdot\frac{I}{4\pi}\left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN}\right).$$

Как было показано ранее (4.3), $\frac{1}{4\pi}\left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN}\right) = \frac{1}{K}$, где *K* – коэффициент зонда, следовательно:

$$\Delta U = \frac{2\rho_1\rho_2}{\rho_1 + \rho_2}\cdot\frac{I}{K}. \qquad (4.28)$$

Как было показано ранее, в § 2, формула (4.7) $\rho_K = K\frac{\Delta U}{I}$; из (4.28)

$K\frac{\Delta U}{I} = \frac{2\rho_1\rho_2}{\rho_1 + \rho_2}$, следовательно,

$$\rho_к = \frac{2\rho_1\rho_2}{\rho_1+\rho_2} = \rho_к^* \ . \qquad (4.29)$$

Таким образом, если между питающим и приемными электродами зонда находится граница раздела двух сред с разными сопротивлениями, кажущееся сопротивление не зависит от расстояния между электродами и границей, а остается постоянным и равным $\rho_к^*$.

Этот вывод мы будем использовать при приближенном построении кривых КС на основании связи между КС и плотностью тока.

§ 7. Кривые КС на контакте пород разного сопротивления для зондов различного типа

Построим кривые КС приближенным методом на основе соотношения (4.16), воспользовавшись только выводами из результатов теоретического решения относительно величины КС при расположении электродов зонда по разные стороны от контакта (см. § 6).

Начнем построение для обращенного градиент-зонда *OA* (рис. 4.9, *а*), двигая зонд снизу вверх, как это делается на практике.

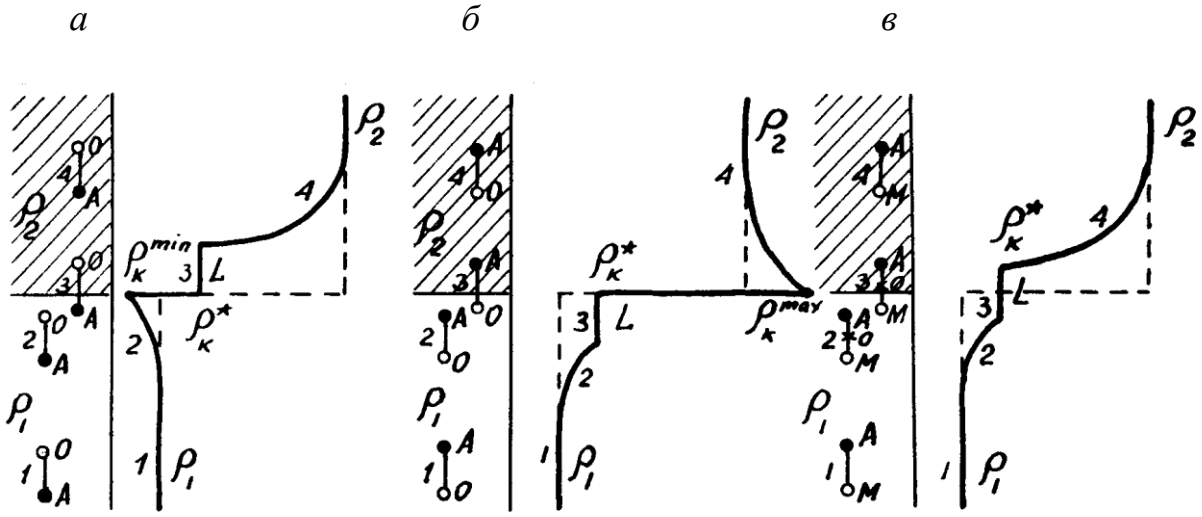

Рис. 4.9. Диаграммы КС на контакте пород низкого и высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда (*а*), последовательного градиент-зонда (*б*) и потенциал-зонда (*в*)

В позиции 1, когда зонд находится далеко от контакта, влиянием последнего можно пренебречь, $j = j_0$; $\rho_к = \rho_1$. По мере приближения зонда к контакту вышележащая высокоомная среда начинает отталкивать токовые линии, плотность тока ниже электрода *A* возрастает, а выше – уменьшается, в позиции 2, когда точка *O* установится на контакт, $\rho_к = \rho_к^{min}$. Как

только точка *O* переходит во вторую среду (позиция 3), сопротивление ρ_{MN} скачкообразно возрастает от ρ_1 до ρ_2, что приводит и к скачку в значении $\rho_к$.

Как было показано ранее (см. § 6), все время, пока приемные и питающие электроды разделены контактом, т. е. на протяжении отрезка диаграммы, равного длине зонда, КС остается постоянным, равным $\rho_к^*$ (4.29).

Когда электрод *A* войдет в среду ρ_2 (позиция 4) и будет находиться вблизи контакта, нижележащая низкоомная среда будет втягивать значительную часть тока, и в области приемных электродов плотность тока $j < j_0$ и $\rho_к < \rho_2$. Но, по мере удаления от контакта, влияние нижележащей среды уменьшается, и $\rho_к \to \rho_2$.

Таким образом, обращенный градиент-зонд "отбивает" подошву пласта высокого сопротивления точкой min КС.

Для последовательного градиент-зонда (рис. 4.9, *б*), по мере его приближения к контакту (позиция 2), вышележащая высокоомная среда начинает отталкивать токовые линии, увеличивая плотность тока ниже питающего электрода *A*, там, где находятся приемные электроды, $j > j_0$ и $\rho_к$ превышает ρ_1 до тех пор, пока электрод *A* не встанет на контакт (позиция 3), точка записи при этом находится на длину зонда *L* ниже контакта. Так же, как и в предыдущем случае (рис. 4.9, *а*), пока питающий и приемные электроды разделены контактом, КС остается постоянным, равным $\rho_к^*$. Когда точка *O* переходит в верхнюю среду (позиция 4), ρ_{MN} претерпевает скачок, увеличиваясь от ρ_1 до ρ_2, а плотность тока остается $j > j_0$ из-за влияния нижней, низкоомной среды. Поэтому на контакте получается $\rho_к^{max} > \rho_2$. По мере удаления от контакта его влияние уменьшается, $j \to j_0$, а $\rho_к \to \rho_2$. Таким образом, подошва мощного пласта высокого сопротивления отмечается последовательным градиент-зондом точкой $\rho_к^{max}$.

Для идеального потенциал-зонда *AM* (электрод *N* настолько удален от *M*, что его влияние можно не учитывать) при приближении к контакту (позиция 2) КС растет из-за того, что верхняя высокоомная среда отталкивает токовые линии и увеличивает плотность тока в области точки *M* до тех пор, пока точка *A* не встанет на контакт. При пересечении контакта электродом *A* (позиция 3) – точка записи при этом на $AM/2$ ниже контакта – $\rho_к = \rho_к^*$ и остается постоянным, пока электрод *M* также не пересечет контакт. По мере удаления от контакта (позиция 4) в зонд *MN* включается все больший участок среды с сопротивлением ρ_2 и $\rho_{MN} \to \rho_2$; кроме того, $j_{MN} \to j_0$ и, когда удаленный электрод *N* пересекает контакт, становится $\rho_{MN} = \rho_2$ и $\rho_К = \rho_2$. Можно показать посредством аналогичных рассуждений, что для перевернутого потенциал-зонда *MA* кривая КС будет выглядеть точно так же, как и в случае 4.9, *в*, т. е. кривые КС для обращенного и последовательного потенциал-зондов не различаются. По этой причине нет

смысла дифференцировать потенциал-зонды по местоположению парных электродов.

§ 8. Интерпретация диаграмм КС

Интерпретация диаграмм КС заключается в определении положения контактов пластов различного электрического сопротивления и в определении их истинного сопротивления.

Правила интерпретации зависят от типа зонда КС и соотношения между мощностью пласта h и длиной зонда L.

Мощные пласты высокого сопротивления. В методе КС пласт считается мощным, если при формировании кривой КС на одной его границе можно пренебречь влиянием другой границы. На практике пласт считается мощным, если $h > 5L$.

Рассмотрим теоретическую форму кривой КС для обращенного градиент-зонда и идеализированного случая, когда отсутствует влияние буровой скважины, т. е. тогда, когда условно можно полагать, что диаметр скважины $d = 0$ (рис. 4.10, *а*).

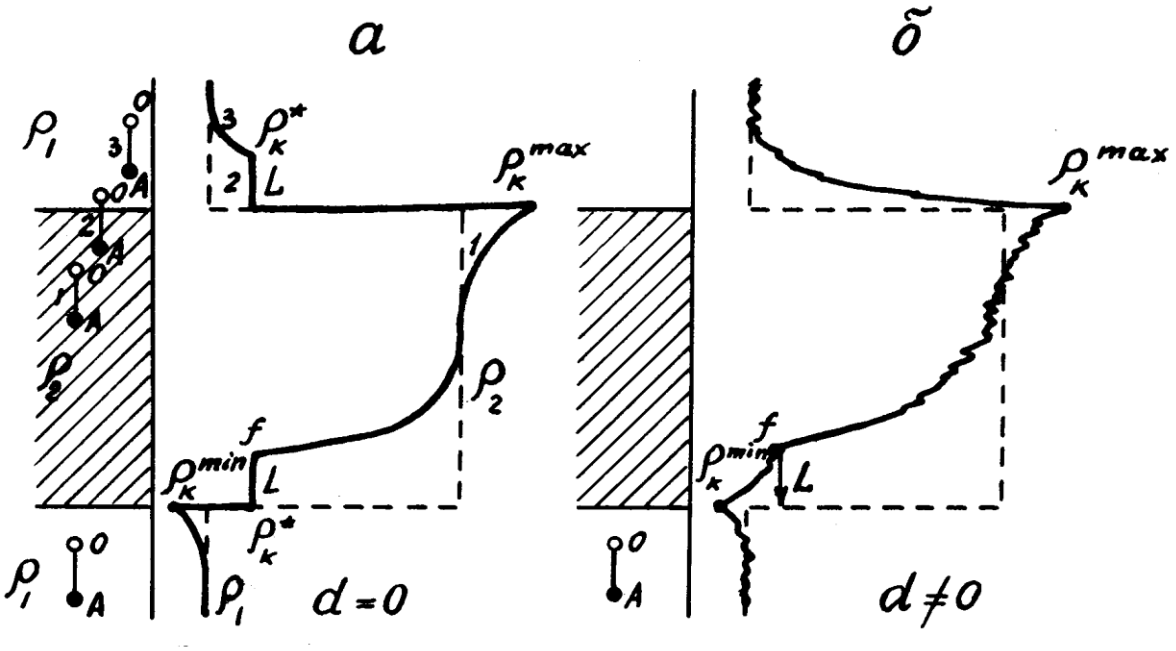

Рис. 4.10. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда в случае отсутствия (*а*) и при наличии (*б*) влияния скважины

Поскольку при формировании кривой КС на нижней границе мощного пласта влиянием верхней границы можно пренебречь, то для отрисовки нижней половины кривой КС можно воспользоваться теми нашими рассуждениями, при помощи которых был построен рис. 4.9, *а*.

При дальнейшем подъеме зонда и приближении точки *O* к верхнему контакту (позиция 1) плотность тока в области приемных электродов начинает расти из-за втягивающего действия низкоомной перекрывающей среды, $j > j_0$ и $\rho_к \to \rho_к^{max} > \rho_2$. После перехода точки *O* в перекрывающую среду (позиция 2) ρ_{MN} скачком падает до уровня ρ_1 и, поскольку приемные и питающие электроды разделены контактом, КС остается постоянным $\rho_к = \rho_к^*$ до тех пор, пока точка *A* также не пересечет контакт. В позиции 3 (электрод *A* над контактом) плотность тока остается $j > j_0$, а $\rho_к > \rho_1$, но по мере удаления от контакта $j \to j_0$, а $\rho_к \to \rho_1$.

Наличие бурового раствора в скважине приводит к сглаживанию реальных кривых КС, площадки равного сопротивления ($\rho_к^*$) на них, как правило, исчезают. Однако остаются точка $\rho_к^{max}$ на кровле пласта и точка $\rho_к^{min}$ на его подошве.

Бывает также хорошо заметна точка *f* – резкого возрастания кривой КС, расположенная на расстоянии *L* выше подошвы пласта (рис. 4.10, *б*).

Таким образом, на диаграммах обращенного градиент-зонда кровля мощного пласта ВС "отбивается" точкой максимума КС, а подошва – точкой минимума.

Обращенный градиент-зонд называется еще и "кровельным" зондом, так как наиболее уверенно (по точке max) "отбивает" кровлю пласта ВС.

На основании аналогичных рассуждений построены диаграммы КС над мощным пластом высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда (рис. 4.11). Этот зонд отчетливее всего, по точке экранного максимума "отбивает" подошву пласта, благодаря чему он и получил название "подошвенного" зонда.

Величину истинного сопротивления высокоомного пласта можно считать примерно равной средневзвешенному $\rho_к^{ср}$ по мощности кажущемуся сопротивлению в пределах между контактами пласта. Величина $\rho_к^{ср}$ определяется графически так, как это показано на рис. 5.8.

Среднее значение $\rho_к^{ср}$ тем больше приближается к сопротивлению пласта, чем больше отношение *h/L*.

Рассмотрим кривую КС над мощным пластом ВС для потенциал-зонда *AM* (рис. 4.12 *а*, *б*). Так же, как и в предыдущем случае, нарисуем нижнюю часть кривой, перенеся ее с рис. 4.9, *в*.

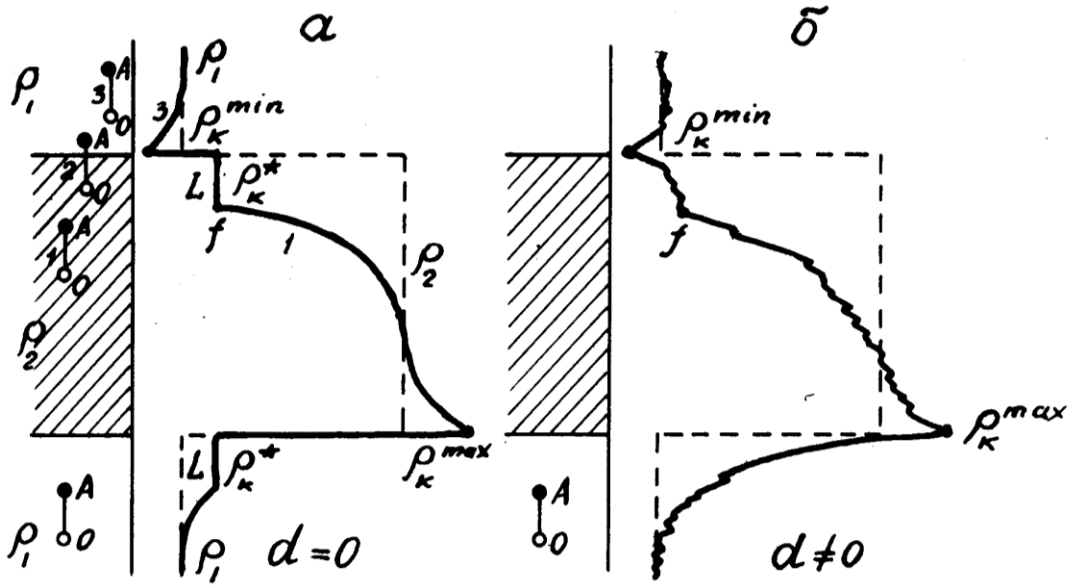

Рис. 4.11. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда в случае отсутствия (*а*) и при наличии (*б*) влияния скважины

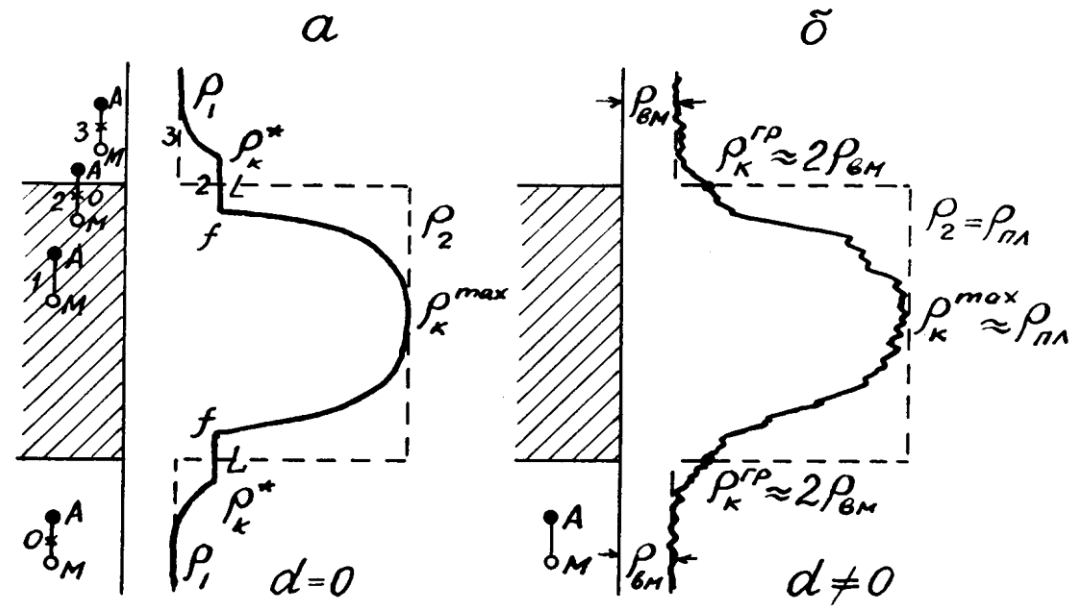

Рис. 4.12. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для потенциал-зонда в случае отсутствия (*а*) и при наличии (*б*) влияния скважины

При дальнейшем подъеме зонда и приближении электрода *A* к верхнему контакту (позиция 1) плотность тока начинает падать $j < j_0$ из-за втягивания тока перекрывающей низкоомной средой, и $\rho_к$ уменьшается $(\rho_к < \rho_2)$ до тех пор, пока электрод *A* не встанет на верхний контакт (точка записи при этом на $L/2$ ниже верхнего контакта). В позиции 2 (между точками *A* и *M* находится контакт) выполняется условие $\rho_к = \rho_к^*$ до тех пор, пока электрод *M* не пересечет верхний контакт. В позиции 3 в интер-

вал между электродами *M* и *N* начинает включаться все больший участок перекрывающей среды с низким сопротивлением ρ_1 и $\rho_к \to \rho_1$.

При наличии бурового раствора в скважине площадки равного сопротивления исчезают, но, как правило, заметны точки резкого возрастания кривой КС, отложив от которых $AM/2$ в стороны от максимума КС, можно найти положение контактов пласта.

Можно воспользоваться также правилом "удвоенного сопротивления вмещающих пород".

Если положить, что пласт имеет сопротивление $\rho_2 \to \infty$, то на площадках равного сопротивления, против середины которых располагаются контакты пласта, $\lim\limits_{\rho_2 \to \infty} \rho_к^* = \lim\limits_{\rho_2 \to \infty} 2\dfrac{\rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} = 2\rho_1$.

Это означает, что КС на границах пласта не может быть больше удвоенного сопротивления вмещающих пород, поэтому положение границ пласта определяют по точкам пересечения диаграммы КС с вертикальными линиями, соответствующими удвоенному сопротивлению вмещающих пород, значение которого находят, осредняя кривую КС выше и ниже аномалии от пласта.

Величину истинного сопротивления пласта ВС большой мощности на диаграмме потенциал-зонда можно считать приблизительно равной $\rho_к^{max}$.

Поскольку КС на площадках мало (не более чем вдвое превышает сопротивление вмещающих пород), то при сравнении ширины отчетливой части аномалий и мощности пласта можно заметить, что ***для пластов ВС большой мощности ширина аномалии меньше мощности пласта на размер зонда.***

Тонкие пласты высокого сопротивления. В методе КС пласты считаются тонкими, если их мощность меньше длины зонда ($h < L$). Над ними конфигурация кривых иная, чем над пластами большой мощности. На рис. 4.13 представлена кривая КС, полученная над тонким пластом с помощью обращенного градиент-зонда. Когда зонд располагается ниже пласта (позиции 1 и 2), формирование кривой КС происходит так же, как и для мощного пласта. Когда точка записи входит в пласт (позиция 3), вместо площадки равных сопротивлений получается наклонная площадка с возрастанием к кровле пласта из-за того, что перекрывающая пласт низкоомная среда втягивает в себя ток и, тем самым, увеличивает плотность тока в области приемных электродов. Когда точка записи выходит из пласта в перекрывающую среду (позиция 4), между питающим и приемными электродами оказывается высокоомный пласт, который экранирует приемные электроды от источника тока, плотность тока падает, и на кривой КС формируется зона экранного минимума, которая будет продолжаться до тех пор, пока электрод *A* не пересечет нижний контакт пласта (позиция 5). После этого, по мере удаления электрода *A* от подошвы пласта, все большая

часть тока будет втягиваться верхней средой и, когда электрод *A* пересекает кровлю пласта, на кривой КС формируется экранный максимум, расстояние которого от кровли пласта равно длине зонда.

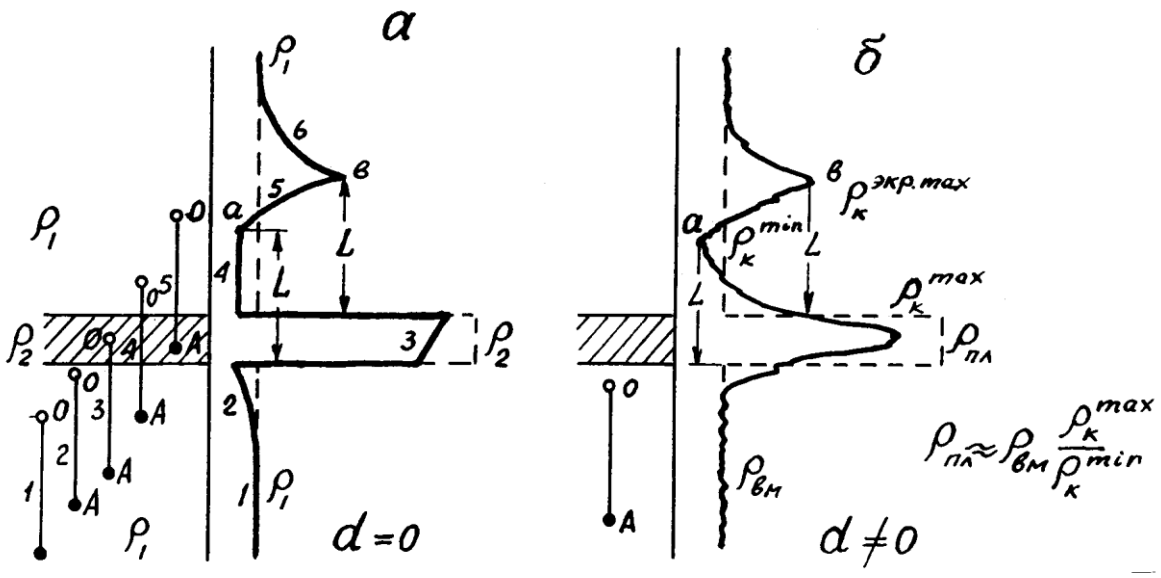

Рис. 4.13. Форма кривых КС над тонким пластом высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда в случае отсутствия (*а*) и при наличии (*б*) влияния скважины

При наличии влияния скважины на кривой КС не всегда сохраняется экранный минимум на подошве пласта, но, как правило, бывают хорошо выражены точки основного и экранного (точка *в*) максимумов и точка экранного (точка *а*) минимума между ними. Положение контактов пласта находят, откладывая от точек *а* и *в* размер зонда в сторону основного максимума, как это показано на рис. 4.13, *б*.

Величину сопротивления пласта, согласно С. Г. Комарову, можно оценить по приближенной формуле $\rho_{пл} \approx \rho_{вм} \cdot \frac{\rho_к^{max}}{\rho_к^{min}}$. Значения всех величин, входящих в это выражение, снимаются с кривой КС (см. рис. 4.13, *б*).

На рис. 4.14 представлена кривая КС, записанная над тонким пластом с помощью потенциал-зонда. При приближении зонда к подошве пласта (позиция 2) плотность тока над электродом *A* уменьшается и увеличивается под ним, в области приемного электрода *M*. Соответственно увеличивается КС и достигает максимума, когда электрод *A* достигает подошвы пласта (точка записи при этом находится на половину длины зонда ниже). После пересечения электродом *A* подошвы пласта (позиция 3) вместо площадки равных сопротивлений получается наклонная площадка с уменьшением КС из-за того, что все возрастающую (по мере подъема зонда) часть тока втягивает низкоомная перекрывающая среда. При пересечении электродом *A* кровли пласта между ним и приемными электродами оказывается высокоомный экран – пласт, и на кривой КС формируется зона экранного

минимума, продолжающаяся до тех пор, пока электрод *M* не пересечет подошву пласта (позиция 4). После этого в значение ρ_{MN} включаются все возрастающие участки мощности пласта с высоким сопротивлением ρ_2 (электрод *N* находится намного ниже электрода *M* и на рисунке не показан). Вклад среды с сопротивлением ρ_2 в значение ρ_{MN} достигнет максимума тогда, когда электрод *M* дойдет до кровли пласта (вся мощность пласта войдет в отрезок *MN*), при этом на кривой КС сформируется еще один максимум, отстоящий от верхней границы пласта на половину длины зонда. При пересечении кровли пласта электродом *M* (позиция 5) ρ_{MN} уже не меняется, влияние высокоомного пласта на плотность тока постепенно сходит на нет, и КС приближается к значению ρ_1. Таким образом, на кривой КС для потенциал-зонда над тонким пластом высокого сопротивления вместо ожидаемого увеличения сопротивления формируется зона экранного минимума, т. е. кривая кажущегося сопротивления совершенно не соответствует распределению истинных сопротивлений среды.

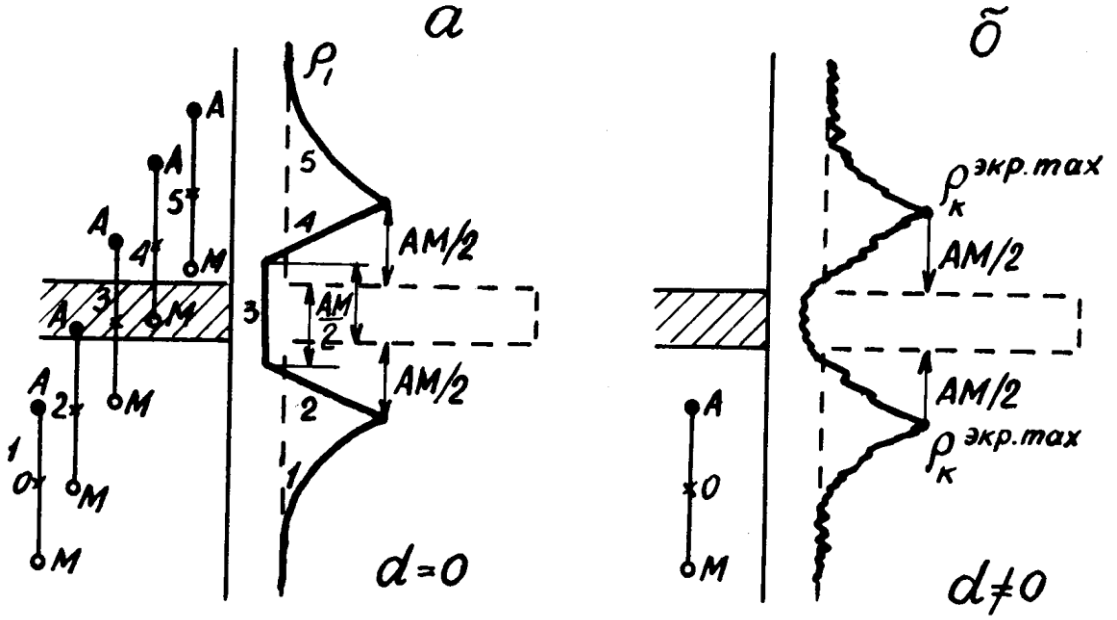

Рис. 4.14. Форма кривых КС над тонким пластом высокого сопротивления для потенциал-зонда в случае отсутствия (*а*) и при наличии (*б*) влияния скважины

Влияние скважины на кривую КС проявляется в том, что исчезает площадка равных сопротивлений в зоне экранного минимума, но обязательно сохраняются обрамляющие ее экранные максимумы. Контакты пласта можно "отбить", отложив от экранных максимумов половину длины зонда в сторону экранного минимума, как показано на рис. 4.14, *б*. Оценить величину истинного сопротивления пласта по кривой КС в этом случае невозможно.

Потенциал-зонды не рекомендуются для каротажа тонких пластов.

Мощные пласты низкого сопротивления. Кривые КС над пластами низкого сопротивления (НС) могут быть построены по тем же правилам,

что и над пластами высокого сопротивления (ВС), нужно только помнить, что кровля пласта высокого сопротивления – это подошва пласта низкого сопротивления и наоборот. Следует иметь в виду и еще один момент: поскольку на площадках равного сопротивления $\rho_к^*$ не может быть больше, чем удвоенное значение меньшего из сопротивлений двух контактирующих сред, то ***ширина аномалии над пластами НС бывает больше мощности пласта на длину зонда***.

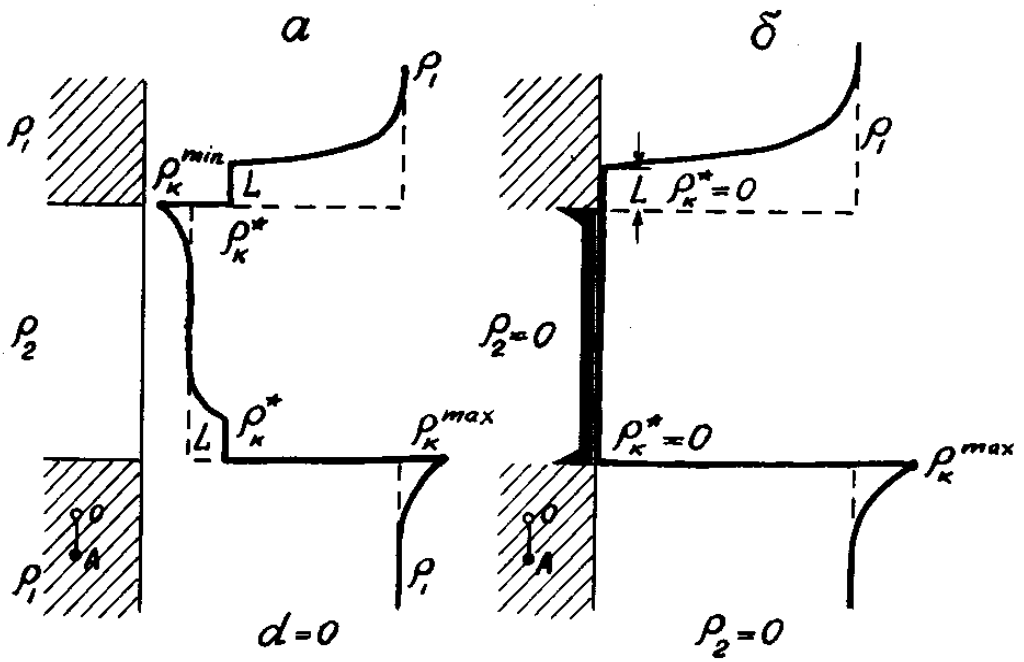

Рис. 4.15. Форма кривой КС для обращенного градиент-зонда над мощным пластом низкого сопротивления (*а*) и над отрезком металла (*б*) в скважине

Особенно ярко проявляется это, когда пласт имеет нулевое сопротивление, что соответствует участкам металлических труб, упущенных в скважине при бурении, или хорошо проводящим рудным интервалам. В этом случае $\lim\limits_{\rho_2 \to 0} \rho_к^* = \lim\limits_{\rho_2 \to 0} 2\dfrac{\rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} = 0$, площадки равных сопротивлений получаются на нулевом уровне, и протяженность зоны нулевых сопротивлений на диаграмме КС получается больше мощности идеального проводника на длину зонда, что следует учитывать при интерпретации (рис. 4.15).

Пласты средней мощности. В методе КС пласты считаются имеющими среднюю мощность при соотношении $L < h < 5L$. Теоретические кривые КС над пластами средней мощности отличаются тем, что вместо площадок равных сопротивлений, характерных для мощных пластов, на них получаются наклонные площадки из-за того, что при положении зонда у одной границы пласта на формирование кривой влияет и другая граница (рис. 4.16).

Интерпретируются эти кривые по тем же правилам, что и для мощных пластов.

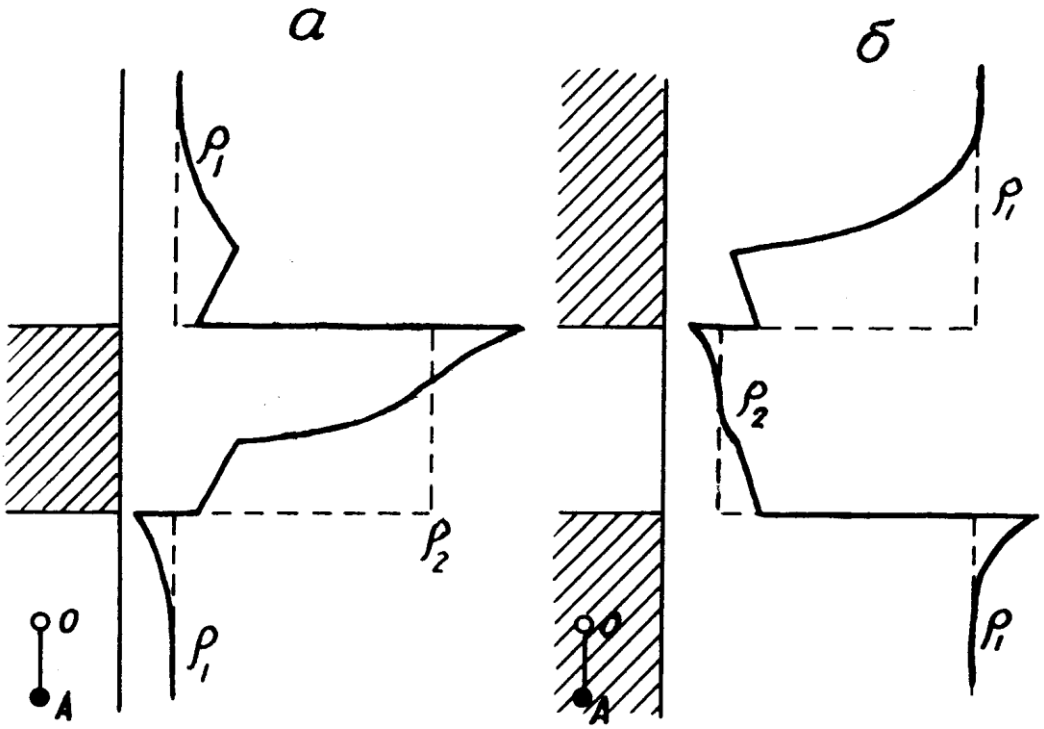

Рис. 4.16. Аномалии КС над пластами средней мощности высокого (*а*) и низкого (*б*) сопротивления

Пласты сложного строения. Наиболее простым случаем пласта сложного строения является пачка пропластков низкого и высокого сопротивления одинаковой мощности. Наилучшие результаты получаются при использовании градиент-зондов, длина которых больше мощности отдельного пропластка h, но меньше мощности всей пачки H – рис. 4.17. Очень нечеткие результаты дают потенциал-зонды.

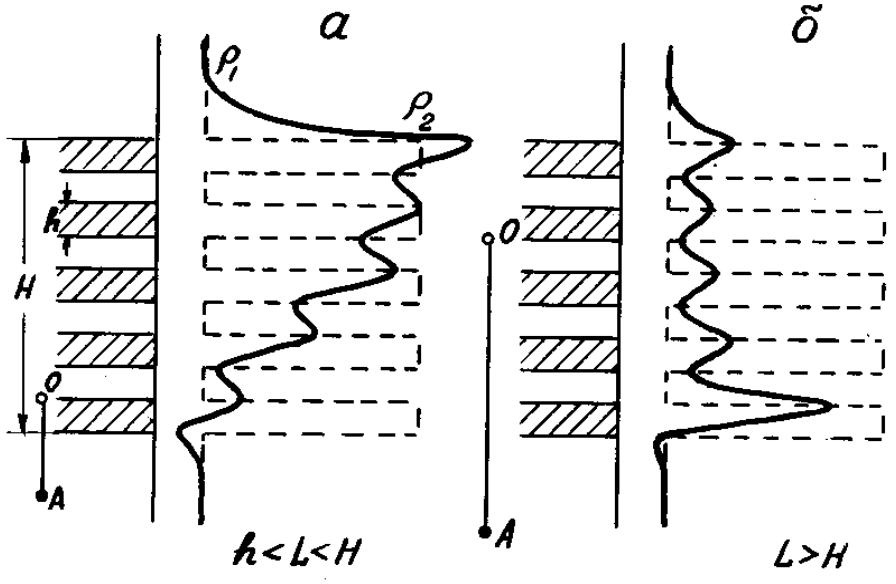

Рис. 4.17. Форма кривых КС над пачкой тонких пластов для обращенного градиент-зонда при условии $h<L<H$ (*а*) и $L\geq H$ (*б*)

На рис. 4.18 приведен пример диаграммы КС, зарегистрированной в учебной скважине № 1 на базе геофизических практик УГГУ в пос. Верхняя Сысерть.

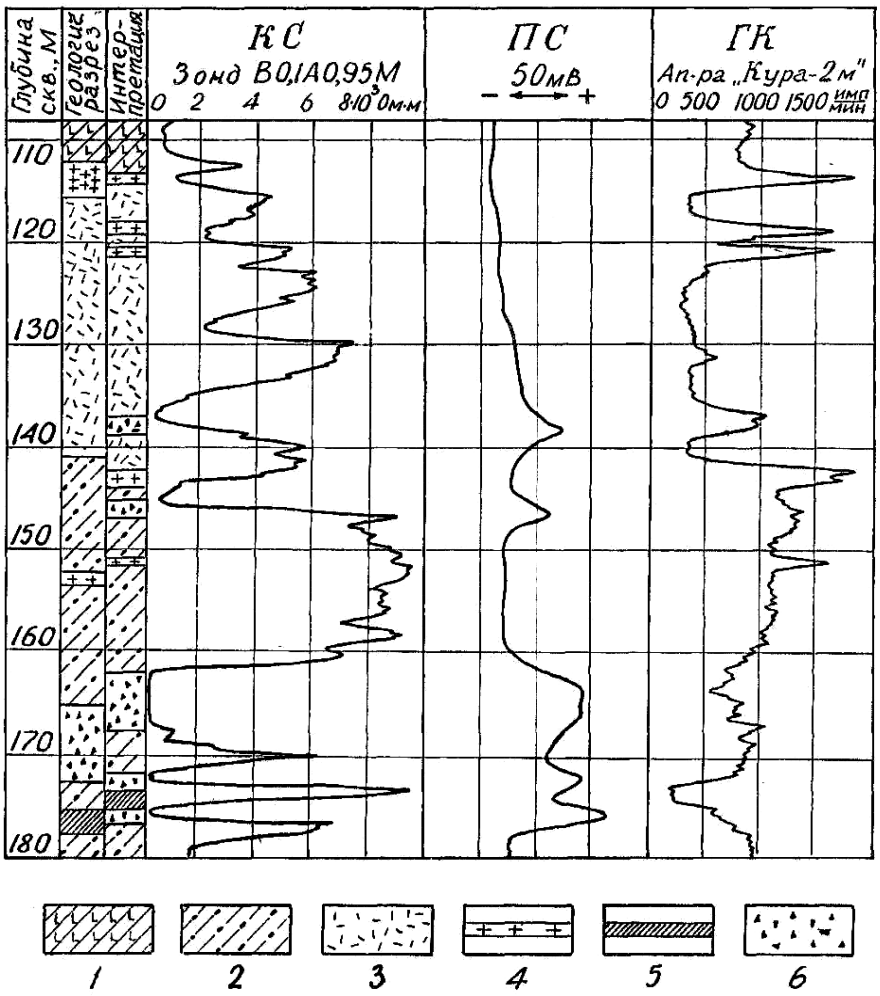

Рис. 4.18. Пример дифференциации разреза скважины по кажущемуся сопротивлению. Скважина № 1, пос. В. Сысерть: *1* – амфибол-биотитовый гнейс; *2* – амфибол-биотитовый гнейс с гранатами; *3* – апогипербазитовые породы; *4* – дайки гранитов; *5* – кварцевая жила; *6* – зоны сульфидной минерализации

В геологическом строении фрагмента разреза, приведенного на этом рисунке, выделяются амфибол-биотитовые гнейсы 1, актинолит-тальковые апогипербазитовые породы 3 и гнейсы с гранатами 2. Толща этих пород прорывается более молодыми дайками гранитов 4 и кварцевыми жилами 5, имеются также несколько зон густой сульфидной вкрапленности 6.

Диаграмма КС дополнена кривыми самопроизвольной поляризации ПС и естественной радиоактивности ГК. Наиболее высокими сопротивлениями до 9,5 тыс. Ом·м характеризуются амфибол-биотитовые гнейсы с гранатами (147,0-180,0 м) и кварцевая жила (173,5-175,0 м). У актинолит-тальковых пород и гнейсов без гранатов КС ниже – от 1 до 8,5 тыс. Ом·м. В зонах сульфидной минерализации КС падает до нескольких десятков Ом·м. Дайки гранитов по электрическому сопротивлению не отличаются от вмещающих пород, но хорошо выделяются по повышенным значениям

естественной радиоактивности по диаграммам ГК. Их радиоактивность достигает 1800 имп/мин на фоне 300-1200 имп/мин над вмещающими породами. На диаграмме ПС зонам сульфидной минерализации соответствуют положительные аномалии от 50 до 100 мВ окислительно-восстановительного происхождения.

§ 9. Резистивиметрия скважин

Резистивиметрия – это измерение сопротивления жидкости, заполняющей скважину, чаще всего – бурового раствора (ρ_0).

Измерения производятся с помощью резистивиметра – такого зонда, расстояния между электродами которого настолько малы, что ток замыкается внутри бурового раствора, и стенки скважины не влияют на результаты измерений. Конфигурации электродов резистивиметра могут иметь самую различную форму. Несколько конструкций наиболее распространенных скважинных резистивиметров представлено на рис. 4.19.

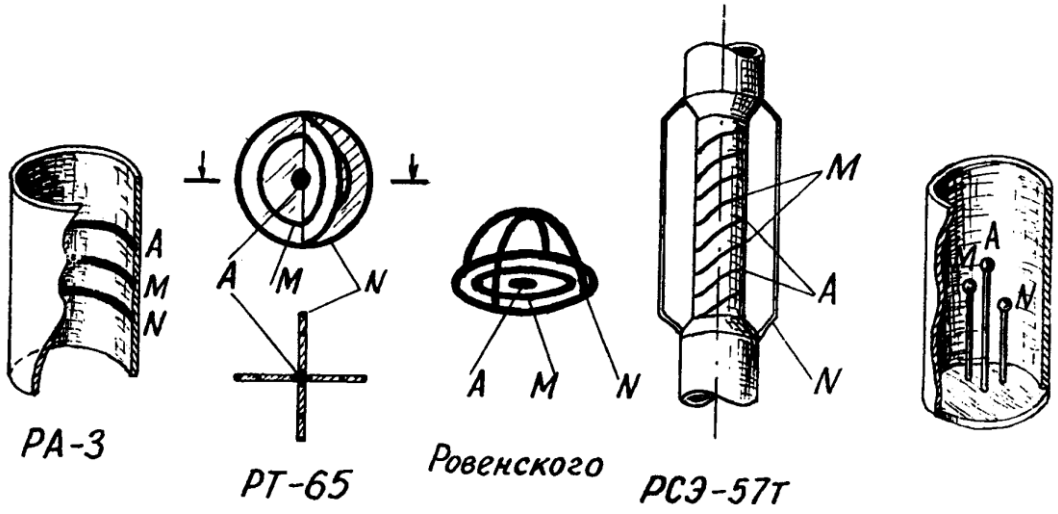

Рис. 4.19. Форма и размещение электродов в скважинных резистивиметрах различных конструкций

Существуют также индукционные резистивиметры, представляющие собой 2 катушки индуктивности – генераторную и приемную, связь между которыми осуществляется через буровой раствор. Индукционные резистивиметры находят применение при изучении состава и структуры водонефтяной смеси в добывающих скважинах нефтяных месторождений.

Электрическая схема измерений с резистивиметром полностью аналогична схеме метода КС. Единственное отличие, связанное с малым расстоянием между электродами, заключается в использовании при резистивиметрии малых токов (порядка нескольких мА). Для уменьшения силы тока в питающую цепь резистивиметра вводят большое дополнительное сопротивление.

Сопротивление бурового раствора вычисляют по известной формуле:

$$\rho_0 = K\frac{\Delta U}{I}, \qquad (4.30)$$

где K – коэффициент резистивиметра, м.

В отличие от зондов КС, коэффициент резистивиметра не рассчитывают, а определяют экспериментально, проводя измерения в растворах с известным сопротивлением.

Результаты резистивиметрии используют при количественной интерпретации данных других методов каротажа – электрического и радиоактивного (НГК, ННК). Кроме того, они имеют и самостоятельное значение: по ним можно фиксировать момент вскрытия скважиной водоносных пластов, определять положение мест притока и поглощения жидкости в скважинах, проводить поиски сульфидных месторождений и пр.

Контрольные вопросы

1. Почему электрическое сопротивление пласта-коллектора изменяется в радиальном направлении по мере удаления от оси скважины?
2. Почему УЭС нефтенасыщенного пласта больше, чем УЭС водонасыщенного?
3. Выведите формулу КС.
4. Какой зонд называется градиент-зондом и какой потенциал-зондом и почему?
5. Дайте полную характеристику зонда по его символу $A\ 0{,}5M\ 4{,}0N$.
6. Из формулы коэффициента градиент-зонда получите формулу коэффициента потенциал-зонда, устремив электрод N или B в бесконечность.
7. Поясните назначение всех элементов в схеме регистрации диаграмм КС на рис. 4.7.
8. Выведите формулу, связывающую КС с плотностью тока.
9. Чему равно КС на площадках равного сопротивления?
10. Подсчитайте, чему равно $\rho_к^*$ при $\rho_2 = \infty$.
11. Какие пласты считаются мощными в методе КС?
12. Пользуясь формулой (4.16), объясните поведение КС на рис. 4.11.
13. Почему на мощных пластах высокого сопротивления ширина аномалии КС меньше, чем мощность пласта?
14. Почему на мощных пластах низкого сопротивления аномалии КС шире, чем мощность пласта?
15. Почему потенциал-зонды не рекомендуются для каротажа тонких пластов высокого сопротивления?
16. Нарисуйте, какие аномалии КС получаются над нижним концом обсадной трубы на диаграммах, записанных с различными зондами.
17. Что является объектом изучения в методе резистивиметрии?
18. Почему коэффициент резистивиметра определяют экспериментальным путем, а не рассчитывают?

Глава 5. Метод боковых каротажных зондирований

Боковые каротажные зондирования (БКЗ) – это основной метод определения УЭС горных пород в условиях буровых скважин. Большой вклад в теорию и практику БКЗ внесли отечественные геофизики – Фок В. А. (1898-1974), Альпин Л. М. (1898-1986), Комаров С. Г. (1909-1959).

Сущность метода БКЗ заключается в измерении кажущегося сопротивления горных пород зондами одного типа, но разной длины.

§ 1. Аналогия методов БКЗ и ВЭЗ

Метод БКЗ аналогичен методу ВЭЗ в электроразведке.

В ВЭЗ изучают изменение $\rho_к$ с увеличением разносов питающей установки, т. е. с увеличением глубины проникновения электрического тока.

В БКЗ также изучают изменение $\rho_к$ с увеличением глубины проникновения тока – по мере увеличения длины зонда. При малых зондах $L \le d$ ток замыкается в малом объеме, внутри скважины, и получаемое $\rho_к$ определяется, в основном, сопротивлением бурового раствора ρ_0. С увеличением длины зонда ток проникает все дальше от оси скважины, захватывая сначала зону проникновения бурового раствора с сопротивлением ρ', а затем и неизмененную часть пласта с сопротивлением ρ. Соответственно, меняются и получаемые значения $\rho_к$. Результат БКЗ представляет собой кривую зависимости $\rho_к = f(L)$, построенную в билогарифмическом масштабе.

Такие же кривые $\rho_K = f(AB/2)$ строят и в ВЭЗ.

Однако аналогия между методами БКЗ и ВЭЗ неполная, между ними имеются и отличия. Во-первых, метод ВЭЗ предназначен для горизонтально слоистых сред; границы слоев, имеющих разное электрическое сопротивление – параллельные плоскости; в БКЗ границы слоев с разным сопротивлением цилиндрические, коаксиальные (соосные), как показано на рис. 5.1, *б*. Во-вторых, число слоев в ВЭЗ не ограничено, а в БКЗ их количество не может быть более 3: скважина, зона проникновения бурового раствора, пласт. В-третьих, при ВЭЗ возможны самые разные соотношения между сопротивлениями слоев. Так, для трехслойного разреза возможны 4 вида сочетаний сопротивления этих слоев, соответственно которым получают 4 типа трехслойных кривых ВЭЗ (*H, K, A* и *Q*).

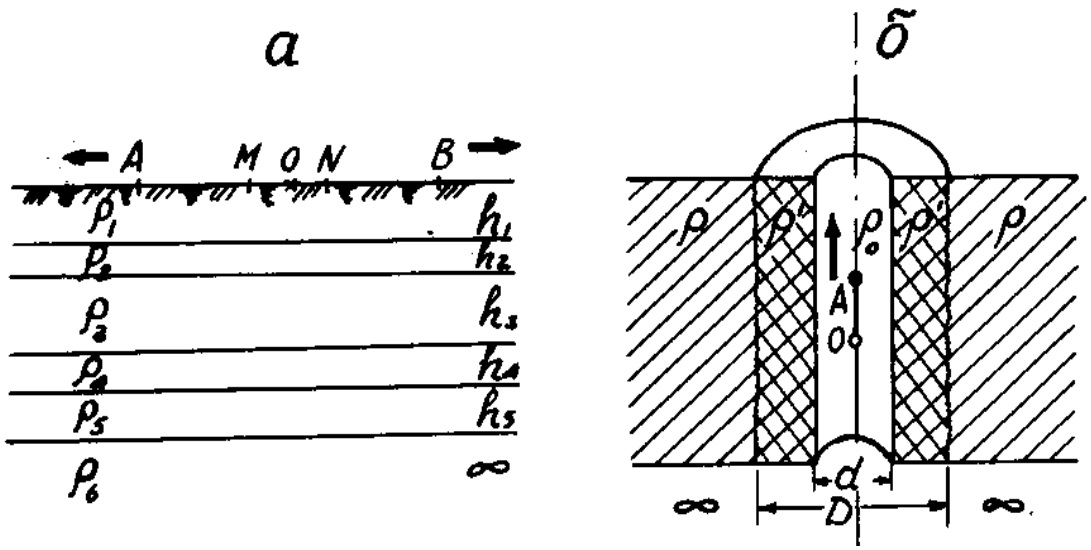

Рис. 5.1. Форма слоев различного сопротивления в случае ВЭЗ (*а*) и БКЗ (*б*)

В БКЗ сопротивление зоны проникновения ρ' не может быть меньше, чем сопротивление бурового раствора ρ_0. Это объясняется тем, что зоны проникновения возникают только на пластах-коллекторах – песчаниках, алевролитах, пористых известняках. Сопротивление минерального скелета этих пород всегда больше, чем сопротивление бурового раствора. По этой причине и сопротивление всей зоны проникновения, представляющей минеральный скелет, поры в котором заполнены фильтратом бурового раствора, всегда больше, чем сопротивление самого раствора: $\rho' > \rho_0$. Обратного соотношения не бывает.

§ 2. Методика и аппаратура БКЗ

Для проведения БКЗ используют набор из 4-6 зондов одного типа, например, обращенных или последовательных градиент-зондов, длина которых возрастает от $L \approx d$ до $L \approx 30\,d$. Каждый последующий зонд примерно вдвое длиннее предыдущего. Кроме того, в комплект зондов БКЗ включают еще один зонд, "перевернутый" по отношению к остальным (т. е. последовательный, если остальные обращенные, и наоборот), один потенциал-зонд и резистивиметр. Записывают также диаграмму ПС и кавернограмму (диаметр скважины).

Для повышения производительности измерений применяют так называемые комплексные приборы электрического каротажа. Такой прибор позволяет за одну спуско-подъемную операцию записать три диаграммы КС с разными зондами и ПС. Передача трех сигналов КС по одной и той же линии связи достигается за счет применения частотной модуляции на разных несущих частотах (7,8; 14,0; 25,7 кГц); сигнал ПС передается постоянным током.

Комплексная аппаратура (КСП, Э-1, Э-2 и др.) работает на одножильном кабеле и состоит из электронного блока и многоэлектродного зонда. Зонд содержит 2 токовых и 12 измерительных электродов, взаимное расположение которых позволяет составить стандартные зонды БКЗ и резистивиметр. "Обратным" токовым электродом B служит оплетка кабеля ОК.

Скважинный прибор питается с поверхности синусоидальным переменным током частотой 300 Гц, который вырабатывается унифицированным генератором УГ-1 (рис. 5.2). Сила питающего тока 450 мА. Через центральную жилу кабеля ЦЖК, дроссель Др1, первичную обмотку силового трансформатора Тр5 и сопротивление стандартного сигнала $R_{сс}$ ток поступает на питающий электрод A_1 или A_2 (в зависимости от положения переключателя В1-4). Разность потенциалов $\Delta U_{кс}$, которая наводится этим током на паре приемных электродов M_1 и N_1 через входной трансформатор Тр1 поступает на вход частотного модулятора ЧМ-1 в верхней позиции переключателя В1-1. Частотный модулятор ЧМ-1 вырабатывает несущий сигнал с частотой f_0 = 7,8 кГц, которая изменяется в зависимости от величины $\Delta U_{кс}$ по закону:

$$f = f_0 + \Delta f \cdot \cos 2\pi f_c \cdot t\,, \qquad (5.1)$$

где Δf – девиация частоты, зависящая от $\Delta U_{кс}$, т. е. амплитуды модулирующего сигнала, имеющего частоту f_c (f_c = 300 Гц); t – время.

С электродов M_2N_2 аналогичный сигнал КС поступает на вход частотного модулятора ЧМ-2, несущая частота которого равна 14,0 кГц, а с электродов M_3N_3 – на ЧМ-3 с несущей частотой 25,7 кГц.

С выходов трех частотных модуляторов сигналы подаются на общий усилитель – сумматор $\sum$, а с его выхода через разделительную емкость С на центральную жилу кабеля ЦЖК, по которой выводятся на поверхность.

Во второй позиции переключателя В1-1 – В1-3 на вход каждого из частотных модуляторов поступает только 1/5 часть сигнала между приемными электродами, в результате чего масштаб записи диаграмм КС загрубляется в 5 раз.

В третьей позиции этих же переключателей на входы частотных модуляторов через трансформатор Тр4 подается падение напряжения со стандартного сопротивления $R_{сс}$. Это калибровочный сигнал, называемый "***стандарт-сигналом***", он используется для установки масштаба записи диаграмм КС.

В четвертой позиции ***"нуль-сигнал"*** входы всех частотных модуляторов закорачиваются на "землю". Эта позиция используется для проверки нулевой линии на диаграммах КС.

Переключения позиций переключателя В1 производятся с помощью реле Р, которое срабатывает при подаче в скважинный снаряд импульса постоянного тока напряжением 270 В. Чтобы питающий ток не замыкался на "землю" через обмотку реле Р, служит дроссель Др2.

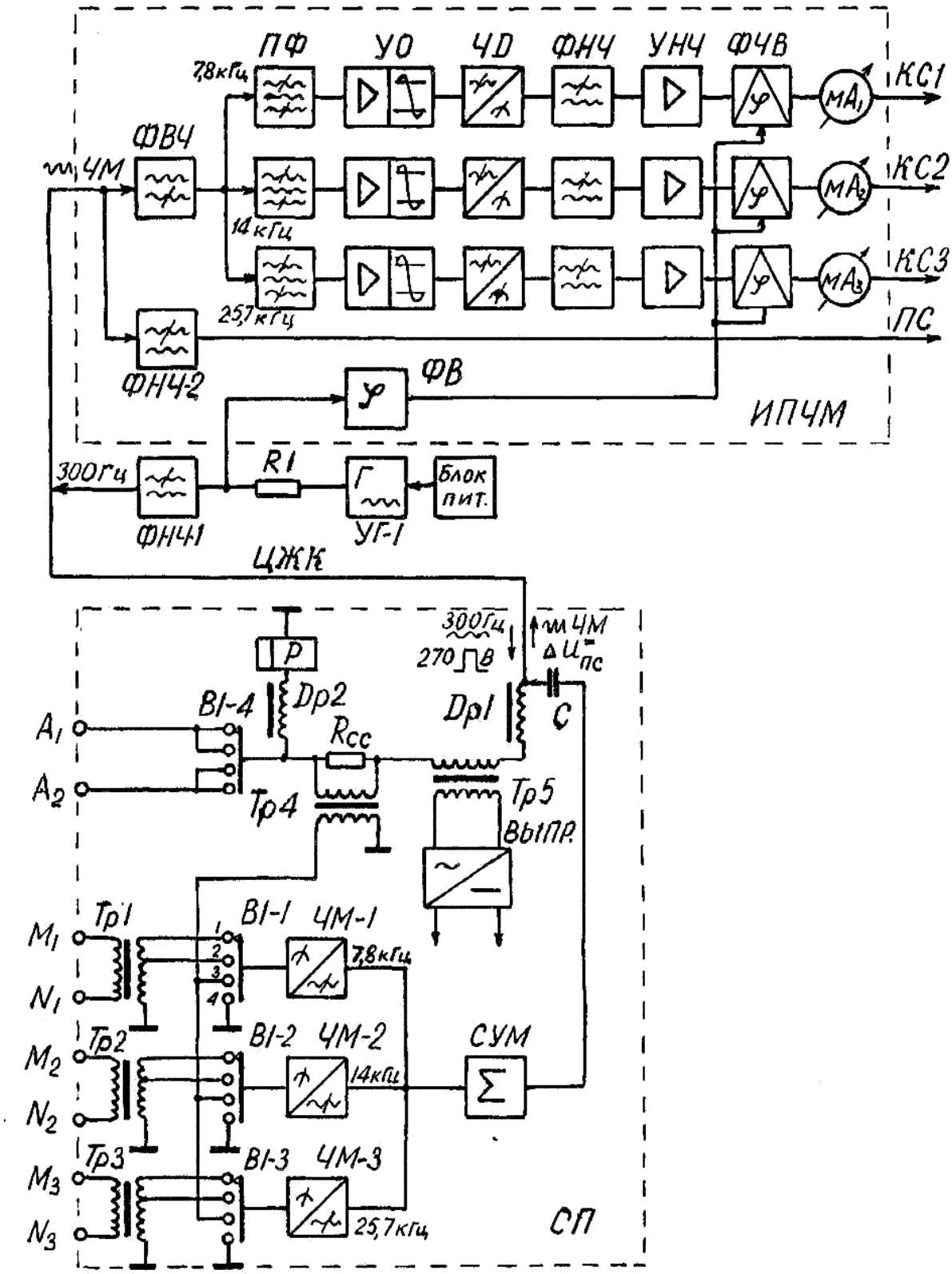

Рис. 5.2. Блок-схема комплексной аппаратуры электрического каротажа

Электронные схемы частотных модуляторов и сумматора питаются постоянным напряжением, которое вырабатывается силовым выпрямителем *Выпр*, за счет напряжения 300 Гц от унифицированного генератора УГ-1, которое подается на вход выпрямителя со вторичной обмотки трансформатора Тр5.

Сигнал ПС снимается с одного из питающих электродов A_1 или A_2 и выводится на поверхность в виде постоянного тока через первичные обмотки трансформаторов Тр4, Тр5 и дроссель Др1.

Скважинный прибор работает в комплекте с наземной измерительной панелью частотной модуляции ИПЧМ, в которой частотно модулированные сигналы разделяются по несущим частотам с помощью полосовых фильтров ПФ и подаются на идентичные измерительные каналы.

В измерительном канале сигнал поступает сначала на усилитель-ограничитель УО, где происходит его усиление и ограничение по амплитуде. Затем сигнал проходит на частотный детектор ЧД, где из высокочастотного сигнала выделяется измеряемый сигнал с частотой $f_{\text{С}}$ = 300 Гц и амплитудой, пропорциональной измеряемой $\Delta U_{\text{кс}}$. Через фильтр низких частот ФНЧ этот сигнал проходит на усилитель низкой частоты УНЧ, а с него – на фазочувствительный выпрямитель ФЧВ. Выпрямленный сигнал имеет максимальную величину только тогда, когда его фаза до выпрямления совпадает с фазой тока питания. Совпадение фаз регулируют с помощью фазовращателя ФВ по максимальной величине выпрямленного сигнала. Этот сигнал, характеризующий измеряемую величину КС, через миллиамперметры мА, служащие для его визуального контроля, и аналого-цифровой преобразователь выводится на цифровой регистратор или компьютер.

Сигнал ПС через фильтр низких частот ФН- 2 поступает на отдельный канал регистратора. Фильтр низкой частоты ФНЧ-1 препятствует замыканию высокочастотного ЧМ сигнала через выходное сопротивление генератора УГ-1.

Фильтр высокой частоты ФВЧ препятствует замыканию питающего тока $f_0 = 300$ Гц через входное сопротивление измерительных каналов.

С резистора R_1 снимается управляющее напряжение на фазовращатель ФВ.

Кроме измерительных каналов, панель ИПЧМ содержит еще блок имитации частотномодулированных сигналов, который используется для проверки измерительной панели в различных режимах без подключения скважинного прибора.

На рис. 5.3 приведен комплект диаграмм БКЗ, записанных с помощью комплексной аппаратуры на песчаном пласте-коллекторе в скв. № 519 Ватинской площади Тюменской области. Пласт залегает на глубине 2005,0-2016,8 м. В средней части пласта отмечается прослой плотных карбонатных пород мощностью около 1,5 м.

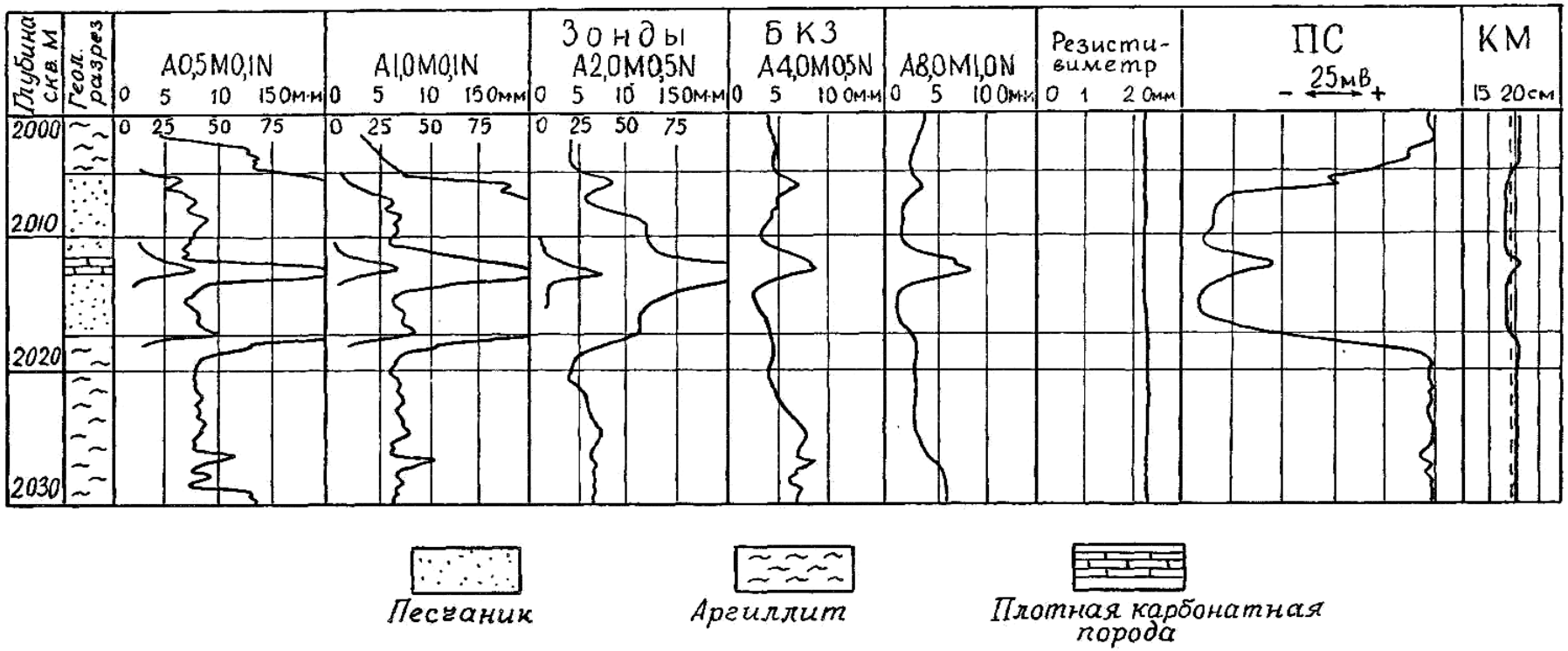

Рис. 5.3. Комплект диаграмм БКЗ на песчаном пласте-коллекторе. Скважина № 519, Ватинская площадь

На диаграмме ПС пласту соответствует отрицательная аномалия интенсивностью 112 мВ. По кавернограмме напротив пласта фиксируется глинистая корка толщиной 1,5 см. Низкое удельное сопротивление (3,0 Ом·м), найденное в результате интерпретации кривой БКЗ, построенной по диаграммам рис. 5.3, позволяет утверждать, что пласт является водонасыщенным.

§ 3. Типы кривых БКЗ

Полученные кривые БКЗ $\rho_к^{ср} = f(L)$ бывают двуслойные и трехслойные. Впервые задача о зависимости КС от длины зонда была решена советскими геофизиками: для двуслойной среды В. А. Фоком, а для трехслойной, несколько позднее, Л. М. Альпиным.

Двуслойные кривые БКЗ получаются на породах, не обладающих проницаемостью, например, на глинах, плотных известняках или магматических породах. Двуслойные кривые БКЗ бывают 2-х типов. Первый тип соответствует случаю, когда сопротивление горных пород выше, чем сопротивление бурового раствора $(\rho > \rho_0)$. Теоретические кривые этого типа собраны на палетке БКЗ-1а (рис. 5.4).

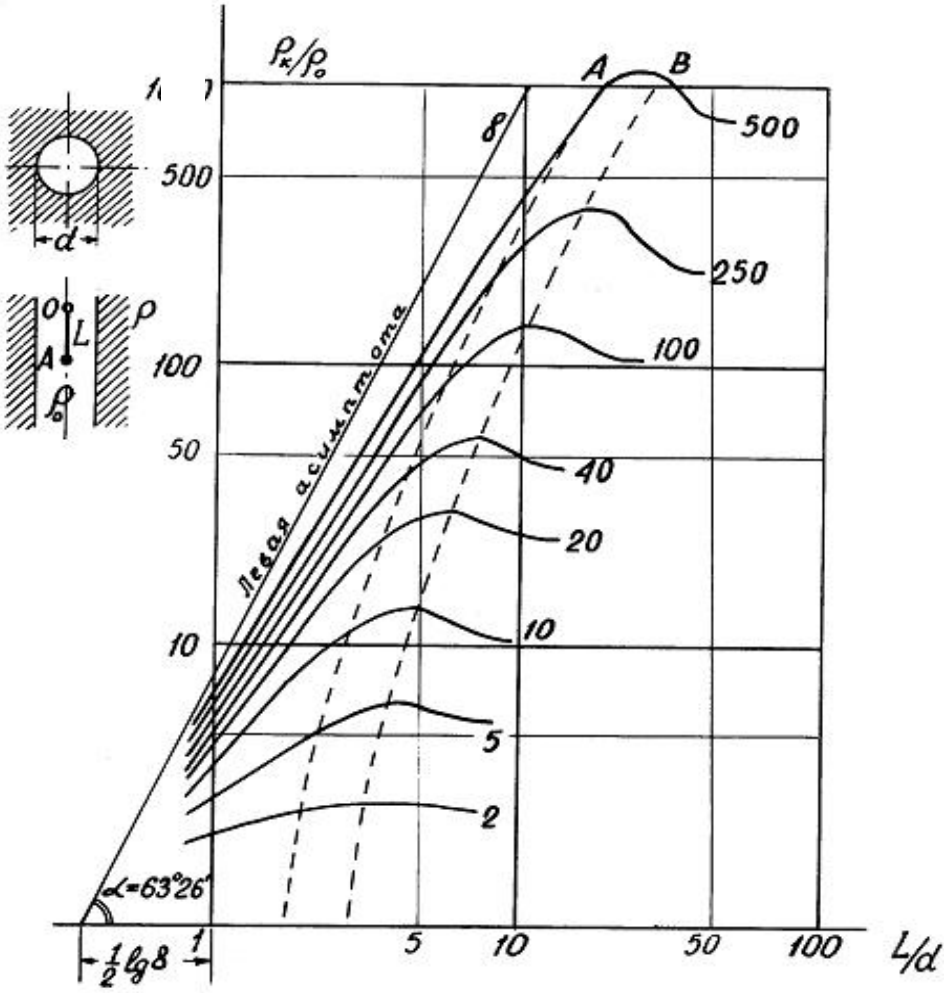

Рис. 5.4. Двуслойная палетка БКЗ-1а. Градиент-зонд. Шифр кривых ρ/ρ_0

Эти кривые имеют две асимптоты: левую, на которую кривые выходят при $\rho = \infty$, она общая для всех кривых, и правую $\rho_к = \rho_{пл}$, индивидуальную для каждой кривой. Кривые БКЗ достигают своей правой асимптоты при $L = \infty$, подходя к ней сверху. Точки пересечения теоретических кривых БКЗ с их правыми асимптотами на палетке соединены жирной пунктирной линией (линия *A*). Левая асимптота отсекает на горизонтальной оси отрезок, равный ½lg8, и направлена под углом 63°26' к горизонтали.

Двуслойные кривые второго типа получаются тогда, когда сопротивление горных пород ниже, чем сопротивление бурового раствора $(\rho < \rho_0)$, теоретические кривые этого типа собраны на палетке БКЗ-1б (рис. 5.5).

Трехслойные кривые БКЗ получаются на пористых и проницаемых породах, на которых между буровым раствором и самой породой образуется промежуточный слой – зона проникновения бурового раствора с сопротивлением ρ'. Глинистую корочку, образующуюся на этих породах, можно не рассматривать как отдельный слой потому что, во-первых, ее сопротивление близко к сопротивлению бурового раствора, а во-вторых, ее толщина очень невелика – 1-2 см.

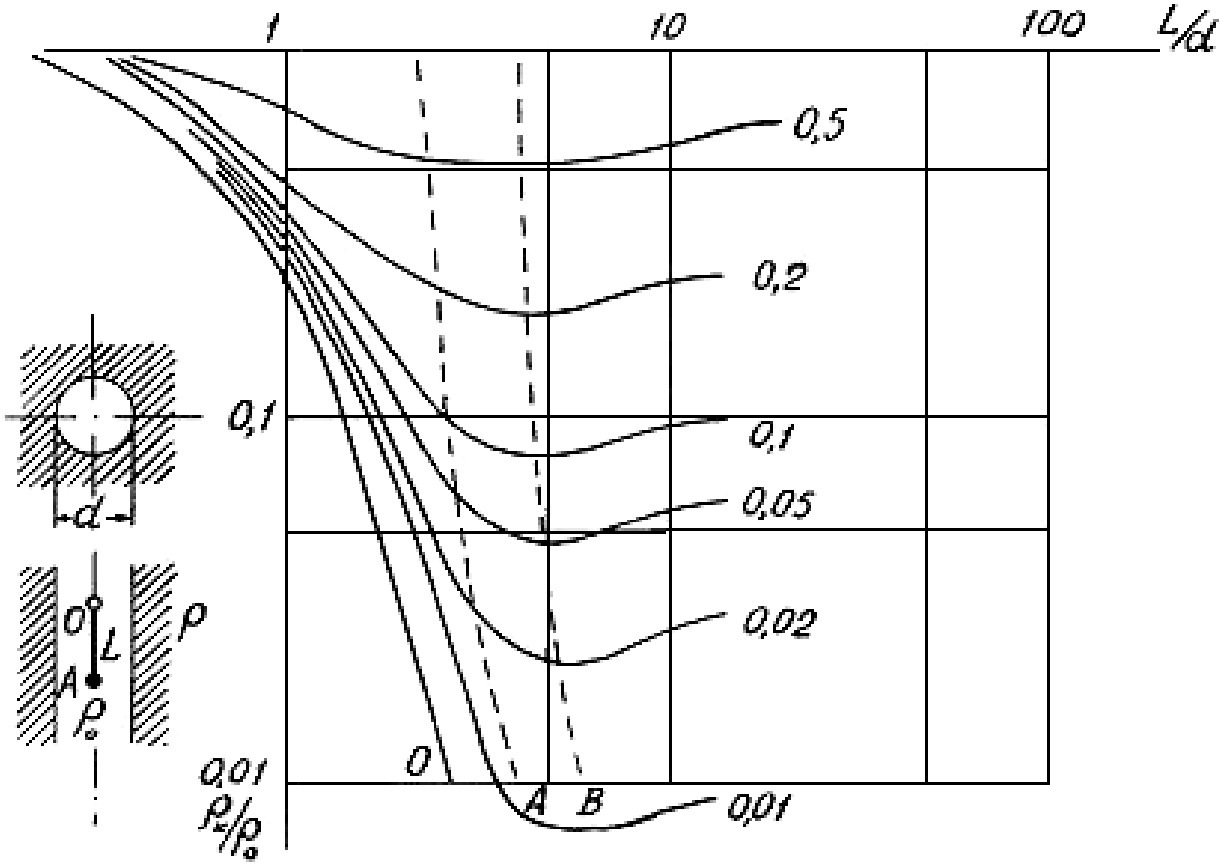

Рис. 5.5. Двуслойная палетка БКЗ-1б. Градиент-зонд. Шифр кривых ρ/ρ_0

Трехслойные кривые БКЗ также бывают двух типов – приподнятыми и выположенными – в зависимости от соотношения между сопротивлением зоны проникновения и неизмененного пласта.

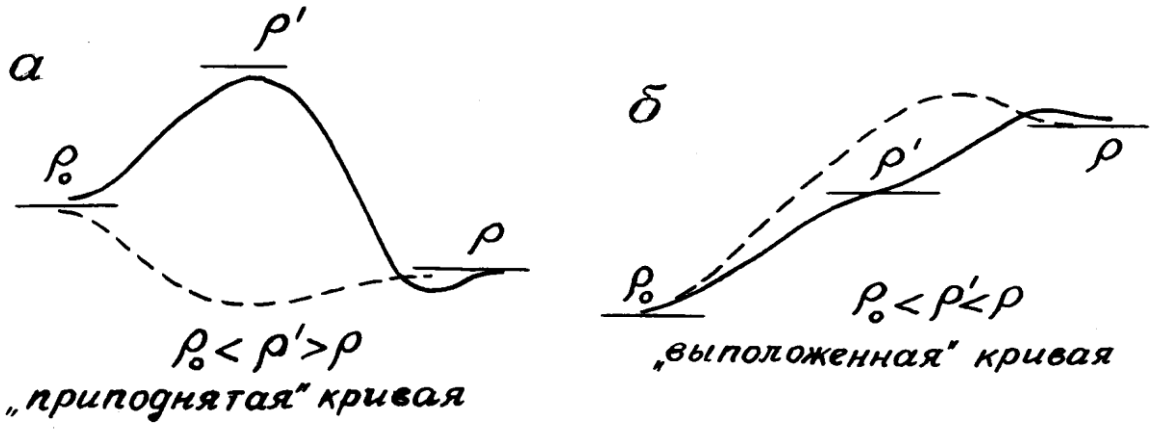

Рис. 5.6. Трехслойные кривые БКЗ и их сравнение с двуслойными (пунктир)

В случае если сопротивление бурового раствора выше, чем сопротивление пластовых вод $(\rho_0 > \rho_в)$, а это наиболее частый случай при разведке нефтяных и газовых месторождений, так как пластовые воды на них обычно сильно минерализованы из-за своей повышенной температуры, имеет место так называемое ***"повышающее"*** проникновение бурового раствора: $\rho_0 < \rho' > \rho$. Такие трехслойные кривые называются ***"приподнятыми"*** – у них средняя часть приподнята по сравнению с левой и правой ветвью (рис. 5.6, *а*).

В случае если сопротивление бурового раствора меньше, чем сопротивление пластовых вод $(\rho_0 < \rho_в)$, а также при высоком насыщении пластов нефтью и газом имеет место ***"понижающее"*** проникновение бурового раствора: $\rho_0 < \rho' < \rho$, так как сопротивление в зоне проникновения становится ниже, чем было до вытеснения пластового флюида фильтратом бурового раствора. Такие кривые БКЗ называются ***"выположенными"***.Конфигурация такой кривой в сравнении с двуслойной кривой БКЗ представлена на рис. 5.6, *б*.

На основании теоретических расчетов Л. М. Альпиным составлен альбом трехслойных кривых БКЗ. Каждый лист альбома имеет шифр в виде ложной дроби, числитель которой означает отношение диаметра зоны проникновения к диаметру скважины D/d, а знаменатель – отношение сопротивления зоны проникновения к сопротивлению бурового раствора ρ'/ρ_0. На одном листе находятся и приподнятые, и выположенные кривые. Каждая кривая имеет модуль, равный отношению $\mu = \rho/\rho_0$ (рис. 5.7).

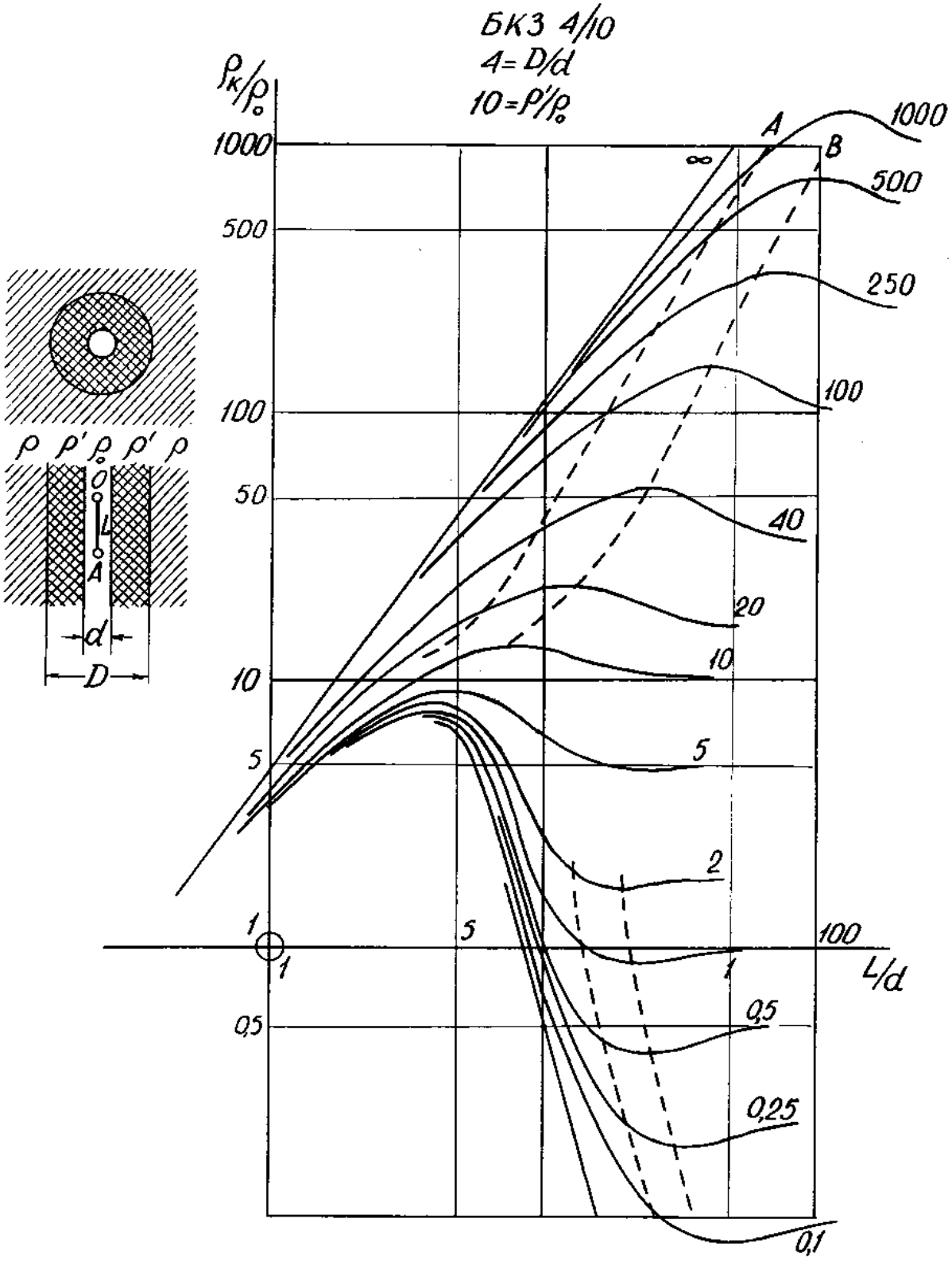

Рис. 5.7. Трехслойная палетка Альпина. Градиент-зонд. Лист БКЗ 4/10.
Шифр кривых ρ/ρ_0

Для примера на рис. 5.7 приведен лист палетки Альпина БКЗ 4/10. Все палетки БКЗ построены в билогарифмическом масштабе; по оси ординат откладывается отношение ρ_K / ρ_0, по оси абсцисс – отношение L/d.

§ 4. Интерпретация кривых БКЗ

Кривые БКЗ строят по средним значениям $\rho_к^{ср}$, которые считывают с диаграмм КС, как это показано на рис. 5.8.

Интерпретация БКЗ основана на сопоставлении практических и теоретических кривых. Построение тех и других в билогарифмическом масштабе обеспечивает возможность их совмещения, для чего практическую кривую строят на кальке.

После совмещения прочитывают модуль μ соответствующей теоретической кривой $\mu = \frac{\rho}{\rho_0}$, при этом положение "креста" палетки, т. е. точки с координатами $\rho_K / \rho_0 = 1$; $L/d = 1$, на бланке кривой определяет параметры первого слоя, т. е. ρ_0 и d для двуслойного разреза. Сопротивление пласта вычисляют по найденному модулю μ, а именно: $\rho = \mu \cdot \rho_0$.

Двуслойные палетки БКЗ можно использовать и для интерпретации трехслойных кривых. В этом случае применяют так называемый "принцип эквивалентности" – два первых слоя: скважину и зону проникновения заменяют одним фиктивным слоем, имеющим параметры $\rho_Ф$ и $d_Ф$, а с палеточной совмещают правую часть практической кривой, формирующуюся, в основном, под влиянием третьего слоя – неизмененного пласта. Крест палетки при этом на бланке кривой определяет параметры первого, фиктивного слоя.

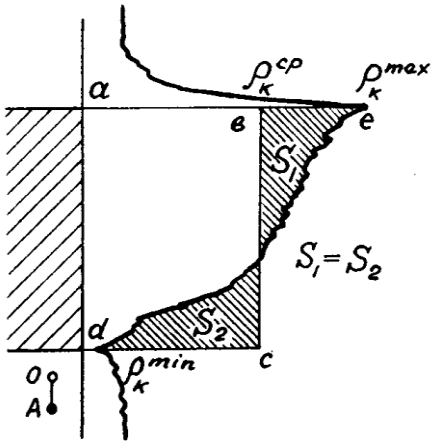

Рис. 5.8. Отсчет среднего и максимального значения КС

Для перехода от параметров скважины и зоны проникновения к параметрам фиктивного слоя рассчитана дополнительная палетка ЭК-1. Эта палетка для удобства использования вынесена на один лист с палетками БКЗ-1а и БКЗ-2б. Такие палетки называются ***сводными*** и имеют обозначение БКЗ-1с и БКЗ-2с.

Подробно приемы интерпретации как трехслойных, так и двуслойных кривых рассматриваются на практических занятиях.

§ 5. Кривые зондирования

Методика интерпретации БКЗ разработана для пластов бесконечной мощности, т. е. для случая, когда отсутствуют границы, перпендикулярные оси скважины.

В реальных условиях мощность пластов всегда конечна, у каждого пласта есть подстилающие и перекрывающие породы, которые обязательно оказывают влияние на формирование кривых КС единичных зондов и, следовательно, кривой БКЗ в целом.

Это влияние проявляется наиболее сильно, когда длина зонда становится соизмеримой с мощностью пласта. Кривые $\rho_к = f(L)$, полученные для пластов ограниченной мощности, отличаются по своему внешнему виду от кривых БКЗ и называются ***кривыми зондирования*** – КЗ. Наибольшие расхождения между кривыми БКЗ и КЗ наблюдаются в области $h < L < 2h$.

Здесь на кривых КЗ формируется минимум из-за растекания тока во вмещающие пласт породы. Интерпретировать кривые зондирования по палеткам БКЗ нельзя, но разработаны приемы и рассчитаны специальные палетки, позволяющие перестроить КЗ в кривые БКЗ, чтобы проинтерпретировать их по обычной методике.

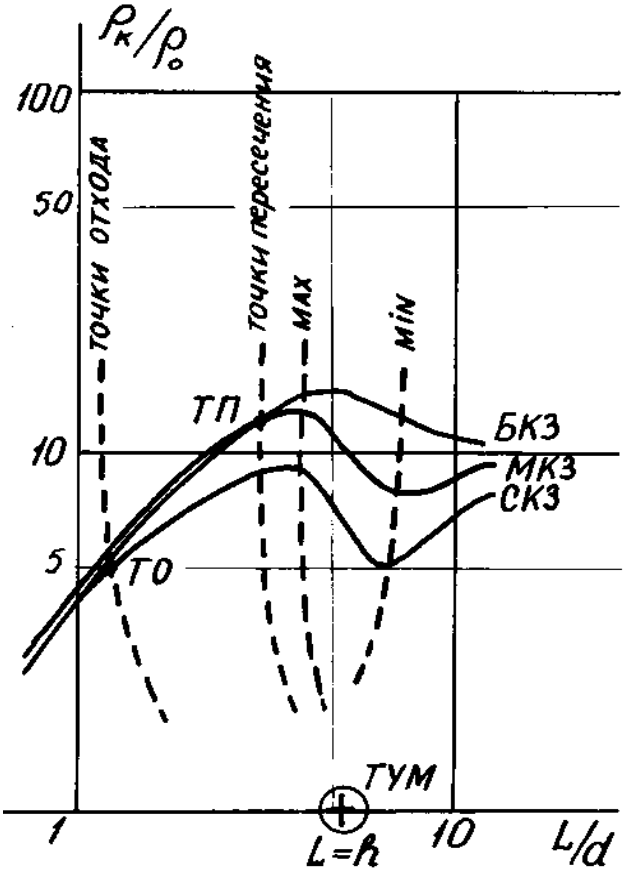

Рис. 5.9. Максимальная (МКЗ) и средняя кривая зондирования (СКЗ), наложенные на палетку ТП-1

На этих палетках нанесены линии точек отхода кривой СКЗ (кривой зондирования, построенной по средним значениям КС) от теоретической кривой БКЗ и линии точек пересечения кривой МКЗ (кривой зондирования, построенной по максимальным значениям КС) с той же теоретической кривой БКЗ. Отсчет средних и максимальных значений $\rho_к$ по кривой КС показан на рис. 5.8. При наложении кривых зондирования на палетку ТП-1 крест палетки совмещают с точкой учета мощности ТУМ, имеющей координаты $L = h$ и $\rho_K = \rho_{ВМ}$. Теоретическая кривая от начала до точки отхода ТО идет по кривой СКЗ, от ТО и до точки пересечения ТП – между кривыми СКЗ и МКЗ и после точки ТП уходит выше кривой МКЗ, как это показано на рис. 5.9.

§ 6. Стандартные зонды КС

Недостаток метода БКЗ – большая трудоемкость (3-4 спуска комплексного скважинного прибора), продолжительная обработка и интерпретация. По этой причине БКЗ, как правило, выполняют только в продуктивной части разреза нефтяных скважин, где по УЭС оценивают пористость и нефтенасыщенность коллекторов. Всю остальную часть разреза каротируют одним ***стандартным*** зондом КС.

В качестве стандартного зонда выбирают такой зонд из набора зондов БКЗ, который дает $\rho_к^{ср}$, близкое к истинному сопротивлению пласта, и хорошо "отбивает" контакты наиболее интересных пластов.

Для выбора стандартного зонда проводят и обрабатывают результаты БКЗ по всему стволу одной или двух скважин на месторождении.

Так, например, для нефтяных месторождений Западной Сибири в качестве стандартного принят зонд $A2{,}0M0{,}5N$; для карбонатных отложений Волго-Уральской нефтяной провинции – потенциал-зонды длиной 0,5-0,75 м; для медно-колчеданных месторождений Урала – метровые и полуметровые градиент-зонды.

Применение стандартных зондов упрощает сопоставление диаграмм КС, записанных в разных скважинах.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается сущность метода БКЗ?
2. Назовите 3 основные различия между БКЗ и ВЭЗ.
3. Как устроена аппаратура для БКЗ? Поясните принцип её действия по схеме рис. 5.2.
4. Сколько существует типов кривых БКЗ на двуслойном и трехслойном разрезе?
5. В каких случаях наблюдается повышающее, и в каких понижающее проникновение бурового раствора в пласты-коллекторы?
6. Какие асимптоты имеют двуслойные кривые БКЗ?

7. Что означает шифр листов трехслойных палеток БКЗ Альпина? Например, БКЗ – 8/20?

8. Можно ли интерпретировать трехслойные кривые БКЗ по двуслойным палеткам?

9. Чем отличаются кривые зондирования от кривых БКЗ?

10. Каким требованиям должен удовлетворять стандартный зонд КС?

11.Постройте кривую БКЗ по средним значениям, снятым с диаграмм на рис. 5.3. Определите тип кривой.

Глава 6. Метод микрозондов (микрокаротаж)

Этот метод предназначен для выделения коллекторов в разрезах скважин, изучения их строения и определения сопротивления зоны полностью промытых пород $\rho_{пп}$. За границей этот метод известен под фирменными названиями Microlog и Minilog.

Сущность метода заключается в измерении КС двумя зондами с очень малыми расстояниями между электродами, которые установлены на "башмаке" из нефтестойкой резины, прижимаемом к стенке скважины. Расстояние между центрами электродов – 2,5 см. Из трех электродов на "башмаке" собирают 2 микрозонда: микроградиент-зонд *AMN* и микропотенциал-зонд *AM*, диаграммы которых регистрируют одновременно. Существуют микрозонды на трехжильном и одножильном кабеле. В последнем информация о двух измеряемых параметрах $\rho_к^{мгз}$ и $\rho_к^{мпз}$ передается по одной и той же линии связи: центральной жиле кабеля (ЦЖК) и оплетке кабеля (ОК) за счет частотной модуляции двух разных несущих частот – 7,8 и 14,0 кГц. Коэффициенты зондов определяют экспериментально при измерениях в жидкости с известным сопротивлением. Конструкция микрозонда показана на рис. 6.1, *а*, а упрощенная схема измерений с ним – на рис. 6.1, *б*.

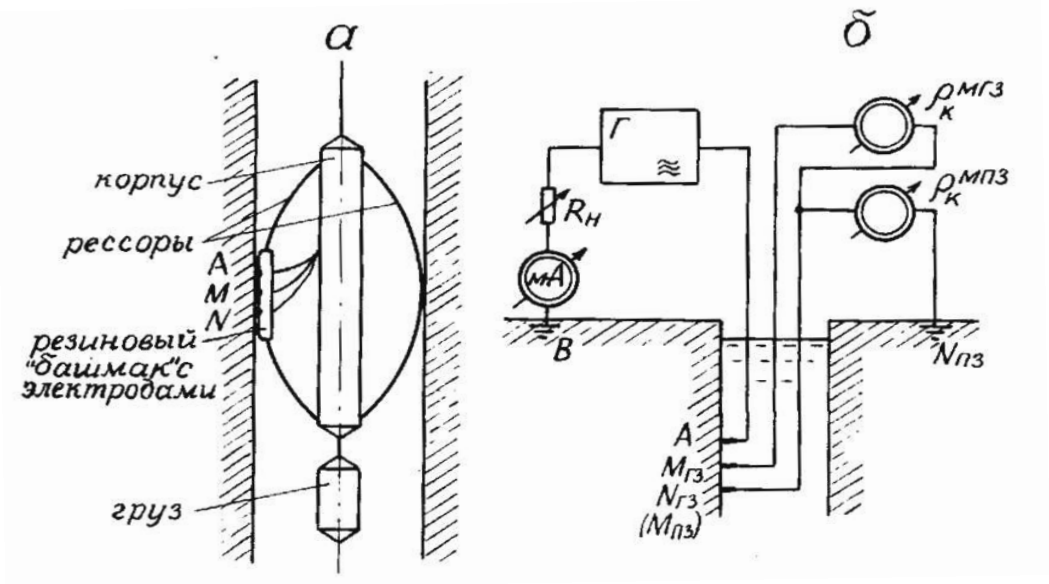

Рис. 6.1. Конструкция микрозонда (*а*) и упрощенная схема одновременной записи диаграмм КС микропотенциал- и микроградиент-зондов (*б*)

Как известно (см. § 2 главы 4), потенциал- и градиент-зонды обладают различной дальностью исследования: у потенциал-зонда она в 2-5 раз больше, чем у градиент-зонда такой же длины. По этой причине на пластах-коллекторах показания микроградиент-зонда близки к сопротивлению глинистой корочки $\rho_К^{МГЗ} \to \rho_{ГК}$, а показания микропотенциал-зонда определяются, в основном, сопротивлением полностью промытых пород ($\rho_{ПП}$) или ρ'. Поскольку $\rho_{ГК} < \rho'$, на пластах-коллекторах отмечается положительное приращение:

$$\Delta\rho_К = \rho_К^{МПЗ} - \rho_К^{МГЗ} > 0 . \qquad (6.1)$$

На глинах зоны проникновения бурового раствора нет, поэтому оба зонда измеряют одно и то же – сопротивление глин, следовательно,

$$\rho_К^{МПЗ} \approx \rho_К^{МГЗ} . \qquad (6.2)$$

На карбонатных, плотных породах также нет зоны проникновения, и оба зонда, казалось бы, должны давать одинаковые (но более высокие, чем на глинах и песчаниках) показания. Однако из-за большой разницы в УЭС карбонатных пород и бурового раствора малейшие трещинки на стенках скважины, оказавшиеся между электродами, сильно снижают КС между ними. По этой причине обе кривые получаются сильно изрезанными с незакономерными взаимными пересечениями. Примерный вид диаграмм микрозондов на схематизированном геологическом разрезе, включающем в себя глины, песчаники и известняки, показан на рис. 6.2.

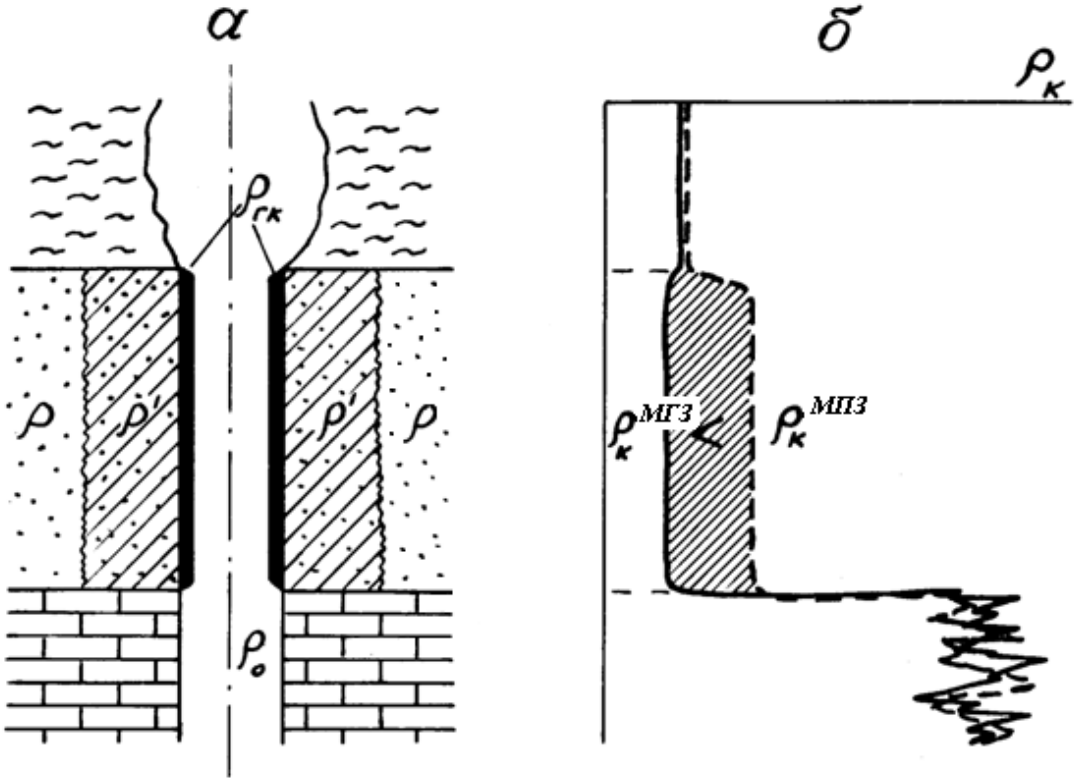

Рис. 6.2. Схематизированный геологический разрез (*а*) и диаграммы микрозондов (*б*) над ним

Таким образом, диаграммы микрозондов хорошо дифференцируют песчано-глинистый разрез и выделяют в нем пласты-коллекторы, а в них – все, даже очень тонкие непроницаемые пропластки. Границы пластов и пропластков определяются так же, как в методе КС для соответствующих зондов и пластов большой мощности.

Следует отметить, что в коллекторах с высокоминерализованными водами при отсутствии проникновения, а также напротив непроницаемых пластов высокого сопротивления, могут наблюдаться отрицательные приращения $\Delta\rho_к < 0$, которые объясняются утечкой тока между стенкой скважины и башмаком микрозонда.

При наличии на пластах-коллекторах глинистой корки большой толщины ($h_{гк}$>1,5 см) микропотенциал- и микроградиент-зонд дают близкие показания. В таких случаях приходится прибегать к использованию других методов, например, БКЗ или МБК.

Результаты измерений с микрозондами позволяют определить величину сопротивления полностью промытых пород $\rho_{пп}$. Для этой цели рассчитана специальная номограмма, представленная на рис.6.3.

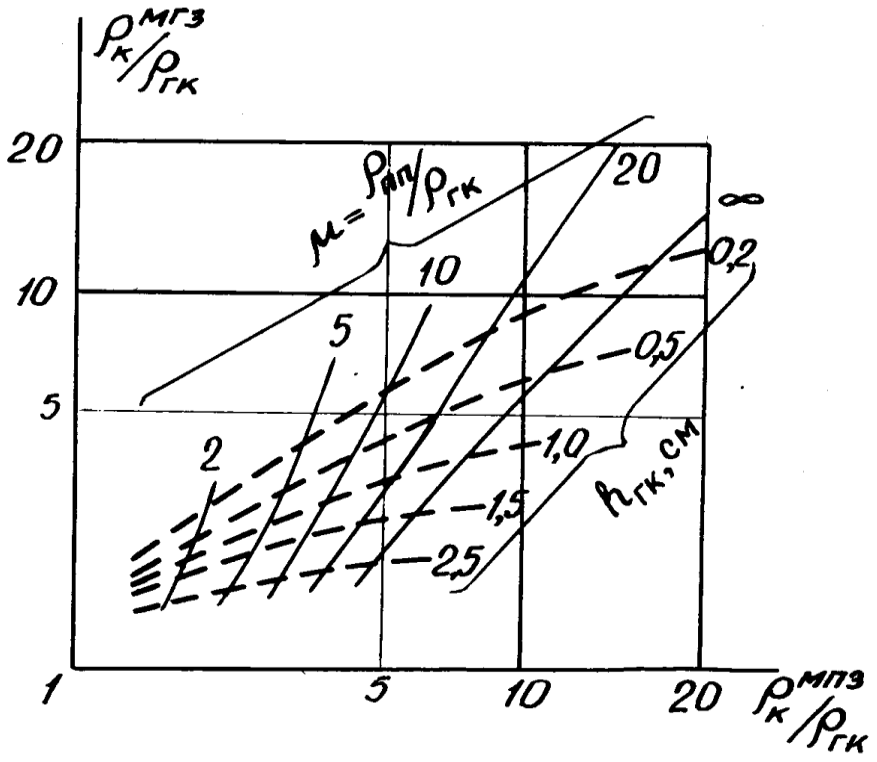

Рис. 6.3. Палетка для определения сопротивления полностью промытых пород ($\rho_{пп}$) и толщины глинистой корочки $h_{гк}$ по результатам измерений с микрозондами

Сопротивление глинистой корки $\rho_{гк}$, которое нужно знать, чтобы воспользоваться этой номограммой, определяют по другой номограмме (рис. 6.4), отражающей зависимость $\rho_{гк} = f(\rho_0, t^o)$.

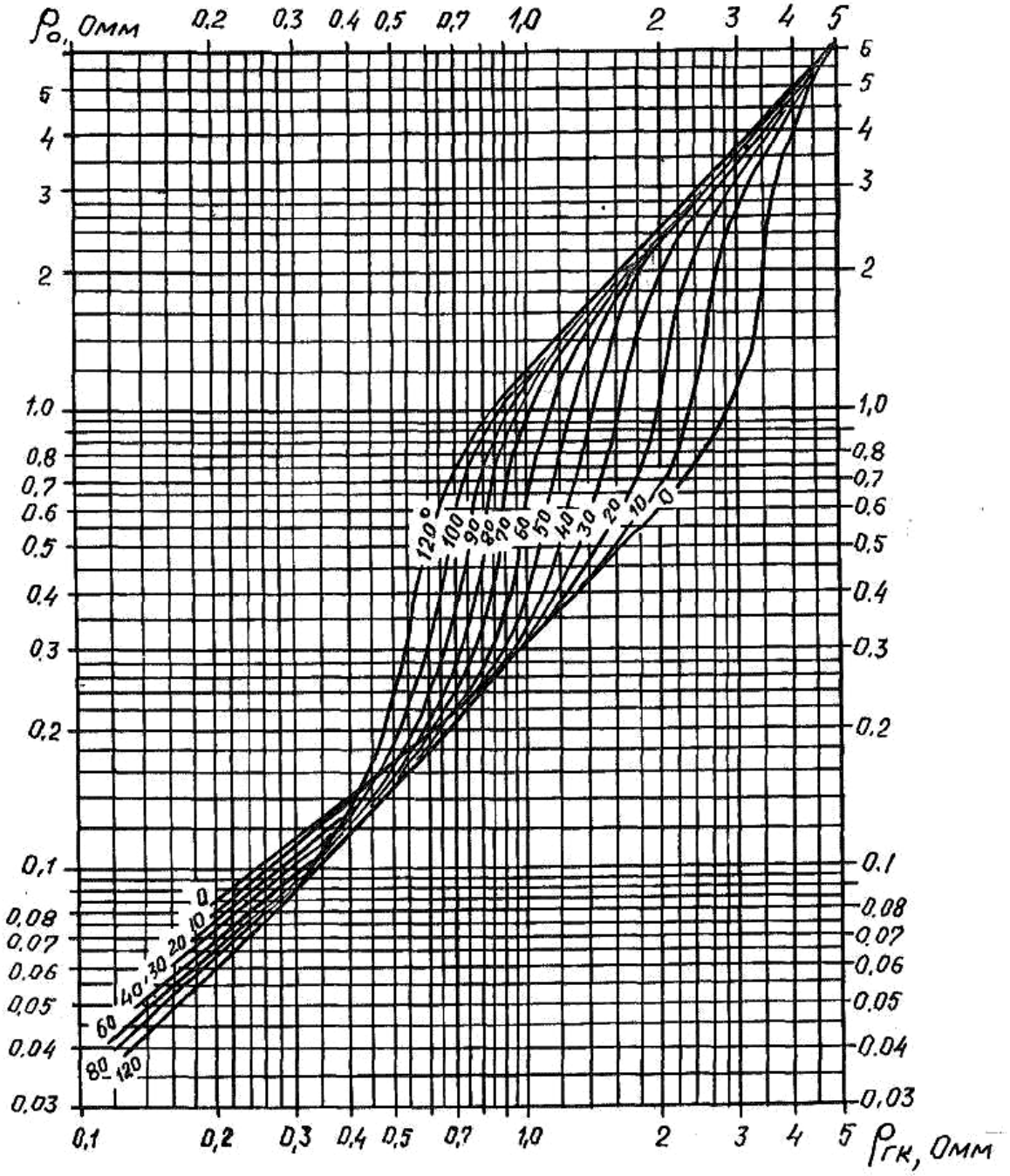

Рис. 6.4. Палетка для определения сопротивления глинистой корки $\rho_{ГК}$ по сопротивлению бурового раствора ρ_0 и температуре t^o

На рис. 6.5 приведен пример диаграмм микрозондов на небольшом участке скв. 41 Тепловской площади в Тюменской области.

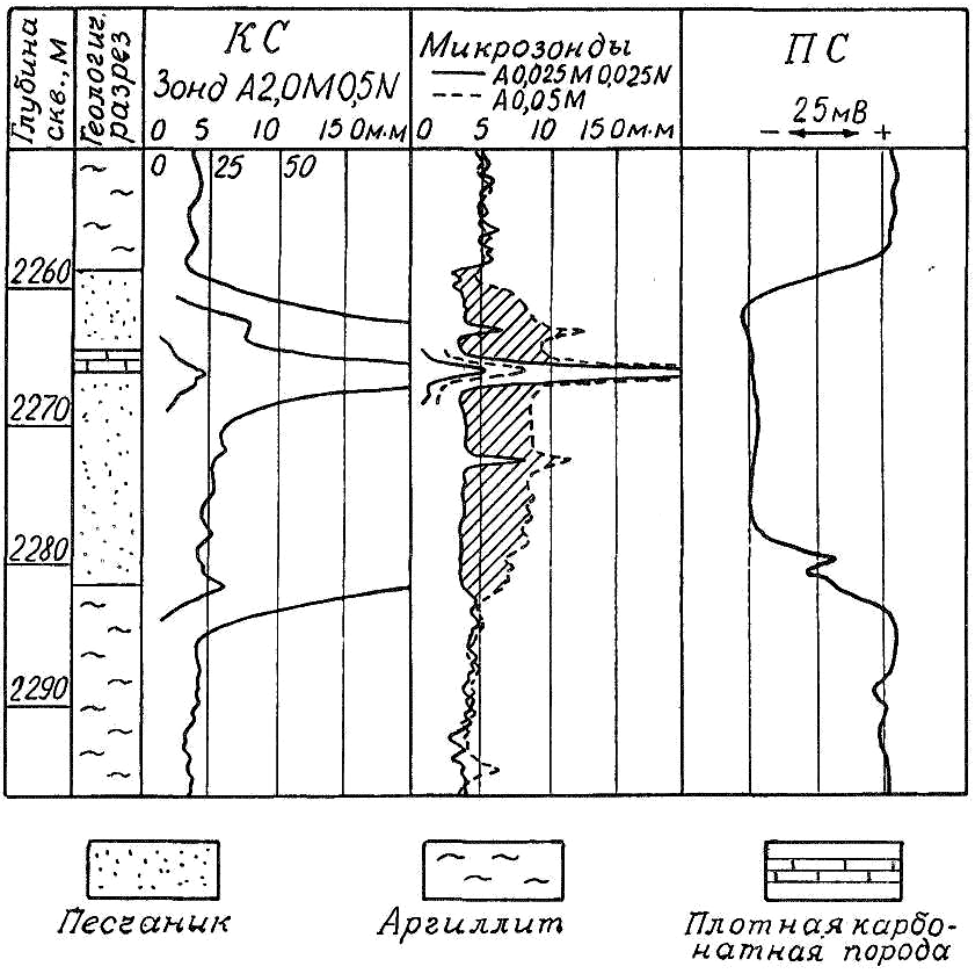

Рис. 6.5. Выделение песчаного пласта-коллектора по данным микрозондов среди аргиллитов. Скважина 41 Тепловской площади Тюменской области

Пласт-коллектор в интервале 2258,5-2281,5 м отмечается четким положительным приращением $\Delta\rho_к = \rho_к^{мпз} - \rho_к^{мгз} > 0$. В верхней части пласта по повышенным значениям КС обычного и микрозондов выделяется тонкий прослой (около 1,7 м) плотных карбонатных пород.

Контрольные вопросы

1. Назначение метода микрозондов?
2. Поясните, в чем заключается физическая сущность метода микрозондов?
3. Укажите признаки коллекторов, глин и карбонатных пластов на диаграммах микрозондов.
4. По диаграммам микрозондов, приведенным на рис. 6.5, пользуясь номограммами рис. 6.3 и 6.4, определите сопротивление полностью промытых пород и толщину глинистой корки на пласте-коллекторе. Температуру пласта примите равной 60 ºС и сопротивление бурового раствора ρ_0 =2,0 Ом·м.

Глава 7. Боковой каротаж

§ 1. Метод бокового каротажа

Метод бокового каротажа (БК) направлен на устранение основных недостатков классического метода КС, заключающихся во влиянии скважины, точнее, заполняющего ее бурового раствора и вмещающих пород, на измеренное $\rho_к$.

Синонимами названия этого метода являются: метод фокусированных зондов, метод сопротивления экранированного заземления (СЭЗ); за рубежом – Laterolog, Guard Log и Focus Log.

Наиболее ценные результаты этот метод дает при каротаже тонких пластов $(h < 1{,}2\,\text{м})$ при большой разнице в сопротивлениях между пластами, вмещающими породами и буровым раствором ($\rho_{пл}/\ \rho_0 > 100$ и $\rho_{вм}/\ \rho_0 > 10$), т. е. именно в тех случаях, когда обычные зонды дают очень плохие результаты из-за экранирования тока тонкими высокоомными пластами и из-за сильного влияния скважины и вмещающих пород.

БК применяется в нескольких вариантах: с трехэлектродными, семиэлектродными и многоэлектродными зондами.

Принцип действия зондов БК основан на том, что в зонде, помимо основного питающего электрода A_0, устанавливаются дополнительные – фокусирующие (или экранные) электроды A_1 и A_2.

Электрические потенциалы основного и фокусирующих электродов поддерживаются очень близкими между собой, что заставляет ток, стекающий с основного электрода, направляться перпендикулярно оси скважины, в ее стенки. В результате сопротивление бурового раствора, вмещающих пород и ограниченная мощность пластов оказывают меньшее влияние на измеряемую величину, которая в БК носит название ***эффективного сопротивления*** $\rho_э$.

Рассмотрим работу трехэлектродного и семиэлектродного зондов БК (рис. 7.1, *а* и *б*).

В трехэлектродном варианте используется зонд с линейными электродами. Центральный электрод A_0 имеет длину 0,15 м, экранные A_1 и A_2 – 1,5 м. Все 3 электрода соединяются между собой практически накоротко, что обеспечивает равенство их потенциалов и направляет ток центрального электрода в стенки скважины (заштрихованная зона на рис. 7.1, *а*). В процессе каротажа измеряется сила тока, стекающего с центрального электрода, и разность потенциалов между одним из токовых электродов и удаленным от зонда электродом *N*.

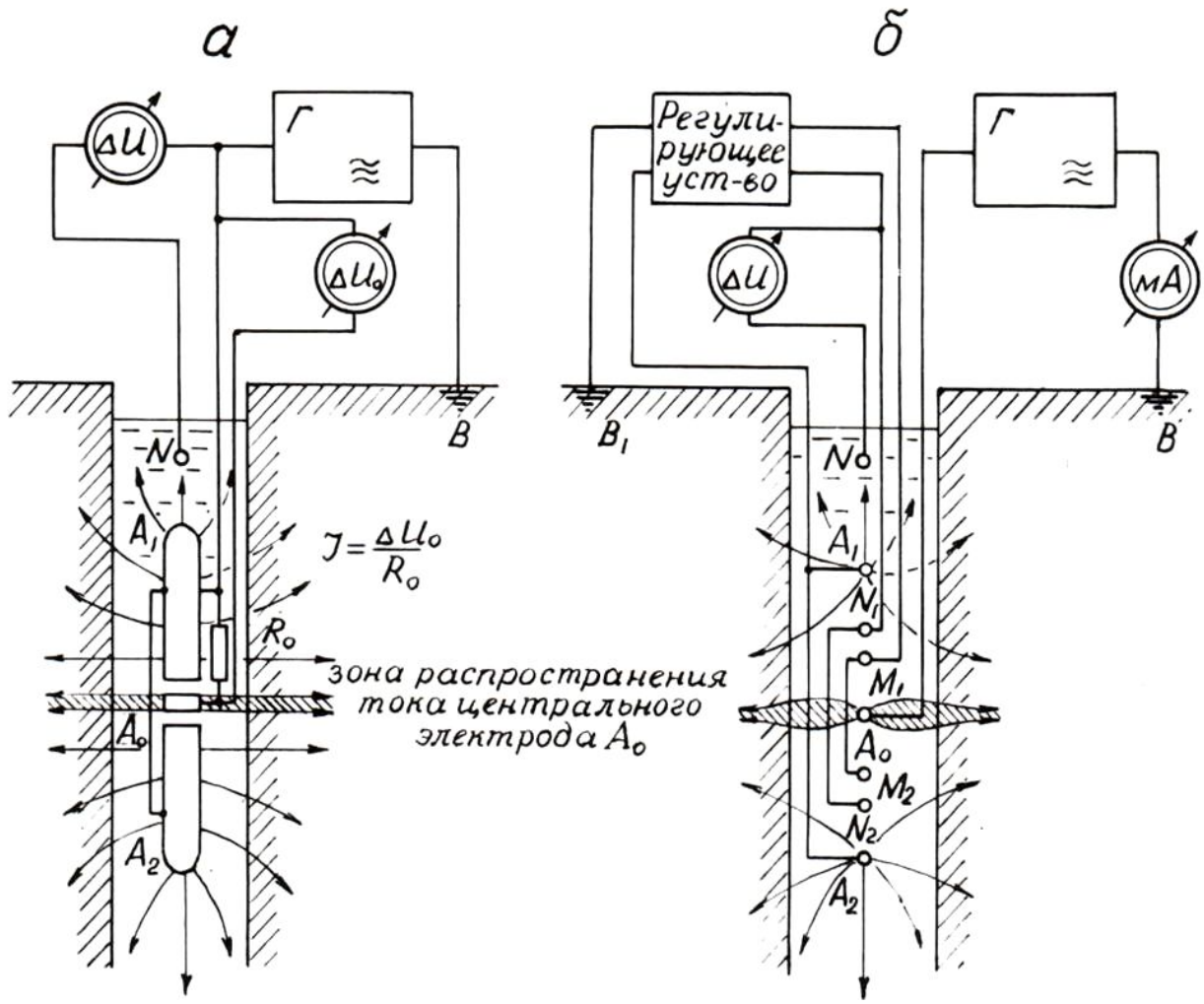

Рис. 7.1. Схемы бокового каротажа с трехэлектродным (*а*) и семиэлектродным (*б*) зондами

Эффективное сопротивление вычисляется по формуле:

$$\rho_э = K\frac{\Delta U}{I}, \tag{7.1}$$

где K – коэффициент зонда.

Коэффициент K трехэлектродного зонда рассчитывают, представляя зонд в виде сильно удлиненного эллипсоида вращения и определяя потенциал поля этого эллипсоида в однородной среде. Как и для других зондов КС, коэффициент зонда БК зависит только от его размеров:

$$K = \frac{2\pi L_0}{\ln 2L/d_з} = \frac{2{,}73L_0}{\lg 2L/d_з}, \tag{7.2}$$

где L_0 – длина центрального электрода A_0; L – общий размер зонда, $d_з$ – диаметр зонда.

При конструировании зондов БК следует учитывать, что с уменьшением диаметра зонда $d_з$ возрастает влияние скважин на результаты измерений, по-

этому должно выполняться условие $d_з > 0{,}25d$, где d – диаметр скважины (Л. И. Померанц и др., 1981).

Основной недостаток трехэлектродного варианта БК – плохая разрешающая способность по мощности пластов. Поскольку центральный электрод линейный, аппаратура не дает возможности определения мощности пластов меньшей, чем длина центрального электрода: $\rho_э$ будет повышенным все время, пока A_0 проходит мимо пласта.

Этого недостатка лишен семиэлектродный вариант, в котором используются точечные электроды. Кроме центрального A_0 и экранных электродов A_1 и A_2 зонд содержит еще 2 пары измерительных электродов, попарно соединенных друг с другом и расположенных между токовыми. Эти электроды называются ***следящими***. Разность потенциалов со следящих электродов подается на вход автоматического регулирующего устройства, к выходу которого подключены экранные электроды A_1 и A_2 и поверхностный электрод B_1. Регулирующее устройство работает таким образом, чтобы напряжение на его входе поддерживалось равным нулю. Это условие выполняется при равенстве потенциалов электродов A_1, A_0, A_2, благодаря чему ток центрального электрода направляется в стенки скважины и не растекается по ее стволу. В ходе каротажа измеряется разность потенциалов между одним из следящих электродов и удаленным электродом N, $\rho_э$ вычисляется по той же формуле (7.1).

Интерпретация БК заключается в определении границ пластов и их электрического сопротивления $\rho_{пл}$.

Чтобы проиллюстрировать определение границ пластов по диаграммам $\rho_э$, на рис. 7.2 приведены диаграммы семиэлектродного БК и обычных зондов КС – малого потенциал-зонда и большого градиент-зонда из монографии Р. Дебранда, 1972.

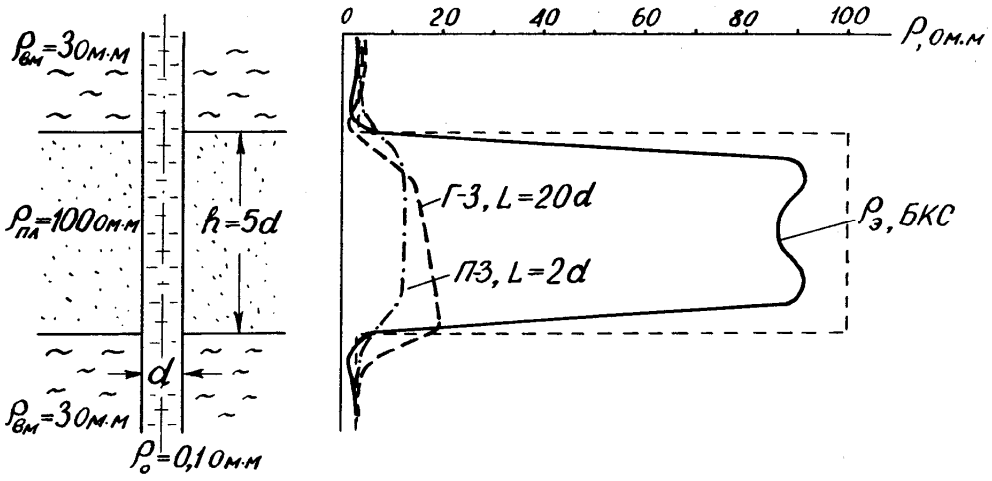

Рис. 7.2. Диаграмма бокового каротажа над тонким пластом высокого сопротивления (по Р. Дебранду, 1972)

Сравнение этих диаграмм показывает: диаграмма БК более отчетливо выделяет тонкие пласты высокого сопротивления и дает значения $\rho_э$, гораздо более близкие к $\rho_{пл}$, чем КС потенциал- и градиент-зондов. Аномалия на кривой БК симметрична относительно середины пласта при равенстве сопротивлений подстилающих и перекрывающих пород. В случае неравенства этих сопротивлений максимум на кривой $\rho_э$ смещается в сторону более высокого сопротивления. Границы пластов определяются по точкам резкого возрастания $\rho_э$.

При большой мощности пластов $(h > 5d)$ $\rho_э$ практически не зависит от мощности пласта и против его середины близко к значению $\rho_э$ для $h = \infty$ и $\rho_э^{max} \to \rho_{пл}$. При $h < 5d$ наблюдается снижение максимума $\rho_э$. Рассчитаны палетки для определения h по ширине аномалии и $\rho_{пл}$ по амплитуде $\rho_э$ для мощных и тонких пластов (здесь они не приводятся).

Для тонких пластов влияние ограниченной мощности пласта тем сильнее, чем ближе сопротивление вмещающих пород $(\rho_{вм})$ к сопротивлению бурового раствора (ρ_0).

На рис. 7.3 приведена номограмма (по М. Г. Латышовой, 1966) для определения сопротивления пласта по измеренному эффективному сопротивлению. Она рассчитана для $d = \text{const}$ и $\rho_{вм}/\rho_0 = 5$. В нижней части номограммы приведена дополнительная палетка для перехода от расчетного отношения $\rho_{вм}/\rho_0$ к реальному. Входными величинами для этой номограммы являются параметры $\rho_э$ и $\rho_{вм}$, снятые с диаграммы БК. По координатам $\rho_э/\rho_0$ и $\rho_{вм}/\rho_0$ строят точку на нижней части номограммы, палеточную кривую, проходящую через эту точку, продолжают до горизонтальной линии, проходящей через точку $\rho_{пл}/\rho_0 = 1$, и восстанавливают перпендикуляр до кривой с нужным отношением h/d на верхней части номограммы. Ордината точки пересечения перпендикуляра с этой кривой определяет искомое отношение $\rho_{пл}/\rho_0$.

В случае наличия зоны проникновения результаты БК несколько неточны. При повышающем проникновении в водоносных пластах результаты превышают $\rho_{пл}$, при понижающем – несколько занижают. В нефтеносных пластах таких искажений нет.

Существуют номограммы для определения $\rho_{пл}$ в случае трехслойной среды, но здесь мы их рассматривать не будем.

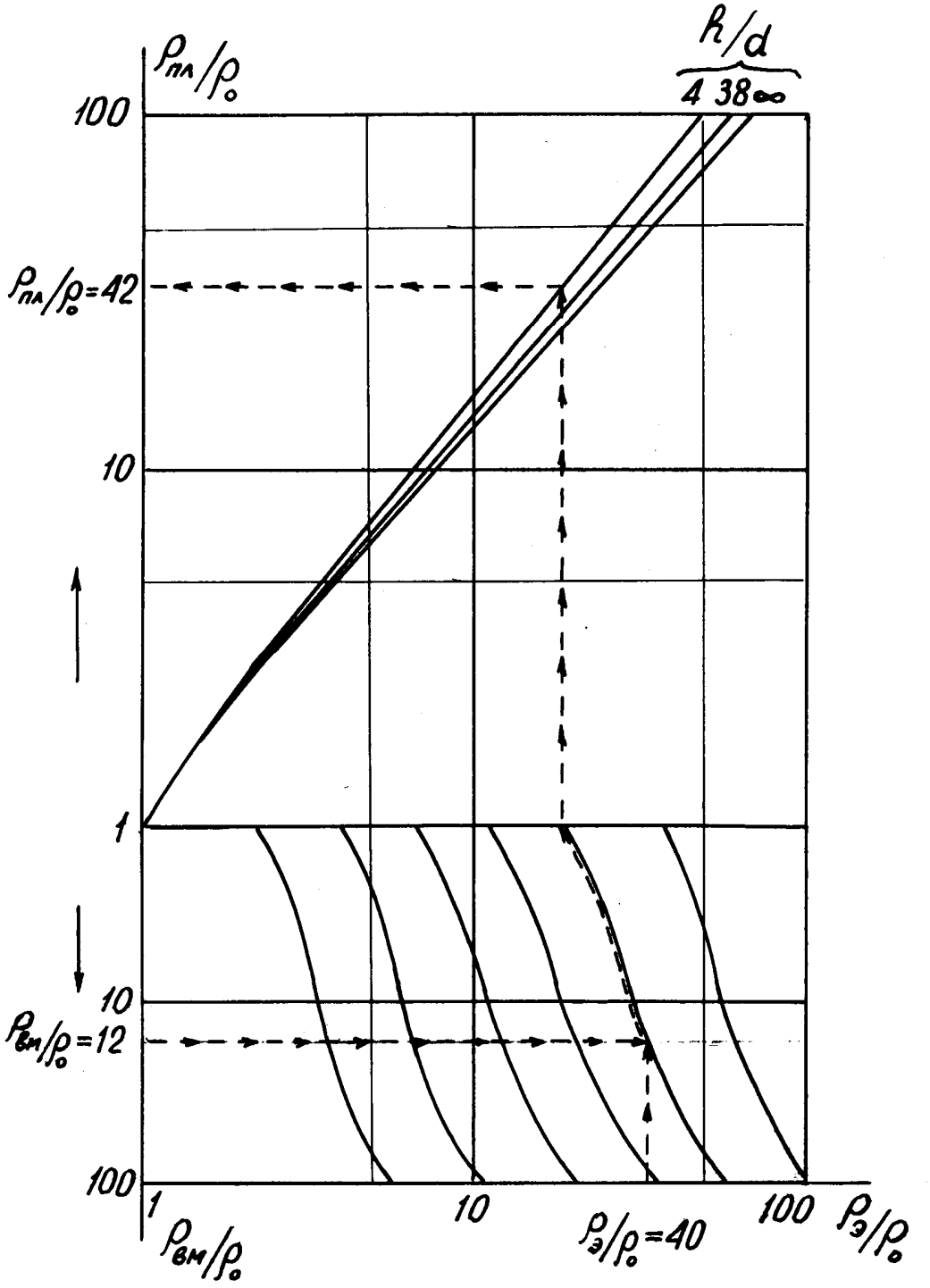

Рис. 7.3. Номограмма для определения удельного сопротивления пласта по данным бокового каротажа

На рис. 7.4 приведен пример диаграммы трехэлектродного БК в комплексе с диаграммами КС и ПС по одной из скважин, вскрывающих терригенные отложения Mz Тюменской области.

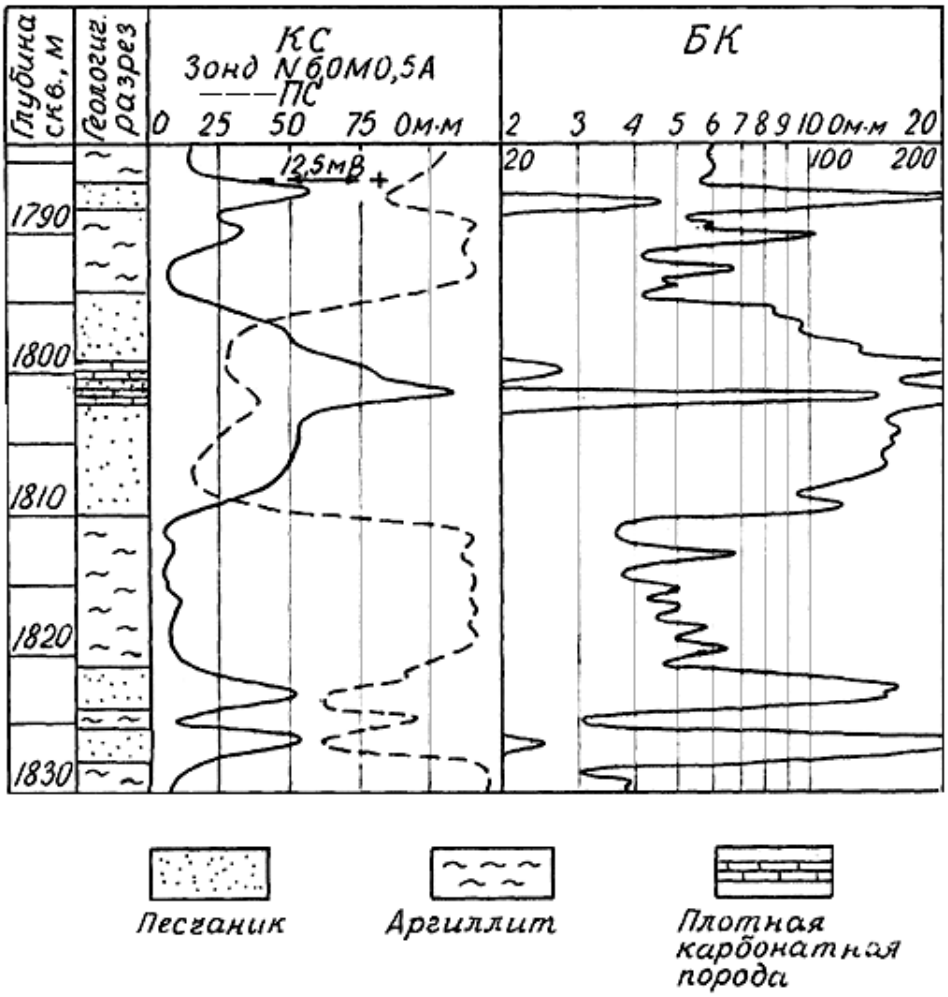

Рис. 7.4. Пример результатов трехэлектродного бокового каротажа в комплексе с диаграммами КС и ПС. Тюменская обл.

В интервале 1794-1810 м скважина пересекает пласт песчаников с сопротивлением около 15 Ом·м, в середине которого располагаются два пропластка плотных карбонатных пород мощностью около 1,5 м каждый с сопротивлением около 30 Ом·м у верхнего и около 130 Ом·м у нижнего из них. На диаграмме КС эти пропластки не разделяются и отмечаются общей аномалией КС до 110 Ом·м.

§ 2. Микробоковой каротаж

Метод микрозондов не позволяет точно определить сопротивление промытых пород в скважинах, пробуренных на высокоминерализованном буровом растворе или тогда, когда толщина глинистой корки превышает 1,5 см. Для таких случаев предложен микробоковой каротаж (МБК или БМК).

На рис. 7.5 представлена система электродов и распределение токовых линий одной из разновидностей зондов МБК.

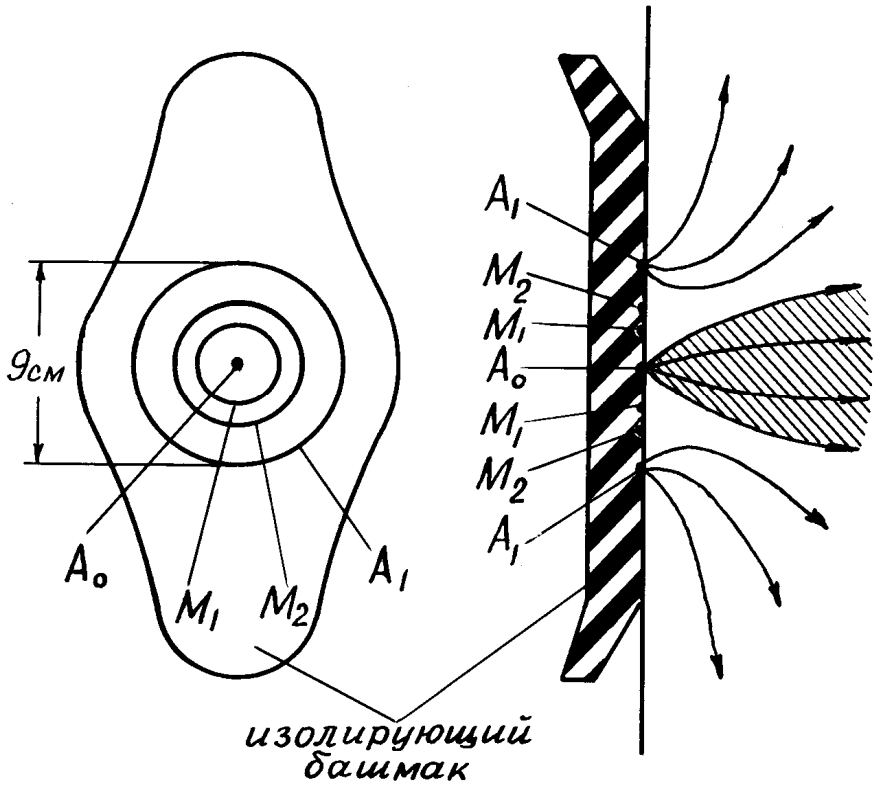

Рис. 7.5. Система электродов и распределение токовых линий зонда микробокового каротажа

На башмаке из нефтестойкой резины установлен центральный точечный электрод A_0 и кольцевой экранный электрод A_1; между ними располагаются два следящих электрода M_1 и M_2, также имеющие форму колец. Как видно на чертеже продольного разреза через башмак, расположение электродов и распределение токовых линий аналогично семиэлектродному зонду БК, но в миниатюре (диаметр электрода A_1 равен 9 см).

Форма башмака и электродов зонда может быть и другой.

В процессе каротажа измеряют разность потенциалов между одним из следящих электродов и корпусом зонда. Измеряемая разность потенциалов пропорциональна $\rho_э$.

Диаграмма МБК, благодаря фокусировке тока и малым размерам электродов, очень отчетливо расчленяет разрез скважины. Особенно резкой дифференциацией характеризуются трещинно-кавернозные породы. Границы пластов определяют так же, как и в БК – по точкам резкого возрастания $\rho_э$.

Коэффициент зонда МБК определяют опытным путем.

По результатам измерений определяют сопротивление полностью промытых пород $\rho_{пп}$. Пример номограммы для определения этого параметра представлен на рис. 7.6.

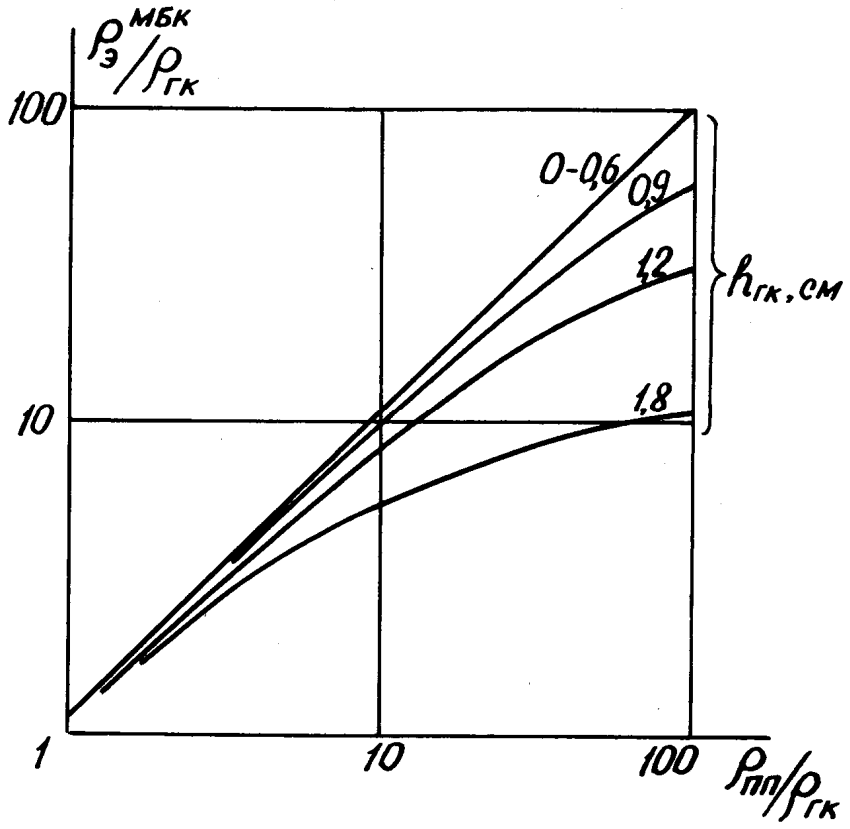

Рис. 7.6. Номограмма для определения сопротивления промытых пород ($\rho_{ПП}$) по результатам микробокового каротажа.
Шифр кривых – толщина глинистой корочки, см

Толщину глинистой корки определяют по данным каверномера, который входит в состав аппаратуры МБК – один из центрирующих рычагов скважинного прибора управляет реостатным преобразователем, сопротивление которого изменяется в зависимости от диаметра скважины.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначен метод бокового каротажа?
2. В чем заключается основной недостаток каротажа КС с обычными зондами?
3. Сформулируйте область применения БК.
4. Как определяют контакты пластов по диаграммам БК?
5. Как оценивают сопротивление пласта по диаграммам БК?
6. Для чего нужен микробоковой каротаж?
7. Почему при повышенной толщине глинистой корки ($h_{гк}$ >1,5 см) обычные микрозонды не дают хороших результатов?

Глава 8. Электромагнитные методы каротажа

§ 1. Индукционный каротаж

Физические основы метода

Индукционный каротаж (ИК) первоначально был предназначен для электрических исследований в сухих скважинах или скважинах, бурящихся на непроводящих (нефтяных) растворах. Может применяться в случае обсадки скважин асбоцементными, пластмассовыми или стеклопластиковыми трубами. Особенно хорошие результаты дает при изучении пластов низкого сопротивления (от 0 до 50 Ом·м).

Индукционные методы принципиально отличаются от методов с гальваническим способом возбуждения электрического поля (КС, БК, ТК, МЗ и др.). Если в этих методах электрическое поле в горных породах возбуждается током, стекающим с электродов зонда, то в индукционных методах такие электроды не нужны, так как электрическое поле в породах возбуждается магнитным полем переменного тока, протекающего по генераторной катушке.

Простейший прибор индукционного каротажа (рис. 8.1) содержит генераторную КГ и приемную КП катушки, размещенные в корпусе из прочного диэлектрика. Расстояние L между ними называется ***длиной зонда***. Через генераторную катушку пропускается переменный ток генератора с частотой 20-60 кГц. Переменное магнитное поле этого тока (первичное поле) индуцирует вихревые токи в породах, окружающих скважинный снаряд. В однородной среде линии вихревых токов представляют собой окружности с центрами на оси прибора. Магнитное поле вихревых токов (вторичное поле), в свою очередь, индуцирует в приемной катушке ЭДС, которая поступает на усилитель. Эта ЭДС имеет две временных составляющих – активную и реактивную. Активная составляющая, совпадающая по фазе с током в генераторной катушке, зависит от электропроводности среды; реактивная, отстающая от активной на угол $\pi/2$, зависит от её магнитной восприимчивости.

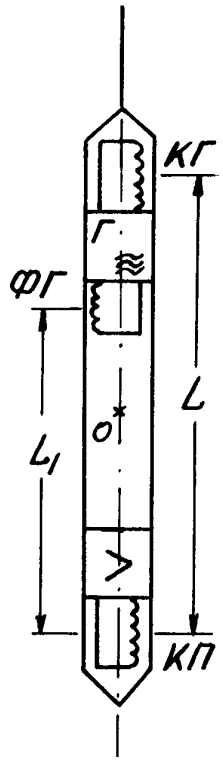

Рис. 8.1. Конструкция скважинного снаряда индукционного каротажа

Обычная аппаратура ИК измеряет активную составляющую ЭДС. При невысокой электропроводности среды эта составляющая ЭДС прямо

пропорциональна электропроводности среды σ:

$$e = c \cdot \sigma, \tag{8.1}$$

и, следовательно, обратно пропорциональна электрическому сопротивлению ρ. Измеряется электропроводность в $\frac{\text{См}}{\text{м}} = \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}$; c – постоянная, зависящая от конструкции зонда, а также от силы и частоты тока в генераторной катушке.

При этом измеренная электропроводность имеет смысл кажущейся электропроводности $\sigma_к$, поскольку её величина зависит не только от электропроводности пласта, но еще и от электропроводности самой скважины, зоны проникновения и вмещающих пород, а также от длины зонда, диаметров скважины и зоны проникновения и от мощности пласта.

Перед спуском в скважину снаряд настраивается с помощью дополнительных компенсационных катушек так, чтобы отсчет в воздухе был равен 0. Поскольку регистрируемый сигнал в индукционном каротаже пропорционален кажущейся проводимости, то масштаб проводимостей на диаграммах получается линейным, а масштаб сопротивлений – гиперболическим, растянутым в области низких сопротивлений и сжатым в области высоких. Эта особенность диаграмм обеспечивает хорошую дифференциацию разреза с удельными электрическими сопротивлениями только до 50 Ом·м.

Исследовательские характеристики зондов ИК

Область исследования индукционного зонда в радиальном и вертикальном направлениях характеризуется графиками соответствующих ***геометрических*** (или пространственных) ***факторов***.

На рис. 8.2 представлен график радиального геометрического фактора q_r двухкатушечного зонда. Этот график показывает относительное влияние на полный сигнал элементарных цилиндрических слоев различного радиуса. Из графика видно, что при равном сопротивлении наибольшее влияние имеют слои, находящиеся на расстоянии $r \approx 0{,}5L$, наименьшее – в бесконечности $(r >> L)$ и вблизи снаряда $(r << L)$. При различной электропроводности вклад каждого слоя в общий сигнал пропорционален произведению его геометрического фактора на электропроводность. Так, например, если среда *А* – буровой раствор скважины, *В* – зона проникновения и *С* – неизмененная часть пласта, то суммарный геометрический фактор каждой из этих сред будет соответствовать площадям *а*, *в* или *с* на радиальной характеристике (см. рис. 8.2).

Вклад каждой из этих зон в суммарный сигнал определяется произведением проводимости среды на ее суммарный геометрический фактор. Таким образом, график радиального геометрического фактора удобен для оценки влияния скважины и зоны проникновения на результаты измерений.

На рис. 8.3 представлен график вертикального геометрического фактора q_Z, который характеризует относительное влияние на сигнал элементарных горизонтальных слоев, против которых располагается прибор. При равном сопротивлении наибольший вклад в общий сигнал дают слои, расположенные напротив середины снаряда, с удалением слоев от центра снаряда их влияние быстро убывает.

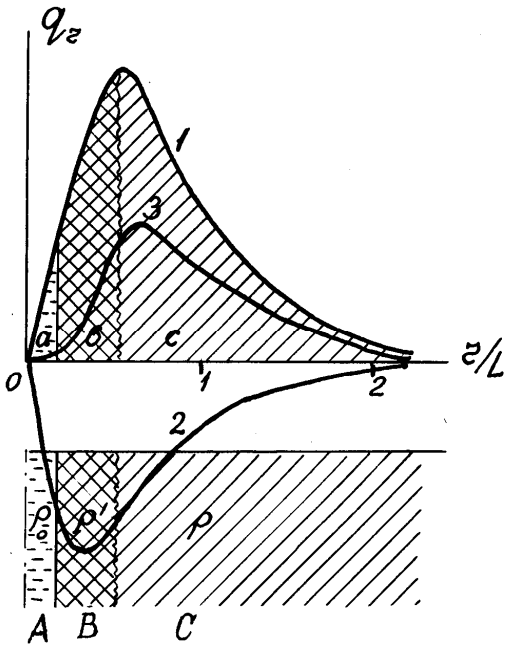

Рис. 8.2. Радиальный геометрический фактор зондов индукционного каротажа: двухкатушечного (*1*), дополнительного, фокусирующего (*2*) и трехкатушечного (*3*)

Как показывает рис. 8.3, слой конечной мощности E между бесконечными D и F будет иметь суммарный геометрический фактор q_Z, соответствующий площади e, а слои D и F – соответствующие площадям d и f на графике вертикальной характеристики. График вертикального геометрического фактора является основой для оценки влияния вмещающих пород.

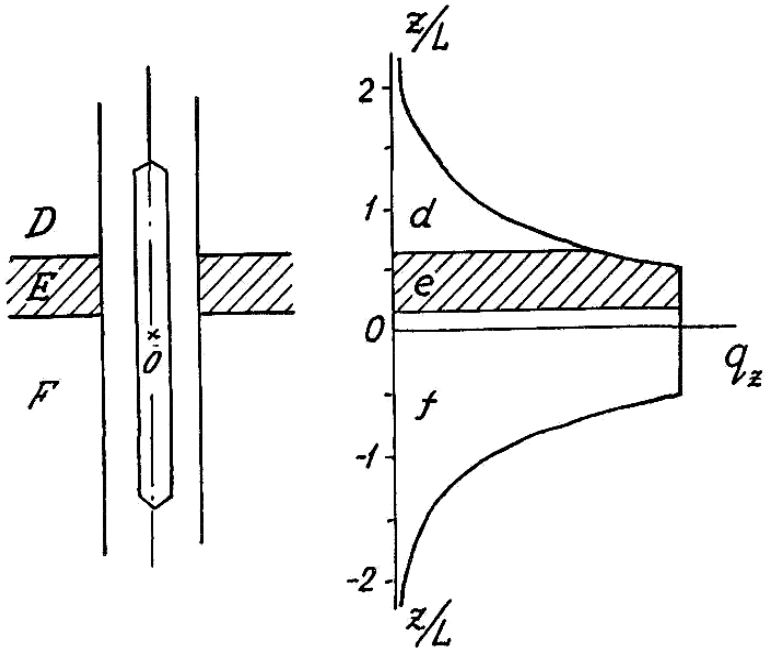

Рис. 8.3. Вертикальный геометрический фактор зонда ИК

Как видно из рис. 8.3, чем меньше мощность слоя E, тем меньше площадка *е* на графике вертикального геометрического фактора и, следовательно, меньше вклад тонкого слоя и больше вклад вмещающих пород. Это означает, что аппаратура ИК плохо выделяет в разрезе тонкие пласты, особенно при высоком их сопротивлении.

Для уменьшения влияния скважины и зоны проникновения на суммарный сигнал ИК в зонд вводят дополнительные генераторные катушки, называемые ***фокусирующими***. Фокусирующие катушки ФГ (см. рис. 8.1) включают навстречу основной и поэтому сигнал, который наводится ими в приемной катушке КП, вычитается из сигнала основной генераторной катушки КГ. Так, на рис. 8.2 кривая 2 характеризует радиальный геометрический фактор дополнительного зонда, образованного основной приемной катушкой и ФГ. Поскольку длина этого зонда L_1 меньше, чем длина основного, то и максимум на кривой q_r смещен ближе к оси скважины. График суммарного сигнала, создаваемого в КП обеими генераторными катушками, представлен на рис. 8.2 кривой 3. Как видно по этой кривой, влияние скважины (площадка *а*) почти полностью исключается, а влияние зоны проникновения (площадка *в*) значительно уменьшается. Для полного исключения влияния зоны проникновения вводят не одну, а несколько дополнительных катушек, с их помощью удается скомпенсировать влияние цилиндрической зоны, расположенной в радиусе от 0 до 50-100 см. Основное влияние на измеряемый сигнал в многокатушечном зонде оказывает зона радиусом от 0,5-1,0 до 1,5 м.

На рис. 8.4 представлены графики радиальных геометрических факторов нескольких многокатушечных зондов индукционного каротажа.

Таким образом, в индукционном каротаже удается почти полностью избавиться от влияния скважины и зоны проникновения, особенно при сопротивлении бурового раствора более 1 Ом·м и повышающем проникновении его в пласт.

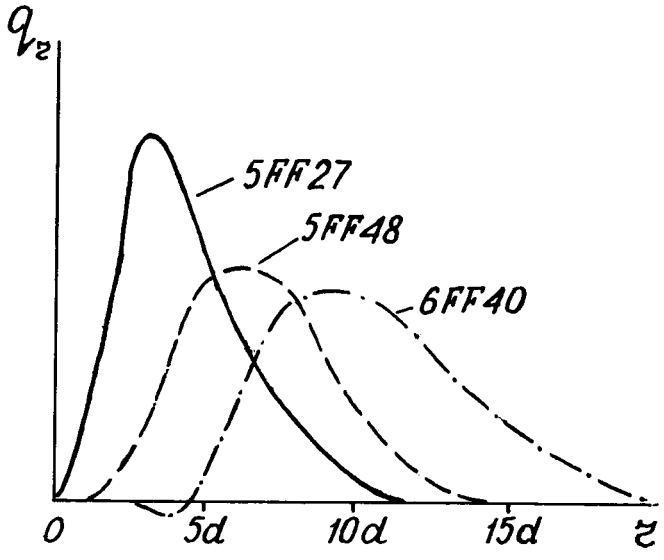

Рис. 8.4. Графики радиального геометрического фактора нескольких многокатушечных зондов ИК

Скважина практически не влияет на результаты измерений при $d < 0{,}4$ м. При диаметре $d > 0{,}4$ м влияние скважины может быть определено по показаниям против плотных, высокоомных пород.

Кривая индукционного каротажа против таких пластов должна доходить до нулевой линии $(\sigma = 0; \rho = \infty)$. Поправка

на влияние скважины может быть введена непосредственно на диаграмме путем соответствующего смещения нулевой линии.

Зона проникновения при неглубоком $(2-4d)$ проникновении не вносит искажений в результаты измерений. В случае глубокого, и особенно понижающего проникновения, удельное сопротивление пород может быть найдено только при интерпретации комплексных электрических измерений.

Вмещающие породы в индукционном каротаже влияют на результаты измерений значительно меньше, чем в методе КС, а для пластов мощностью более 2-4 м (в зависимости от марки зонда) этим влиянием можно пренебречь.

Для тонких пластов на основании вертикального геометрического фактора рассчитаны палетки учета влияния вмещающих пород.

Интерпретация результатов

Рассмотрим порядок решения основных вопросов интерпретации диаграмм индукционного каротажа.

Определение контактов и мощностей пластов

Как показывают теоретические расчеты, кривые индукционного каротажа имеют простую симметричную форму без заметных искажений на границах пластов. Для определения мощностей пластов применяется правило полумаксимума амплитуды аномалии (рис. 8.5). Мощность, найденная по этому правилу, обозначается h_Φ (фиктивная). При больших мощностях пластов $(h > 2L)$ h_Φ совпадает с истинной мощностью, для маломощных пластов h_Φ отличается от истинной мощности тем больше, чем меньше мощность пласта и чем больше отношение сопротивления пласта к сопротивлению вмещающих пород. Для маломощных пластов истинная мощность по h_Φ может быть найдена с помощью палетки (рис. 8.6).

Определение сопротивления пластов

Экстремальное значение кажущегося сопротивления против середины мощного пласта практически равно удельному сопротивлению пласта неограниченной мощности. С уменьшением мощности пласта амплитуда аномалии уменьшается тем больше, чем меньше мощность пласта.

По кажущемуся сопротивлению, снятому с диаграмм индукционного каротажа, в случае отсутствия глубокого проникновения бурового раствора, можно определить истинное сопротивление пласта по номограммам (рис. 8.7). Эти номограммы рассчитаны для диаметра скважины, равного 0, и для одинаковых сопротивлений подстилающих и покрывающих отложений. Шифр кривых – отношение $\rho_{пл}/\rho_{вм}$.

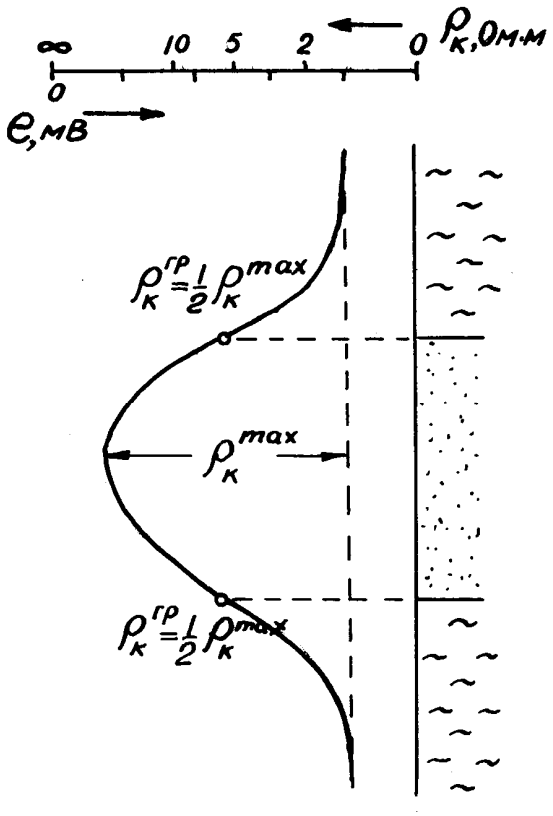

Рис. 8.5. Определение границ пласта по диаграмме индукционного каротажа

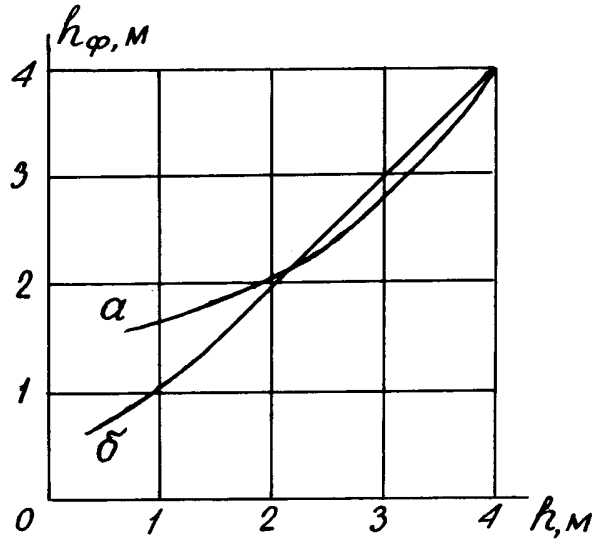

Рис. 8.6. Палетка для определения мощности тонких пластов по $h_Ф$-мощности, найденной по правилу полумаксимума аномалии ИК: *а* – для зонда 7*И*1,4; *б* – для зонда 4*Ф*0,75

ИК наиболее чувствителен к пропласткам повышенной электропроводности и почти не фиксирует прослои высокого сопротивления, так как при замерах отсутствует экранирование, присущее обычным зондам КС. Таким образом, кривые ИК получаются недостаточно детальными.

Недостаток ИК, связанный с ограниченной областью применения ($\rho = 0 - 50$ Ом), вызывает необходимость комплексирования ИК с другими методами, например, БК.

Существует комплексная аппаратура для одновременной регистрации диаграмм ИК и БК.

В настоящее время ИК широко применяется и в обычных скважинах, пробуренных на простом глинистом растворе, благодаря тому, что позволяет определять истинное сопротивление пластов быстрее и дешевле, чем метод БКЗ.

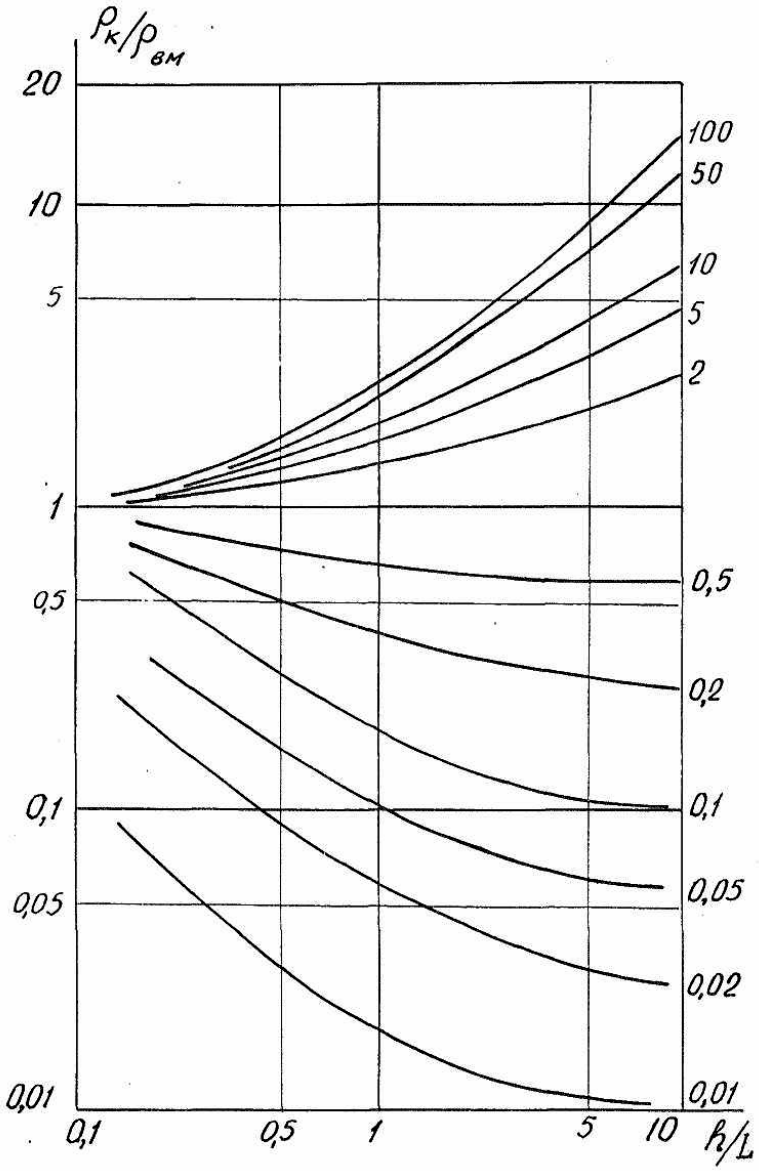

Рис. 8.7. Номограмма для определения сопротивления пласта по данным индукционного каротажа. Шифр кривых $\rho_{пл}/\rho_{вм}$

На рис.8.8 приведен фрагмент геологического разреза скважины № 4 Вынгинской площади Тюменской области с диаграммами ИК, КС, ПС и микрозондов. На этом фрагменте хорошо выделяются два пласта-коллектора, представленных песчаниками, залегающие среди глин и алевролитов.

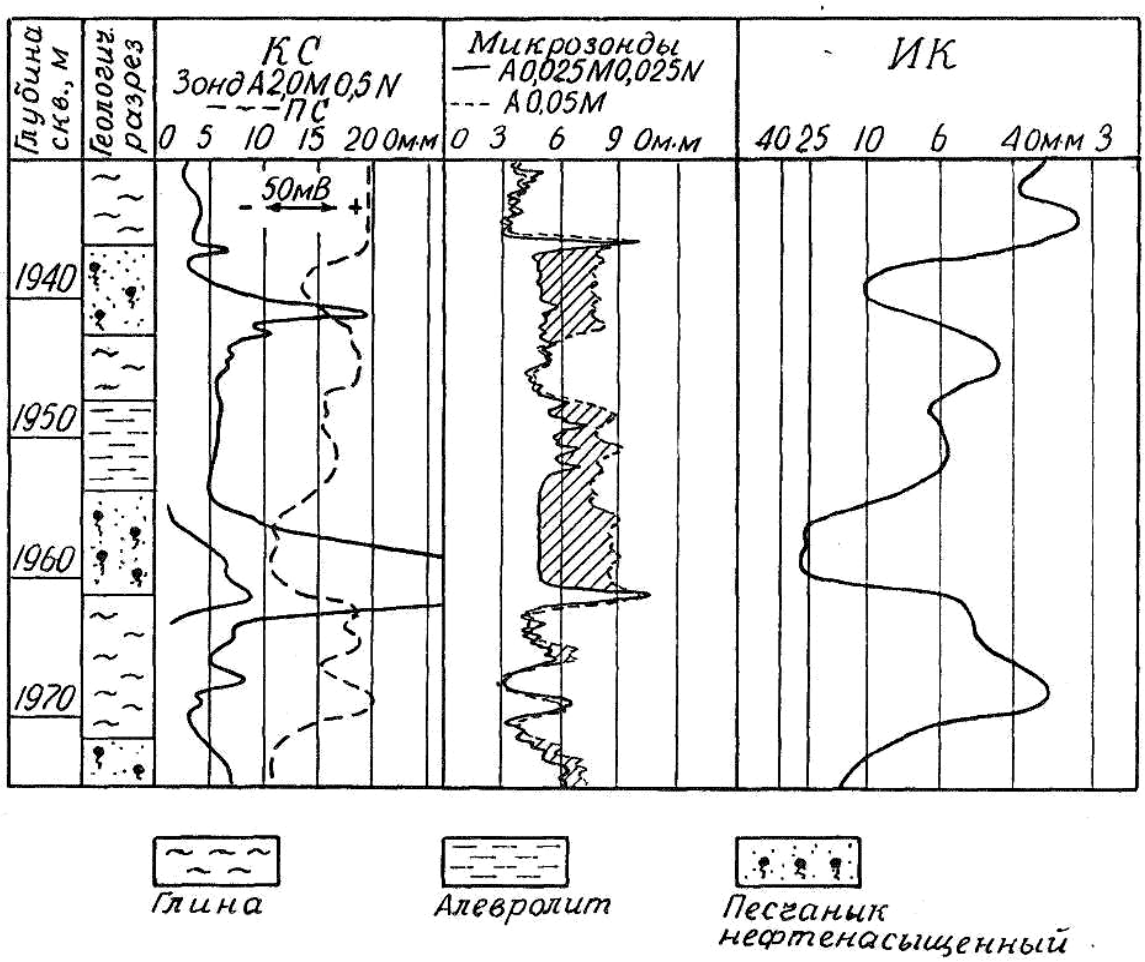

Рис. 8.8. Пример диаграммы ИК в комплексе с диаграммами КС, ПС и микрозондов на песчано-глинистом разрезе. Скв. № 4 Вынгинской площади, Тюменская обл.

Высокое сопротивление этих пластов на диаграмме ИК (10 Ом·м у верхнего и 25 Ом·м у нижнего) позволяет сделать заключение о том, что оба пласта насыщены нефтью.

§ 2. Высокочастотные методы индукционного каротажа

Физические основы высокочастотных методов

Обычный низкочастотный индукционный каротаж не способен расчленить геологический разрез при сопротивлениях горных пород, превышающих 50 Ом·м.

Высокочастотные (ВЧ) методы используют питающие токи частотой от 1 МГц до 60 МГц. При таких частотах в соответствии с первым уравнением Максвелла для гармонического электромагнитного поля (ЭМП) величина полезного сигнала определяется как токами проводимости, так и токами смещения (в Гауссовой системе единиц):

$$\text{rot}\,\overline{H} = \frac{4\pi}{C}\left[\bar{j} + \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\overline{D}}{4\pi}\right)\right], \qquad (8.2)$$

где $\overline{H}$ – напряженность магнитного поля; $\bar{j}$ – плотность тока, $\bar{j} = \sigma\overline{E} + \bar{j}_{cm}$; $\overline{D}$ – электрическая индукция, $\overline{D} = \varepsilon\overline{E}$.

Методы каротажа, основанные на возбуждении в породах электромагнитных полей высокой частоты и измерении параметров электромагнитных волн, распространяющихся в системе "скважина - околоскважинное пространство", называются ***волновыми электромагнитными методами.*** К ним относятся ***волновой метод проводимости*** и ***волновой диэлектрический каротаж.***

При изучении горных пород волновыми электромагнитными методами интерес представляют не абсолютные значения составляющих поля, а их относительные изменения. Как известно, переменное ЭМП является комплексным и характеризуется в каждой точке пространства двумя временными составляющими – реальной и мнимой, или амплитудой и фазой.

На оси магнитного диполя, совпадающей с осью скважины, относительное значение амплитуды магнитного поля определяется формулой:

$$h_z = e^{ikz}\left(1 - ikz\right), \qquad (8.3)$$

где $h_z = \frac{H_z}{H_{z^0}}$ – амплитуда магнитного поля в долях амплитуды нормального магнитного поля в воздухе; $i = \sqrt{-1}$; z – расстояние точки от источника поля; k – волновое число, зависящее от частоты поля и электромагнитных свойств среды.

Как известно из теории поля, волновое число

$$k = \sqrt{\omega^2 \varepsilon_a \mu_a + i\omega\sigma\mu_0}, \qquad (8.4)$$

где ω – круговая частота поля; ε_a – абсолютная диэлектрическая проницаемость среды; μ_a – абсолютная магнитная проницаемость среды; μ_0 – магнитная проницаемость вакуума; σ – удельная электропроводность среды.

Комплексное выражение (8.3) может быть, как и всякое комплексное число, представлено в виде:

$$h_z = \left|h_z\right| \cdot e^{i\varphi}, \qquad (8.5)$$

где $\left|h_z\right|$ – амплитуда; φ – фаза поля.

Представляя волновое число в форме $k = a + ib$, получаем для амплитуды и фазы осевой составляющей поля магнитного диполя в однородной среде следующие выражения:

$$|h_z| = \mathrm{e}^{-bz}\sqrt{(1+bz)^2+(az)^2}\,, \tag{8.6}$$

$$\varphi = az - \operatorname{arctg}\frac{az}{1+bz}\,.$$

Фазовый коэффициент a и коэффициент поглощения b, в свою очередь, определяются зависимостями:

$$a = \sqrt{\frac{\sigma\mu_a\omega}{2}}\cdot\sqrt{\sqrt{1+\left(\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma}\right)^2}+\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma}}\,, \tag{8.7}$$

$$b = \sqrt{\frac{\sigma\mu_a\omega}{2}}\cdot\sqrt{\sqrt{1+\left(\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma}\right)^2}-\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma}}\,. \tag{8.8}$$

Как видно из выражений (8.7) и (8.8), коэффициенты a и b, а следовательно, и влияние среды на измеряемое поле в большой мере зависят от отношения плотности токов смещения к токам проводимости $\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma}$. При $\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma}>1$ преобладают токи смешения, при $\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma}<1$ – токи проводимости.

На практике аппаратура для волновых методов измеряет не параметры поля, а ЭДС, которая наводится в измерительной катушке индуктивности. Можно показать (Ю. И. Горбачев, 1990), что относительная комплексная ЭДС определяется формулой, аналогичной (8.3):

$$\frac{E}{E_0} = (1-ikz)\cdot\mathrm{e}^{ikz}\,, \tag{8.9}$$

где E_0 – комплексная ЭДС в воздухе при пренебрежении токами смещения.

Следовательно, показания аппаратуры определяют при постоянной частоте поля зависимость его характеристик от электромагнитных свойств среды.

Основу аппаратуры волновых методов составляет трехкатушечный зонд, состоящий из удаленной генераторной катушки Г и двух сближенных измерительных катушек $И_1$ и $И_2$. Расстояние от генераторной катушки до дальней измерительной $И_1$ обозначают как Z_1, до ближней $И_2$ – Z_2, расстояние $\Delta Z = Z_1 - Z_2$ называют ***базой зонда***. С помощью измерительных катушек измеряют h_{z_2}/h_{z_1}, или $\frac{h_{z_2}-h_{z_1}}{h_{z_1}}$ и $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$, причем основной интерес представляет разность фаз $\Delta\varphi$.

Рис. 8.9 поясняет распространение электромагнитной волны в скважине и окружающих скважину горных породах. Электромагнитная волна, образованная генераторной катушкой Г, частично проникает в горные породы, ча-

стично отражается от стенки скважины в промывочную жидкость. В скважине прямая волна 1 быстро затухает, так как удельное электрическое сопротивление жидкости мало и длина волны λ много больше диаметра скважины d ($\lambda >> d$). Волна 2, проходящая в горные породы, наоборот, может распространяться на большое расстояние, зависящее от электромагнитных свойств пород. Проходящая волна, скользя вдоль поверхности разреза скважина - порода, образует преломленную (боковую) волну 3. Если длина зонда $\left(\frac{Z_1 + Z_2}{2}\right)$ в несколько раз больше диаметра скважины, то поле в точке приема определяется именно боковой волной 3.

Путь волны от источника Г до ближайшей измерительной катушки $И_2$ слагается из отрезков AB, BC и CD, на каждом из которых происходит затухание и фазовый сдвиг колебаний.

Амплитуда и фазовый сдвиг в точке приема зависят от h и Δφ на отдельных участках пути, а именно, на участке BC они зависят от электромагнитых свойств горных пород, а на участках AB и CD – скважины. Поскольку фазовая постоянная и коэффициент затухания для промывочной жидкости обычно выше, чем для горных пород, то влияние скважины на амплитуду и фазу ЭМП в точке приема может быть весьма значительным.

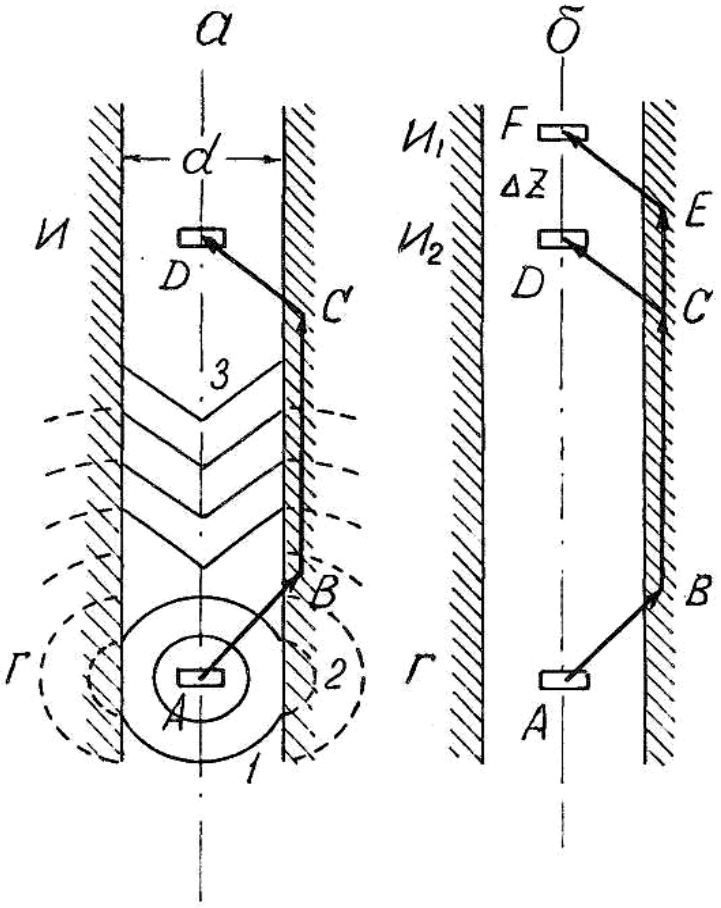

Рис. 8.9. Схема распространения электромагнитной волны в скважине и окружающих её породах:
а – двухэлементный зонд;
б – трехэлементный зонд;
1 – прямая волна; *2* – волна, прошедшая в горные породы;
3 – преломленная (боковая) волна

От этого влияния можно освободиться, если измерять относительные величины – разность фаз Δφ и отношение амплитуд h_{z_2} / h_{z_1} с помощью двух измерительных катушек $И_1$ и $И_2$, разнесенных на расстояние ΔZ (рис. 8.9, *б*). Скважина вносит одинаковый фазовый сдвиг в сигнал, пришедший к $И_1$ и $И_2$, поэтому в разности фаз её влияние исключается. В результате разность фаз будет определяться электромагнитными свойствами окружающих пород на отрезке СЕ = Δ *Z*.

Тот же факт имеет место и при измерении амплитуд: хотя влияние скважины сказывается на амплитуде сигнала в каждой из катушек, в отношении амплитуд её влияние исчезает.

Отношение амплитуд характеризует затухание волны в породе на интервале СЕ = Δ *Z*.

Таким образом, в трехкатушечном зонде разность фаз Δφ и отношение амплитуд сигналов h_{z_2} / h_{z_1} в двух измерительных катушках зависят только от электромагнитных свойств окружающих горных пород.

Волновой метод проводимости ВМП

Этот метод характеризуется частотным диапазоном 1-3 МГц. При этом условии $\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma} < 1$, т. е. в среде преобладают токи проводимости и разность фаз

$$\Delta\varphi = \sqrt{\frac{\sigma\mu_a\ \omega}{2}} \cdot \Delta Z\,. \qquad (8.10)$$

Следовательно, если учесть, что $\mu_a \approx \text{const}$, разность фаз определяется электропроводностью среды σ. В общем случае полученное значение электропроводности зависит еще от ряда дополнительных факторов и потому является не истинным, а кажущимся (Д. С. Даев, 1974).

Волновой метод проводимости ВМП обеспечивает достаточно большую глубинность исследований, которая зависит от длины зонда $\left(\frac{Z_1 + Z_2}{2}\right)$. Вертикальная характеристика зависит от размера базы зонда. Породы, находящиеся между генераторной и ближней к нему измерительной катушкой $И_2$, на величину сигнала влияют незначительно, поэтому длину зонда для увеличения глубины исследования в радиальном направлении можно увеличить до 2-3 м и более. Вид кривых ВМП для одиночного пласта близок к кривым ВДК и представлен на рис. 8.10.

Волновой диэлектрический каротаж ВДК.

Метод ВДК использует ЭМП частотой 40-60 МГц при таком же трехкатушечном зонде, как ВМП.

В волновой зоне источника ($kz >> 1$) величина токов смещения соизмерима с величиной токов проводимости или превышает ее ($\frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma} > 1$), разность фаз

$$\Delta\varphi = \omega\sqrt{\varepsilon_a \mu_a}\,\Delta Z\,. \qquad (8.11)$$

Следовательно, если учесть, что $\mu_a \approx \text{const}$, разность фаз зависит от диэлектрической проницаемости и не зависит от длины зонда и скважинных условий.

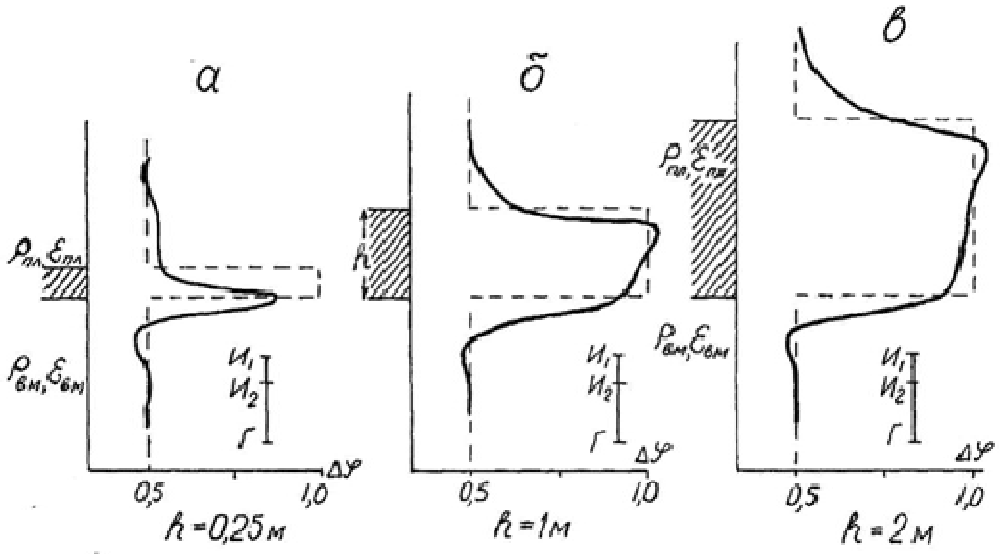

Рис. 8.10. Кривые разности фаз высокочастотных методов над пластами разной мощности с повышенной проводимостью и повышенной диэлектрической проницаемостью (по Д. С. Даеву):
f = 60 МГц; $\rho_{вм}$ = 50 Ом·м; $\varepsilon_{вм}$ = 5; $\rho_{пл}$ = 20 Ом·м; $\varepsilon_{пл}$ = 20

При соотношении $0{,}2 \le \frac{\omega\varepsilon_a}{\sigma} \le 1{,}1$ разность фаз зависит не только от ε, но и от σ – электропроводимости. При удельном электрическом сопротивлении горных пород, меньшем 50 Ом·м, и частоте поля f = 60 МГц для зонда $И_1 0{,}2 И_2 0{,}8 Г$ при определении ε в результаты необходимо вводить поправку за влияние электропроводности; при сопротивлении пород более 50 Ом·м влиянием электропроводимости можно пренебречь.

Для справок в табл. 8.1 приведены сведения о диэлектрической проницаемости некоторых минералов и горных пород.

Таким образом, на величину диэлектрической проницаемости горных пород сильно влияет их влагонасыщенность.

Теория ВДК разработана проф. Д. С. Даевым (РГГРУ). Для работ по методу ВДК в нашей стране существует аппаратура АДК-1, готовится к выпуску КДК-1 и ДК-1-713.

В аппаратуре АДК-1 измеряется cos Δφ с помощью зонда $И_1 0{,}25 И_2 0{,}75 Г$ на частоте 43 МГц.

Таблица 8.1

Относительная диэлектрическая проницаемость некоторых минералов и горных пород (на частоте 10 МГц)

Минерал, горная порода	Относительная диэлектрическая проницаемость, ε
Вода ($t^o = 20^o$ C)	81
Нефть	2-2,5
Кварц	4-5
Полевые шпаты	5-7
Графит	81
Пирит	33-80
Песчаник сухой	3
Песчаник нефтенасыщенный	3-5
Известняк сухой	8
Песчаник влажный (ω = 25 %)	18-20
Глина влажная	35-50
Лед	2

Интерпретация. Как показывают результаты моделирования, кривые Δφ против одиночных однородных пластов ограниченной мощности и разного сопротивления имеют асимметричную форму, что объясняется несимметричной конструкцией зонда.

Вид кривых ВДК на пластах разной мощности представлен на рис. 8.10.

Мощность пластов определяется как расстояние между точками перехода от крутого роста кривой к её постепенному увеличению при $h \geq \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right)$. Если мощность пласта меньше длины зонда $h < \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right)$, напротив его подошвы отмечается максимум кривой при его высокой электропроводности и минимум – при низкой. Расчеты показывают, что эффекты экранирования, в отличие от кривых КС, выражены слабо или вообще отсутствуют. Конфигурация кривых мало зависит от соотношения между мощностью пласта и базой зонда. Влияние неоднородностей среды на результаты ВДК изучалось с помощью математического моделирования.

Наличие скважины при сохранении постоянного диаметра не влияет на результаты ВДК. В тоже время низкое сопротивление бурового раствора уменьшает величину сигналов, приходящих к каждой из катушек, и, тем са-

мым, уменьшает точность измерений. Значительно влияют каверны, внося искажения в измеряемые величины.

При наличии зоны проникновения, диаметр которой мал по сравнению с длиной зонда ($D < 0{,}6$ м), колебания распространяются по неизмененной части пласта и влияние зоны проникновения исключается. По мере увеличения диаметра зоны проникновения картина меняется. Волна, пришедшая к ближней катушке, уже не является боковой, а превращается полностью в рефрагированную. Измеряемые характеристики поля будут иметь значения промежуточные между показаниями в пласте и в зоне проникновения (Даев Д. С., 1974).

При больших диаметрах зоны проникновения ($D >$ 1-2 м) поле в точках приема полностью определяется рефрагированными волнами, проходящими через промытую зону, и результаты измерений приближаются к показаниям в однородной среде с параметрами, характерными для зоны проникновения. Глубинность исследований, таким образом, зависит от глубины и характера зоны проникновения. При ***повышающем*** проникновении глубина исследования может достигать 0,4-0,5 м, ***при понижающем*** – не превышать 0,3 м.

Д. С. Даевым рассчитаны палетки для определения диэлектрической проницаемости ε и сопротивления пласта ρ по измеренным значениям Δφ и $\left| h_{z2}/h_{z1} \right|$. Эти палетки представлены на рис. 8.11.

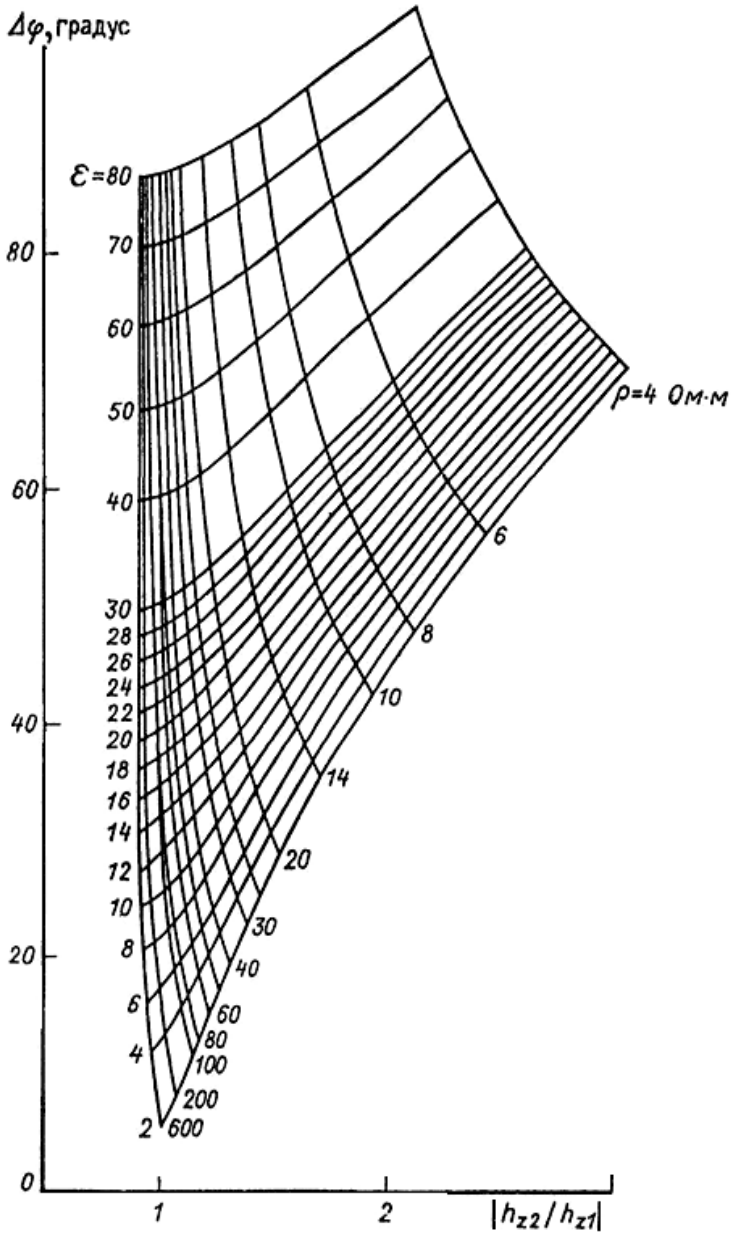

Рис.8.11. Номограмма для определения диэлектрической проницаемости и удельного сопротивления пород. Зонд $И_1$ 0,2 $И_2$ 0,8 $Г$

Объемное содержание и минерализация влаги и наличие проводящих минералов по-разному влияют на электропроводность и диэлектрическую проницаемость горных пород. По этой причине результаты ВДК дают важную дополнительную информацию, которая может быть использована для литологического расчленения разрезов и для определения характера насыщения коллекторов.

При литологическом расчленении разрезов ВДК наиболее отчетливо выделяет глинистые интервалы – им соответствуют максимальные показания со значениями ε от 35 до 50 единиц при любой мощности пластов.

Пример литологического расчленения разреза по данным ВДК представлен на рис. 8.12.

В гидрогеологических и инженерно-геологических скважинах ВДК позволяет выделить, кроме глин, еще и водонасыщенные песчаники (ε = 18-25). При исследованиях в зоне многолетней мерзлоты ВДК дает возможность оценить содержание в породах незамерзающей воды, поскольку её диэлектрическая постоянная много больше, чем ε льда.

В нефтяных и газовых скважинах ВДК применяется для определения характера насыщения пластов. При небольшой зоне проникновения бурового раствора водонасыщенные пласты имеют ε ≈ 18-25, а нефтенасыщенные и газонасыщенные – ε ≈ 3-8 отн. единиц.

Особенно эффективен метод при исследовании сухих скважин и скважин с раствором на непроводящей нефтяной основе.

ВДК может успешно применяться при разработке нефтяных месторождений для контроля текущего положения ВНК в наблюдательных скважинах, обсаженных асбоцементными или стеклопластиковыми трубами.

Для примера (см. рис. 8.12) приведены результаты метода ВДК совместно с диаграммами стандартного электрического каротажа, микрозондов и ГК в одной из скважин Ромашкинского месторождения нефти (по Д. С. Даеву, 1974).

Скважиной вскрыто четыре пласта-коллектора в интервалах 1742,8-1748,0; 1754-1758,8; 1764-1767,8; 1769,6-1778,0 м. Диэлектрическая проницаемость первого пласта 7-12 отн. единиц, что характерно для нефтяных пластов. Пласт на глубине 1754-1758,8 м является неоднородным. Значения ε колеблются в пределах 8-17 отн. единиц. Увеличения ε связаны с глинистыми пропластками в коллекторе.

Пласт 1764,0-1767,8 м также неоднороден, хотя и в меньшей степени, чем предыдущий. Пласт в интервале 1769,6-1778,0 практически однороден. По данным ВДК пласт нефтенасыщен в интервале 1769,6-1774,2 м, где ε = 8 ÷ 13 отн. единиц. На глубине 1774,2 м отмечается водонефтяной контакт, ниже которого ε повышается до 23 отн. единиц. При промышленных испытаниях в интервале 1769,6-1773,6 м получен приток нефти.

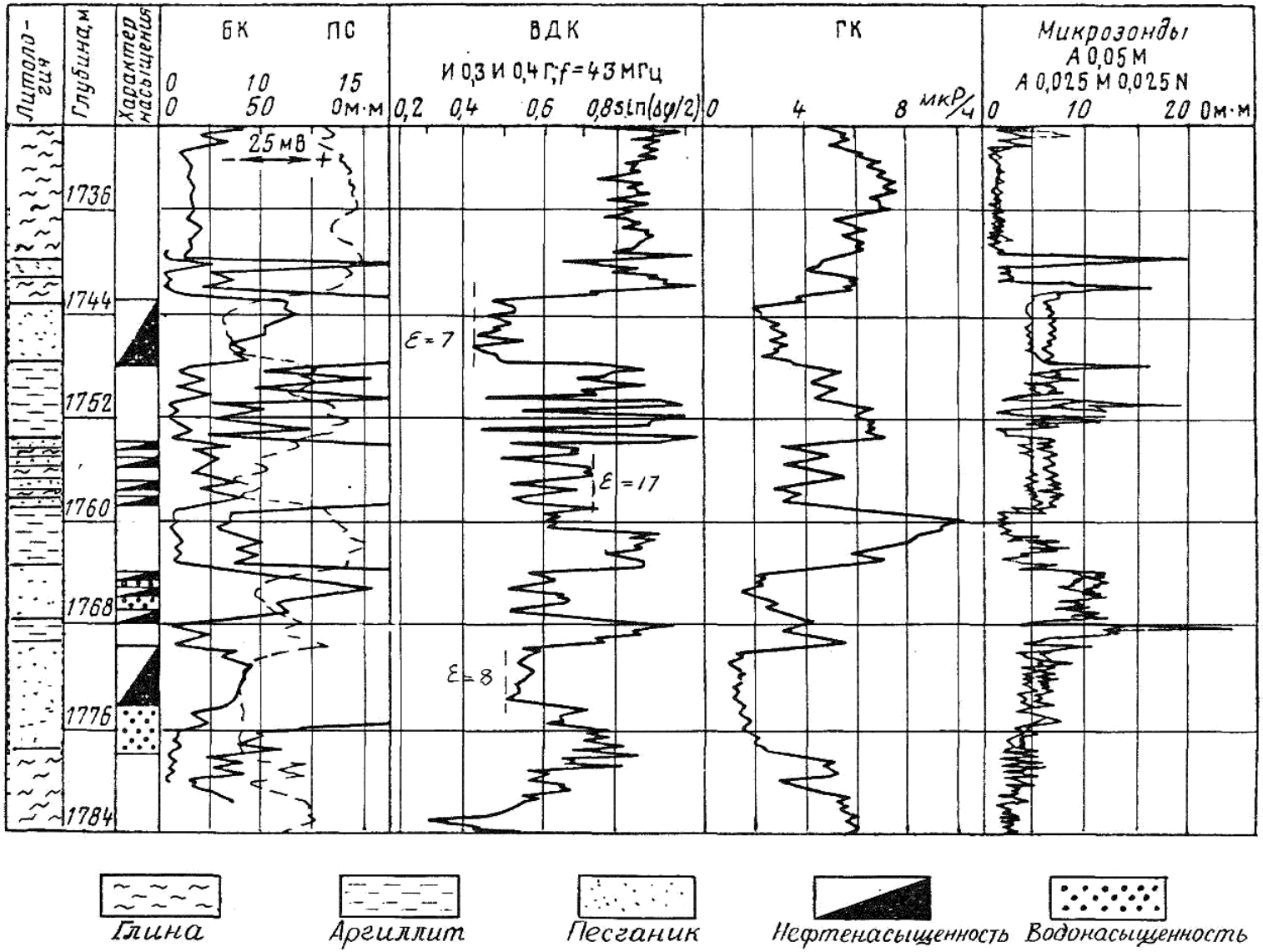

Рис. 8.12. Диаграммы волнового диэлектрического, стандартного электрического и гамма-каротажа. Ромашкинское месторождение. Миннибаевская площадь, скв. 10763. (По Д. С. Даеву)

Все пласты-коллекторы характеризуются также отрицательными аномалиями ПС до 50 мВ и положительными приращениями $\Delta\rho_к$ на диаграммах микрозондов. Ниже ВНК заметно уменьшение КС от 45 до 15 Ом·м.

Ограничение. Величину диэлектрической проницаемости невозможно определить в породах с удельным электрическим сопротивлением менее 3-4 Ом·м, так как в этом случае плотность токов проводимости намного превышает плотность токов смещения.

§ 3. Метод ВИКИЗ

ВИКИЗ расшифровывается как "высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование". Метод разработан в Институте геологии и геофизики Сибирского отделения РАН под руководством проф. Ю. Н. Антонова.

По своей сути ВИКИЗ является вариантом боковых каротажных зондирований (БКЗ) в индукционном исполнении. В методе используется принцип частотно-геометрического зондирования, в котором увеличение глубины исследований 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. $L \cdot \sqrt{f} = \text{const}_1$,
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 чем 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 – неизмененной части пласта.

Аппаратура ВИКИЗ

Аппаратура ВИКИЗ обеспечивает измерение разности фаз Δφ 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. 8.13 показано расположение генераторных и измерительных катушек в скважинном приборе ВИКИЗ, а в таблице 8.2 приведены частотно-геометрические характеристики всех зондов.

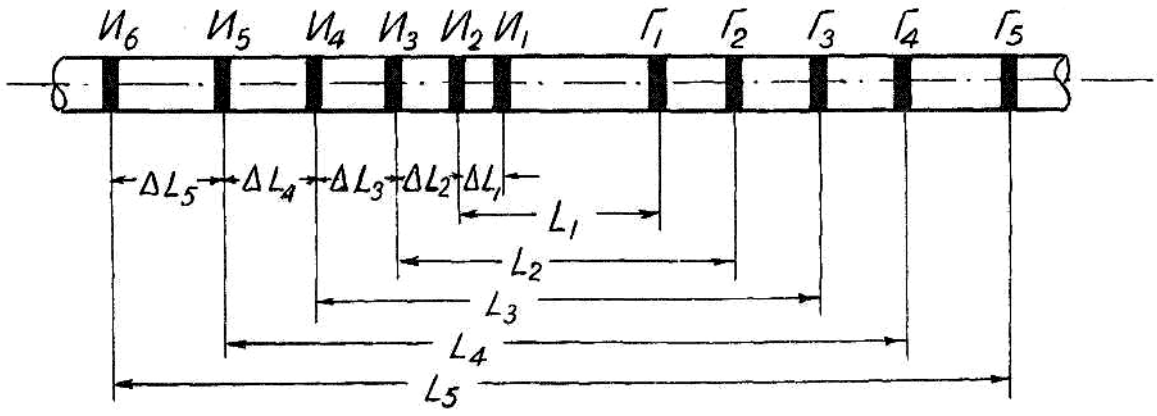

Рис. 8.13. Конструкция многокатушечного зонда ВИКИЗ

Таблица 8.2

Частотно-геометрические характеристики зондов ВИКИЗ

№ п/п	Символ зонда	Длина зонда, L, м	База зонда, ΔL, м	Частота, f, МГц
1.	$И_2 0{,}1 И_1 0{,}40 Г_1$	0,50	0,10	20,0
2.	$И_3 0{,}14 И_2 0{,}57 Г_2$	0,71	0,14	8,0
3.	$И_4 0{,}20 И_3 0{,}80 Г_3$	1,00	0,20	4,0
4.	$И_5 0{,}28 И_4 1{,}13 Г_4$	1,41	0,28	2,0
5.	$И_6 0{,}40 И_5 1{,}60 Г_5$	2,00	0,40	0,8

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

Интерпретация результатов ВИКИЗ

При интерпретации результатов ВИКИЗ выделяют в разрезе интервалы, где наблюдается расхождение диаграмм зондов разной длины с превышением показаний малых зондов над показаниями больших. Эти интервалы соответствуют пластам-коллекторам с повышающим проникновением бурового раствора.

Далее осредняют диаграмму каждого зонда в пределах пласта и строят кривую зондирования $\rho_к = f(L)$. Если пласты имеют достаточно большую мощность, и на результаты измерений мало влияют вмещающие породы, кривые получаются близкими к теоретическим.

Для теоретических расчетов используются цилиндрически слоистые модели (как для БКЗ).

Примеры кривых зондирования для пластов разной литологии приведены на рис. 8.14, *а-е*.

На рис. 8.14, *а* представлена кривая, полученная для нефтенасыщенного коллектора с повышающим проникновением без окаймляющей водной оторочи. Кажущееся сопротивление малого зонда приблизительно равно сопротивлению зоны проникновения ($\rho_к^{0,5} \approx \rho' = 20$ Ом·м), КС большого зонда приближается к сопротивлению неизмененной части пласта ($\rho_к^{2,0} \to \rho_{НГ} = 6{,}50$ Ом·м).

На рис. 8.14, *б* – аналогичная зависимость для нефтенасыщенного пласта, зона проникновения фильтрата в котором имеет водную оторочку. Кривая зондирования имеет явно выраженный минимум между КС 1-метрового и 0,5-метрового зондов. КС зонда 0,7 м соответствует сопротивлению водной оторочки. КС большого 2-метрового зонда характеризует сопротивление неизмененной части пласта $\rho_{НГ}$=6,50 Ом·м, а КС малого 0,5-метрового зонда – сопротивление зоны проникновения вблизи стенки скважины ρ'=14 Ом·м.

На рис. 8.14, *в* приведена кривая зондирования для водонасыщенного коллектора с повышающим проникновением. КС на ней уменьшается с увеличением длины зонда. Показания больших зондов различаются между собой ($\rho_к^{1,4} > \rho_к^{2,0}$), что свидетельствует о большом диаметре зоны проникновения; $\rho_{ВП} = 2{,}50$ Ом·м.

На рис. 8.14, *г* приведена кривая зондирования для газоносного пласта с понижающим проникновением бурового раствора. Сопротивление пласта $\rho_{НГ}$ = 60 Ом·м, зоны проникновения ρ' = 22 Ом·м.

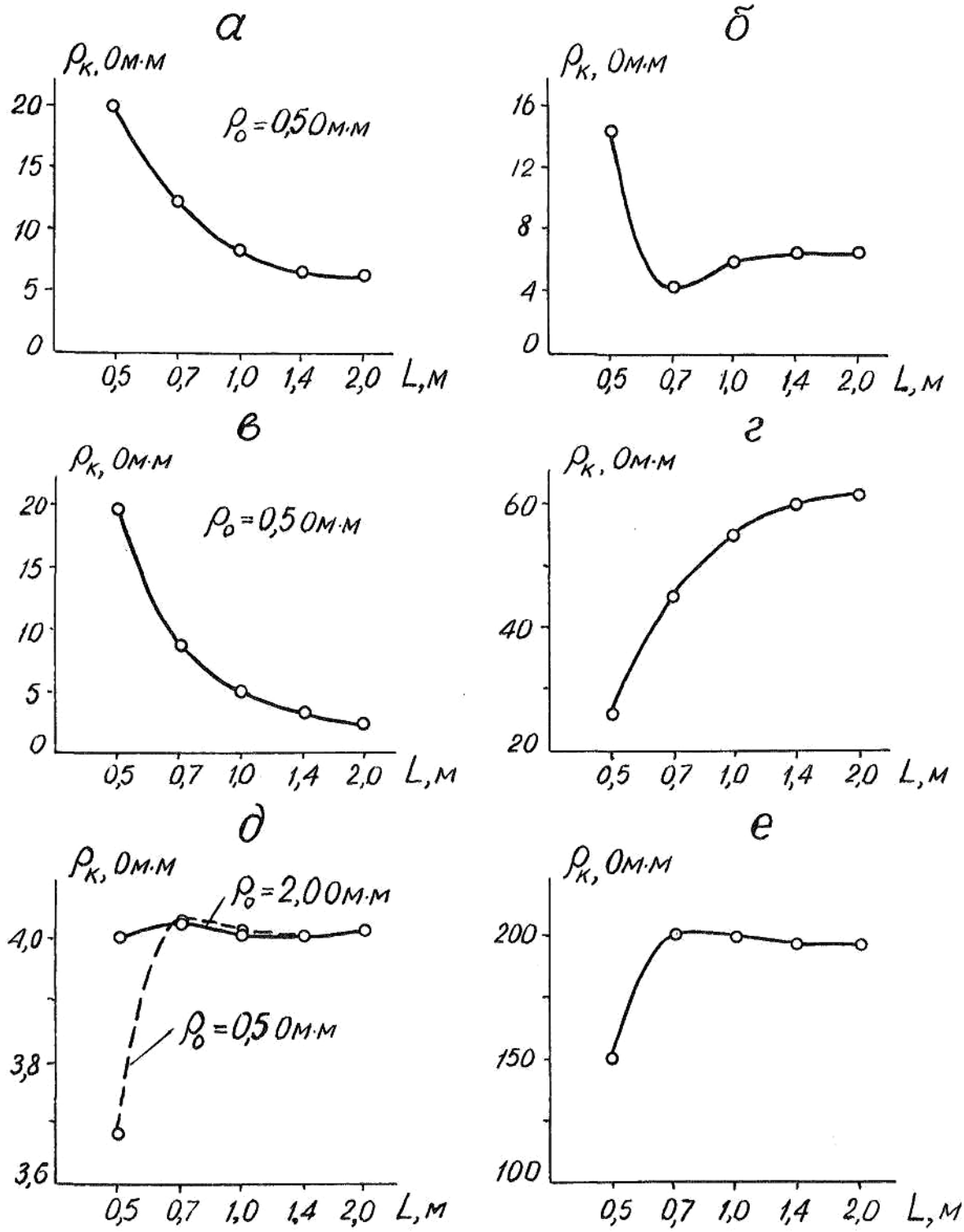

Рис. 8.14. Кривые индукционного зондирования над пластами различной литологии и разного насыщения:
а – нефтенасыщенный пласт с повышающим проникновением без водной оторочки; *б* – нефтенасыщенный пласт с повышающим проникновением и окаймляющей водной оторочкой; *в* – водонасыщенный пласт с повышающим проникновением бурового раствора; *г* – газонасыщенный пласт с понижающим проникновением; *д* – пласт глин; *е* – плотный, непроницаемый, высокоомный пласт

На рис. 8.14, *д* – кривая зондирования для пласта глин. Кривая $\rho_к = f(L)$ становится прямолинейной, начиная с зонда L = 0,7 м, на уровне невысоких показаний $\rho_{пл}$ = 4,0 Ом·м. Понижение КС на малом 0,5 м зонде при ρ_0 = 0,5 Ом·м объясняется неглубоким проникновением раствора в пласт в связи с техногенной трещиноватостью.

На рис. 8.14, *е* – кривая зондирования над уплотненным непроницаемым пластом. Показания на больших зондах, начиная с L = 0,7 м примерно одинаковы и идут на высоком уровне – они характеризуют УЭС этого пласта ($\rho_{пл}$ = 200 Ом·м). Уменьшение показаний на малом зонде L = 0,5 м объясняется влиянием скважины.

Для интерпретации результатов ВИКИЗ разработано программное обеспечение, которое посредством подбора кривых зондирования позволяет определить для каждой радиальной зоны, включая водную оторочку, ее УЭС и толщину (М. И. Эпов, Ю. Н. Антонов, 2000).

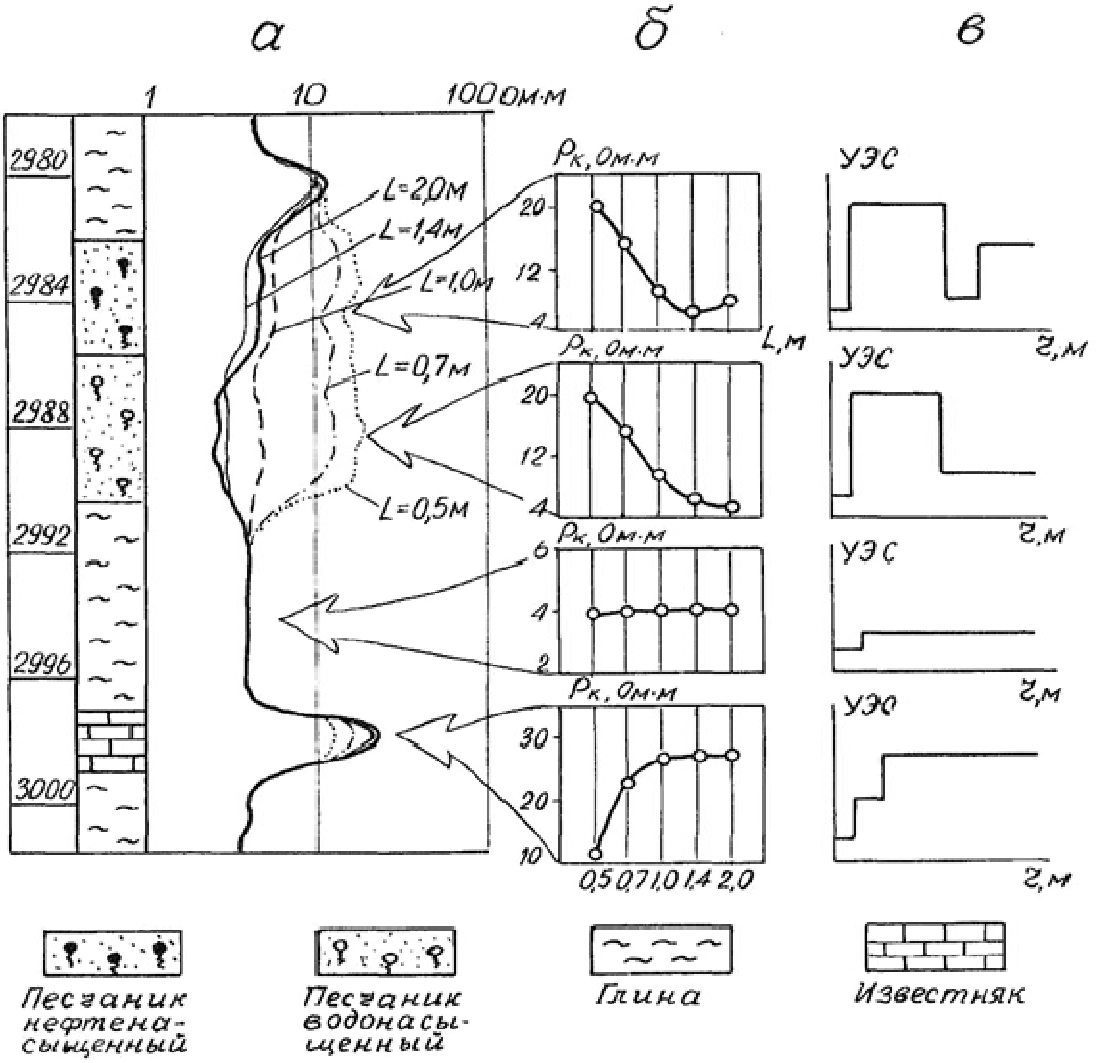

Рис. 8.15. Диаграммы ВИКИЗ (*а*), кривые зондирования (*б*) и результаты их машинной интерпретации (*в*) по одной из нефтеразведочных скважин

На рис. 8.15 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 метод ВИКИЗ являются наличие высокоомных пород и сочетание низкоомного бурового раствора ($\rho_0 < 0{,}01$ Ом·м) и его глубокого понижающего проникновения.

Контрольные вопросы

1. Почему в скважинах, заполненных раствором на нефтяной основе, не возможен каротаж обычными зондами КС?
2. Какова область применения индукционного низкочастотного каротажа ИК?
3. Какую роль в зонде ИК играют дополнительные фокусирующие катушки?
4. Что такое радиальный геометрический фактор зонда? Для каких целей используют графики q_r?
5. Что такое вертикальный геометрический фактор зонда? Для каких целей используют графики q_Z?
6. Каковы недостатки ИК на низких частотах?
7. Имеет ли смысл проводить НЧ ИК на карбонатном разрезе? Если нет, то почему?
8. В чем сходство и различие высокочастотных вариантов ИК-ВМП и ВДК?
9. Какие параметры горных пород определяются по результатам ВДК?
10. Какие геологические задачи решаются с помощью волнового метода проводимости ВМП и волнового диэлектрического каротажа ВДК?
11. В чем заключается физическая сущность метода ВИКИЗ?
12. Как понимается изопараметричность зондов ВИКИЗ?
13. Как изображаются результаты ВИКИЗ?
14. Какие задачи решаются с помощью метода ВИКИЗ?

Глава 9. Метод токового каротажа

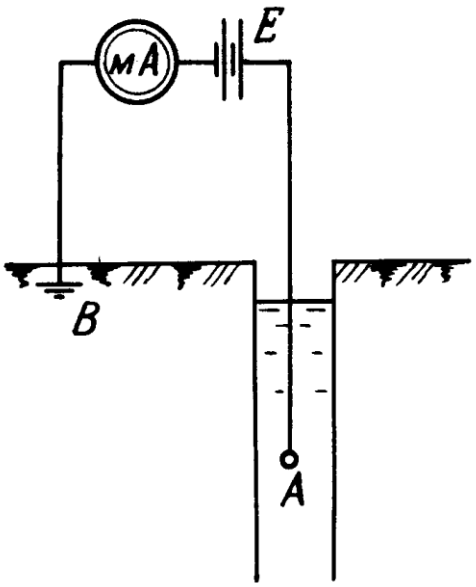

Рис. 9.1. Принципиальная схема токового каротажа

Токовый каротаж (ТК) является наиболее простым из методов, направленных на дифференциацию разрезов скважин по электрическому сопротивлению.

Принципиальная схема метода представлена на рис. 9.1. Изменение тока в цепи электродов *AB* определяется переменным сопротивлением электрода *A*, перемещаемого по скважине, а оно, в свою очередь, зависит от сопротивления горных пород, через которые он проходит (остальные сопротивления в цепи *AB* не меняются).

В тех случаях, когда сопротивление пород минимальное, а кривая КС идет по значениям, близким к 0, на диаграмме ТК фиксируются максимальные показания, на фоне которых хохорошо выделяются все подробности строения низкоомных зон.

Специально для детальных электрических исследований рудных зон в СССР был разработан вариант ТК, получивший название метода скользящих контактов (МСК). Основное отличие этого варианта, разработанного А. С. Семеновым (1907-1999) и О. К. Владимировым (1911-1980), – использование щеточного электрода, упругие проволочки которого касаются стенок скважины. Схема измерений с таким зондом и диаграмма МСК в сравнении с диаграммой КС приведены на рис. 9.2.

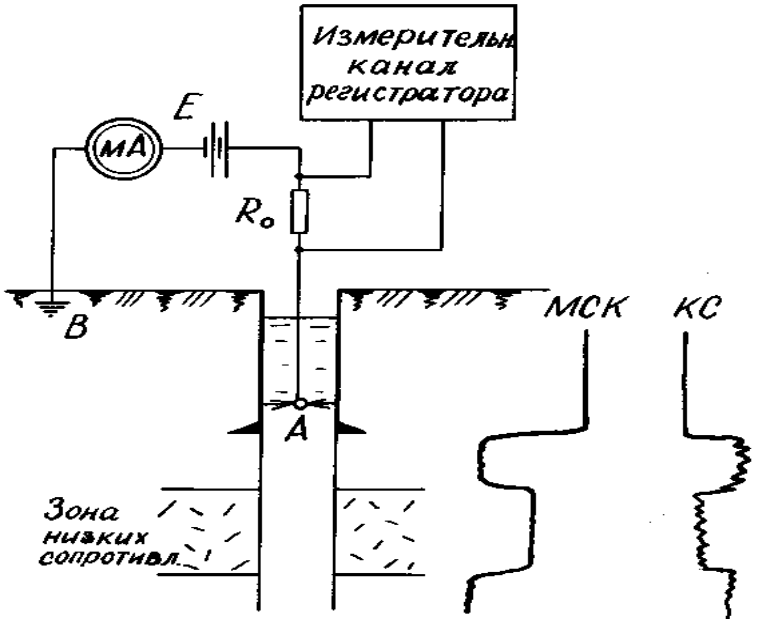

Рис. 9.2. Схема и результаты МСК

Преимуществом МСК является то, что с его помощью можно исследовать сухие скважины или обычные скважины в интервале выше уровня бурового раствора.

Для того, чтобы зависимость тока в цепи *AB* от сопротивления электрода *A* проявлялась наиболее отчетливо, все остальные сопротивления в токовой цепи стремятся свести к минимуму: исключают всякие нагрузочные резисторы, устраивают хорошее поверхностное заземление *B*, используют низкоомные подводящие провода.

Границы зон низкого сопротивления определяют по точкам резкого возрастания на кривых МСК.

На рис. 9.3 представлен пример типового комплекса каротажных диаграмм по скважине одного из медноникелевых месторождений Норильской группы.

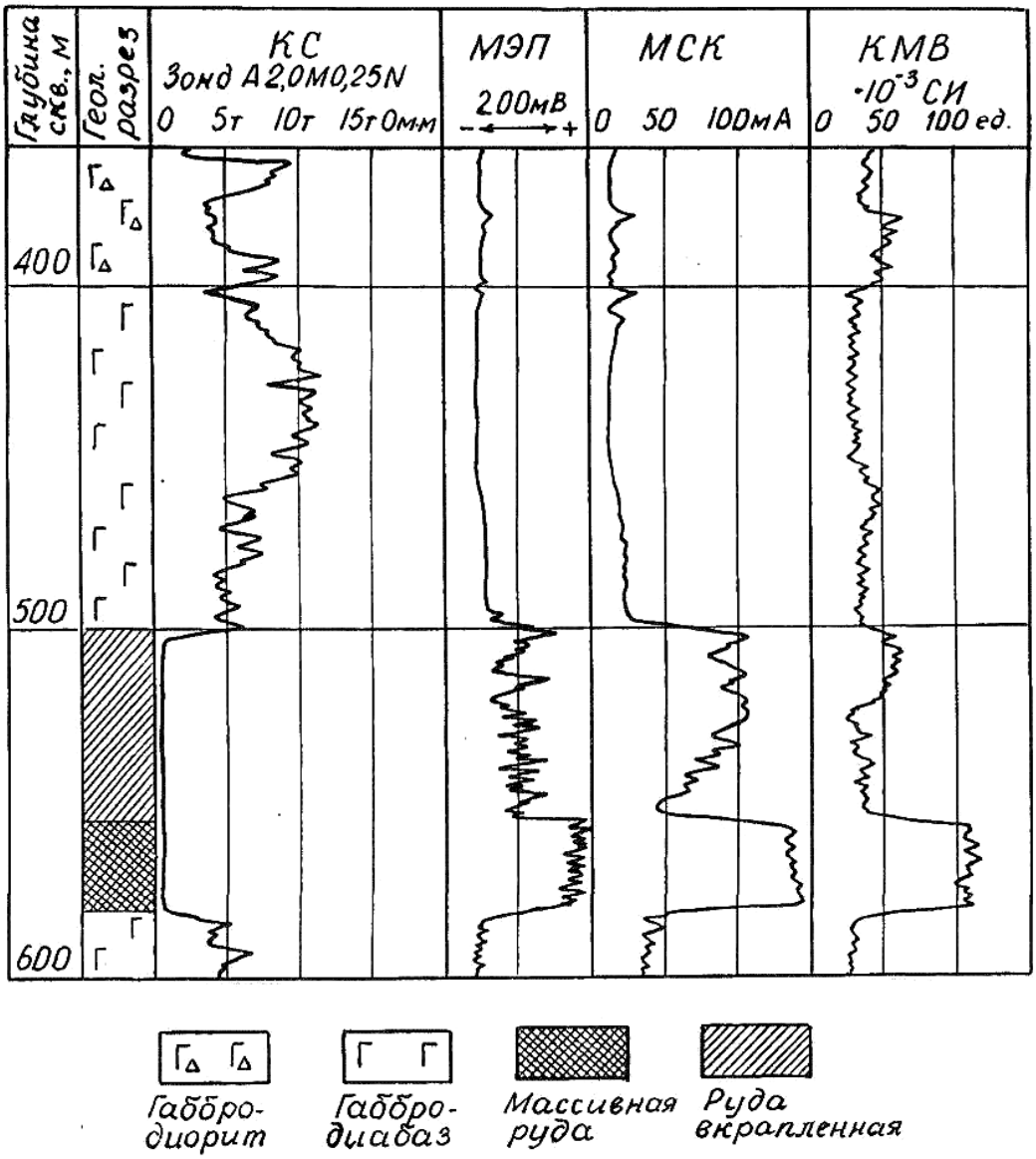

Рис. 9.3. Выделение медно-никелевых руд по каротажу на одном из месторождений Норильского типа (по Г. К. Зорину)

Руды залегают в габбродиабазах, темноцветные минералы в которых представлены оливином. Скважина пересекает рудную залежь на глубине от 500 до 580 м. Руды массивные и вкрапленные. На диаграмме КС всему рудному интервалу соответствует зона очень низких сопротивлений, в которой невозможно отличить массивные руды от вкрапленных.

Эта задача успешно решается с помощью метода МСК. На диаграмме МСК массивные руды (интервал 555-580 м) выделяются устойчивыми повышениями силы тока до 180 мА, а вкрапленные – сильно изрезанными участками диаграммы с увеличением силы тока до 45-100 мА (интервал 500-555 м).

Эти выводы подтверждаются диаграммой метода электродных потенциалов МЭП и кривой каротажа магнитной восприимчивости КМВ. Так как руды содержат ферромагнитный минерал пирротин, то вкрапленным рудам на диаграмме КМВ соответствуют аномалии магнитной восприимчивости до $60 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ, а сплошным – до $110 \cdot 10^{-3}$ ед. СИ. Из диаграммы КМВ также следует, что в интервале 520-555 м пирротиновая минерализация во вкрапленных рудах отсутствует.

Метод МСК не пригоден для углеразведочных скважин, поскольку на угольных пластах обычно образуются большие каверны, и концы щеточного электрода не достают до стенок скважин.

Специально для углеразведочных скважин разработан другой вариант ТК, называемый боковым токовым каротажем (БТК). Зонд БТК (рис. 9.4) состоит из центрального электрода A_0 длиной 2 см и 2 экранных электродов $A_{э1}$ и $A_{э2}$ по 75 см каждый, соединенных друг с другом накоротко. Электроды разделены изоляционными промежутками шириной 1-2 см. Электрод A_0 соединен с одним из экранных электродов через резистор $R_0 = 1$ Ом. К этому резистору и подключается регистрирующий прибор. Разность потенциалов, снимаемая с этого резистора, пропорциональна силе тока, стекающего с центрального электрода.

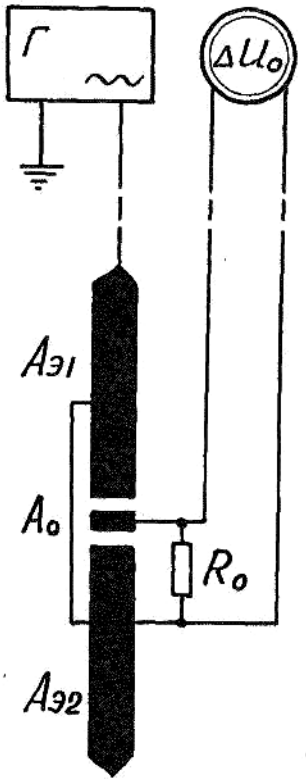

Рис. 9.4. Зонд бокового токового каротажа

Так как все электроды соединены практически накоротко, то потенциал их одинаков, и ток с электрода A_0 направляется перпендикулярно стенкам скважины. Тем самым уменьшается влияние диаметра скважины, промывочной жидкости и вмещающих пород.

Диаграммы БТК четко расчленяют разрез углеразведочных скважин и позволяют выделять в них угольные прослои мощностью 3-5 см.

На рис. 9.5 приведен пример типового комплекса каротажных диаграмм по углеразведочной скважине на месторождении Улуг-Хем. Пласты каменного угля мощностью от 1 м до 20 см залегают среди песчаников и алевролитов. На диаграммах КС, записанных потенциал-зондом длиной 0,1 м, угольные пласты выделяются повышениями кажущегося сопротивления до 1200 Ом·м на фоне 200-250 Ом·м над вмещающими породами.

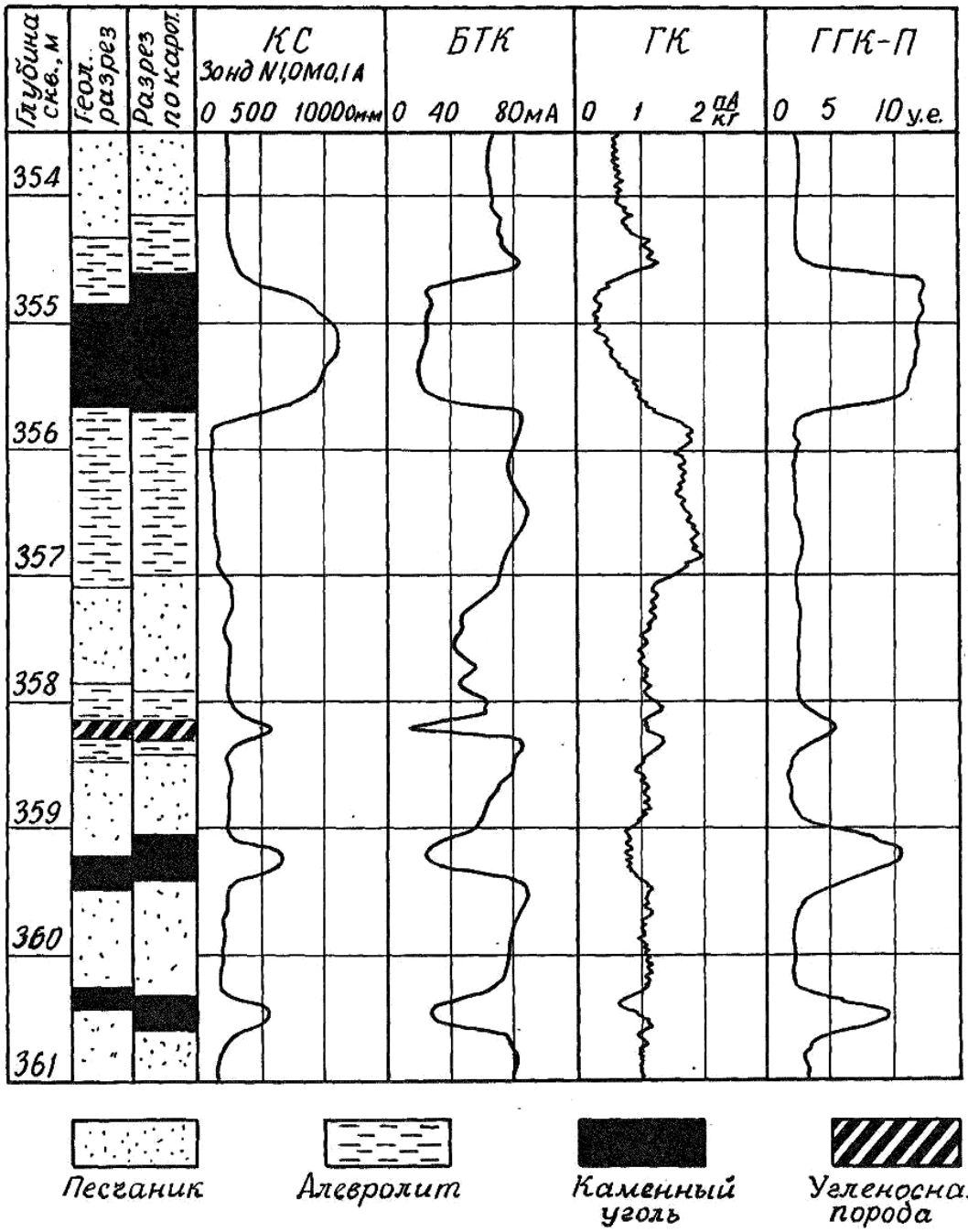

Рис. 9.5. Выделение пластов каменного угля в разрезе скважины по комплексу каротажных диаграмм на месторождении Улуг-Хем. Скважина № 728/1

Метод БТК выделяет угольные пласты четкими уменьшениями силы тока от 70-80 мА до 30-35 мА.

Прекрасно "отбивает" угольные пласты метод плотностного гамма-гамма каротажа, поскольку плотность углей около 1,7 г/см, а вмещающих пород – 2,4-2,7 г/см^3. На диаграммах ГГК-П углям соответствуют повышение интенсивности рассеянного γ-излучения, в 4-5 раз превышающие фон над вмещающими породами.

Результаты каротажа показывают, что мощность угольных пластов, определенная по керну, оказалась несколько заниженной: у верхнего пласта – 0,8 м вместо 1,07 м по каротажу, у среднего 0,25 м вместо 0,4 м и у нижнего – 0,17 м вместо 0,25 по каротажу.

Контрольные вопросы

1. В чем заключаются преимущества и недостатки токового каротажа?
2. Каким образом по диаграммам МСК определяют границы интервалов низкого сопротивления?
3. Почему метод МСК не применяют в углеразведочных скважинах?
4. Как определяют границы угольных пластов по диаграммам БТК?
5. Почему аномалии на кривых БТК имеют "обратный" вид по сравнению с диаграммами КС?

Глава 10. Методы электрохимической активности

§ 1. Метод потенциалов собственной поляризации. Общие сведения

Метод потенциалов собственной поляризации ПС аналогичен методу естественного поля в полевой электроразведке.

Сущность метода ПС заключается в измерении разности естественных электрических потенциалов между электродом *M*, перемещаемым по скважине, и неподвижным электродом *N* на поверхности (см. рис. 10.9).

Образование естественных электрических потенциалов в скважинах связано с физико-химическими процессами, протекающими на границе раздела между скважиной и горной породой и внутри горных пород.

По причинам, вызывающим их, потенциалы ПС делятся на: диффузионно-адсорбционные, фильтрационные и окислительно-восстановительные.

§ 2 Диффузионно-адсорбционные потенциалы

Потенциалы диффузионно-адсорбционной природы возникают вследствие различия в химическом составе и концентрации солей, растворенных в пластовых водах и буровом растворе. На контакте растворов разной концентрации (или состава) происходит диффузия ионов из более концентрированного раствора в менее концентрированный. Однако скорость диффузии неодинакова у разнополярных ионов: у катионов (+) она меньше, у анионов (-) – больше. Вследствие разности в подвижности через некоторое время в более слабом растворе накопится избыток отрицательных ионов, а в концентрированном – положительных, и эти растворы приобретут соответствующий заряд (рис. 10.1).

Разность потенциалов между двумя электролитами разной концентрации подчиняется уравнению В. Нернста (1864-1941):

$$E_{\text{д}} = \frac{RT}{n \cdot F} \cdot \frac{u - v}{u + v} \cdot \ln \frac{c_1}{c_2}, \qquad (10.1)$$

где R – универсальная газовая постоянная (R=8,314 Дж/К·моль); F – число Фарадея (F=96500 Кл/моль); T – абсолютная температура, К; n – валентность ионов в растворе; u – подвижность катионов; v – подвижность анионов; c_1, c_2 – концентрации контактирующих растворов.

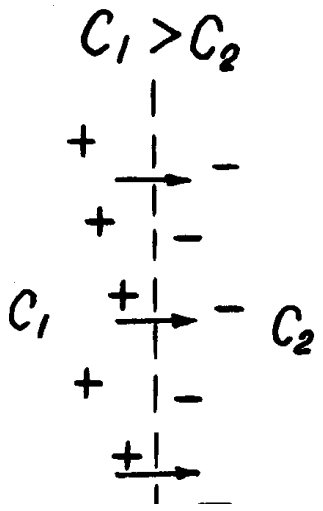

Рис. 10.1. Возникновение диффузионной ЭДС на контакте двух растворов разной концентрации

Нетрудно видеть, что при $T = \text{const}$ все параметры, стоящие перед знаком логарифма, дают постоянную величину, называемую ***коэффициентом диффузионных потенциалов***

$$E_{\text{д}} = 2{,}3\frac{RT}{nF} \cdot \frac{u - v}{u + v} \lg \frac{c_1}{c_2} = K_{\text{д}} \lg \frac{c_1}{c_2}. \qquad (10.2)$$

Формула Нернста (10.1) справедлива для сильно разбавленных растворов одной и той же соли.

В условиях скважин пластовую воду и буровой раствор можно считать (в первом приближении) растворами NaCl.

Посмотрим, какую величину будет иметь $K_{\text{д}}$ для этой соли. По справочным данным, абсолютная подвижность иона Na^+ при 20 °С u= 0, 00045 см/с, а иона Cl^- – v= 0, 00067 см/с.

Если подставить эти значения в выражение $K_{\text{д}}$, то будем иметь

$$K_{\text{д}} = 2{,}3\frac{RT}{nF} \cdot \frac{u - v}{u + v} = = 2{,}3\frac{8{,}314 \cdot 293}{96500 \cdot 1} \cdot \frac{0{,}00045 - 0{,}00067}{0{,}00045 + 0{,}00067} = -11{,}6 \text{ мВ}. \qquad (10.3)$$

Отсюда

$$E_{\text{д}} = -11{,}6 \lg \frac{c_1}{c_2} = -11{,}6 \lg \frac{\rho_2}{\rho_1} \quad \text{мВ}. \tag{10.4}$$

Для других солей $E_{\text{д}}$ будет иной, но такого же порядка.

С изменением температуры будет меняться и $K_{\text{д}}$:

$$K_{\text{д}}^{t} = K_{\text{д}}^{20} \frac{273 + t}{293}. \tag{10.5}$$

Если контакт растворов разной концентрации происходит не непосредственно, а через перегородку (мембрану) из горных пород, то потенциал в этом случае будет отличаться от потенциала Нернста из-за того, что мембрана (перегородка) обладает способностью задерживать (сорбировать) определенные ионы. Потенциал в этом случае называется ***мембранным*** или ***диффузионно-адсорбционным*** $E_{\text{да}}$.

Мембранный потенциал также пропорционален логарифму отношения концентраций контактирующих растворов, но коэффициент пропорциональности здесь иной – $K_{\text{да}}$, зависящий от адсорбционных свойств мембраны и отличающийся от $K_{\text{д}}$ как по величине, так и по знаку.

В условиях буровой скважины один контактирующий раствор (ρ_1) представляет собой пластовую воду, сопротивление которой обозначается $\rho_{\text{в}}$, другой раствор (ρ_2) – это фильтрат бурового раствора с сопротивлением $\rho_{\text{фил}}$. Таким образом, для диффузионно-адсорбционного потенциала можно записать:

$$E_{\text{ДА}} = K_{\text{ДА}} \lg \frac{c_1}{c_2} = K_{\text{ДА}} \lg \frac{\rho_2}{\rho_1} = K_{\text{ДА}} \lg \frac{\rho_{\text{фил}}}{\rho_{\text{в}}}. \tag{10.6}$$

На границе двух пластов с разными диффузионно-адсорбционными свойствами будет наблюдаться разность потенциалов:

$$\Delta E = E_{\text{да}_1} - E_{\text{да}_2} = (K_{\text{да}_1} - K_{\text{да}_2}) \cdot \lg \frac{\rho_{\text{фил}}}{\rho_{\text{в}}} = K_{\text{пс}} \cdot \lg \frac{\rho_{\text{фил}}}{\rho_{\text{в}}}. \tag{10.7}$$

Наибольшей величины разность диффузионно-адсорбционных потенциалов достигает на границе пород с минимальной и максимальной адсорбционной активностью, т. е. на границе чистых кварцевых песчаников и тонкодисперсных глин.

Для чистых кварцевых песков и песчаников, обладающих нулевой адсорбционной активностью, $K_{\text{да}} = K_{\text{д}} = -11{,}6$ мВ (при t = 20 °С), для тонкодисперсных глин, имеющих максимальную адсорбционную активность, $K_{\text{да}} = K_{\text{да}}^{\max} = +58$ мВ.

$$\Delta E^{\max} = E_{\text{д}} - E_{\text{да}}^{\max} = -11{,}6 \lg \frac{\rho_{\text{фил}}}{\rho_{\text{в}}} - 58 \lg \frac{\rho_{\text{фил}}}{\rho_{\text{в}}} = -69{,}6 \lg \frac{\rho_{\text{фил}}}{\rho_{\text{в}}} \text{ (мВ)}. \quad (10.8)$$

Таким образом, максимальное значение коэффициента $K_{\text{пс}} \approx 70$ мВ. Для алевролитов, глинистых песчаников это значение меньше; в общем случае при 20 °С $K_{\text{пс}}$ может принимать значения от 0 до -70 мВ.

Рассмотрим такой пример для условий скважины, когда наблюдается типичное соотношение между минерализацией бурового раствора c_0 и пластовых вод $c_{\text{в}}$, а именно, $c_0 < c_{\text{в}}$ (рис. 10.2).

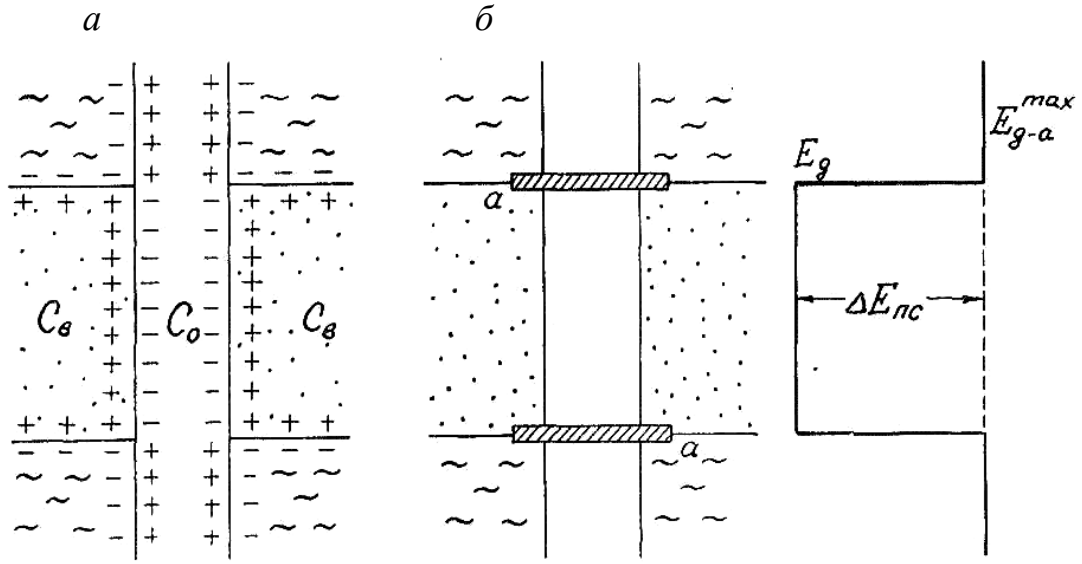

Рис. 10.2. Возникновение диффузионно-адсорбционной ЭДС в скважине при "прямом" поле ($c_0 < c_{\text{в}}$)

Песчаный пласт не оказывает влияния на процесс диффузии и на движение ионов. Против песчаного пласта менее концентрированный буровой раствор заряжается отрицательно, песчаник, насыщенный соленой пластовой водой, – положительно. Далее, вместо того, чтобы учитывать два других контакта (песчаник - глина и глина - буровой раствор) будем считать, что имеет место контакт пластовой воды с буровым раствором через глину, которая играет роль мембраны. Поскольку глина не пропускает анионы (-) и пропускает катионы (+), то очень скоро раствор меньшей концентрации заряжается положительно по отношению к более концентрированному. Таким образом, раствор в скважине против глин приобретает положительный заряд, против песчаников – отрицательный. Такое распределение знаков ПС, наблюдающееся при условии $c_0 < c_{\text{в}}$, носит название "***прямого поля***" ПС.

При обратном соотношении $c_0 > c_{\text{в}}$ имеет место "***обратное поле***" ПС, когда глины в скважине выделяются отрицательными, а песчаники – положительными потенциалами.

Обратное поле ПС встречается довольно редко, потому что пластовые воды нефтяных месторождений, залегающих на довольно большой глубине, где температура повышена, как правило, имеют и повышенную минерализацию; буровой же раствор приготавливают на основе воды из поверхностных источников (озер, рек) и его минерализация невелика $c_0 < c_в$. Обратное поле ПС может иметь место при бурении скважин в засушливых районах, когда для приготовления бурового раствора приходится использовать солоноватую воду местных источников, а подземная вода – пресная ($c_0 > c_в$).

Если изолировать при помощи перегородок из непроводящего материала участок столба бурового раствора против пласта-коллектора так, как это показано на рис. 10.2, *б*, то между пластом и вмещающими его глинами будет зарегистрировано "статическое" значение амплитуды потенциала собственной поляризации $\Delta E_{пс}$, график которой приведен рядом.

В реальных условиях таких перегородок нет, и всегда существует циркуляция токов ПС $i_{пс}$ в скважине, замыкающихся через сопротивление самой скважины $R_с$, пласта $R_{пл}$ и вмещающих пород $R_{вм}$ (рис. 10.3). По этой причине наблюденная амплитуда $\Delta U_{пс}$ составляет лишь часть "статической" и равна падению напряжения на участке цепи, образованном скважиной, $R_с$.

$$\Delta U_{пс} = i_{пс} \cdot R_с = \Delta E_{пс} - i_{пс}(R_{пл} + R_{вм}). \qquad (10.9)$$

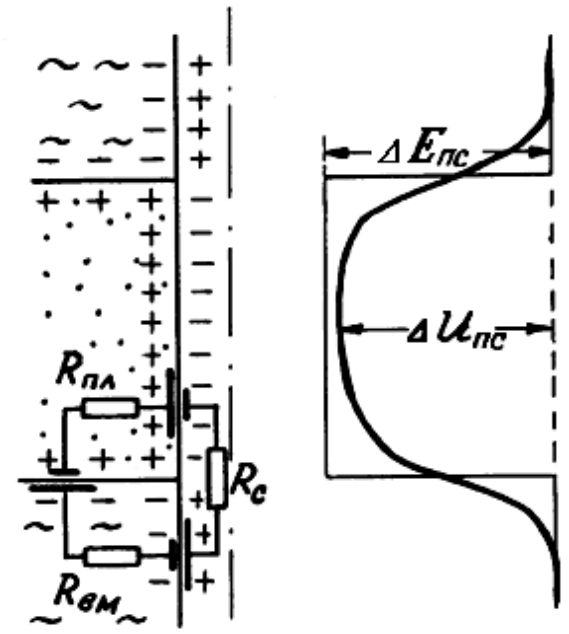

Рис. 10.3. Схема, поясняющая отличие измеряемой разности потенциалов $\Delta U_{пс}$ от статической амплитуды ПС $\Delta E_{пс}$

Так как сечение проводника $R_с$ много меньше, чем сечения в пласте и вмещающих породах, то $R_с > R_{пл}$ и $R_с > R_{вм}$. Если мощность пластов песчаников и глин очень велика, то сечение проводников $R_{пл}$ и $R_{вм}$ неограничено, и при $h \to \infty$, $R_{пл} \to 0$ и $R_{вм} \to 0$; поэтому $\Delta U_{пс} \approx \Delta E_{пс}$. Если мощность пласта невелика, вблизи второй границы пласта также протекает ток $i_{пс}$, и

сечение проводника $R_{пл}$ будет ограничено лишь половиной мощности пласта, и падением напряжения на участке пласт – вмещающие породы уже нельзя будет пренебречь, особенно, если пласт имеет высокое сопротивление. Следовательно, для пластов ограниченной мощности

$$\Delta U_{пс} < \Delta E_{пс} \qquad \text{или} \qquad \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta E_{пс}} = \beta < 1. \tag{10.10}$$

где β – ***коэффициент снижения амплитуды*** или ***коэффициент учета мощности.***

Задача о распределении потенциала $\Delta U_{пс}$ по оси скважины решена теоретически и на сеточных моделях. Рассчитаны теоретические кривые ПС и номограммы для определения β. Такая номограмма приведена на рис. 10.4.

Наличие зоны проникновения бурового раствора уменьшает амплитуду наблюденной $\Delta U_{пс}$, так как в какой-то мере эквивалентно увеличению диаметра скважины d и уменьшению отношения h/d. Изменение аномалии ПС, связанное с расширением зоны проникновения, показано на рис. 10.5.

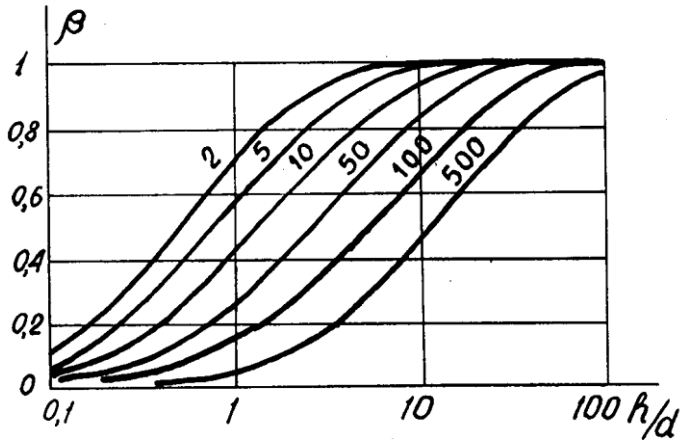

Рис. 10.4. Коэффициенты учета мощности пластов $\beta = \dfrac{\Delta U_{пс}}{\Delta E_{пс}}$. Шифр кривых $\dfrac{\rho_{пл}}{\rho_0}$

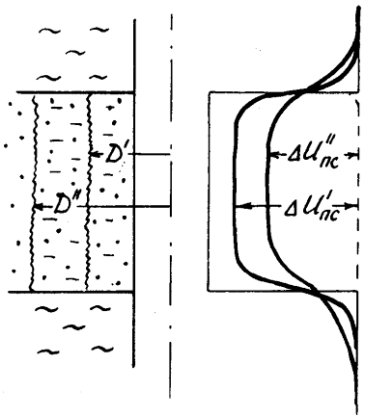

Рис. 10.5. Влияние зоны проникновения бурового раствора на величину аномалии ПС

По результатам интерпретации диффузионно-адсорбционных ПС можно не только определить границы пластов с различными диффузионно-адсорбционными свойствами, но и определять сопротивление и минерализацию пластовых вод – а это важная задача для нефтяной и даже рудной геологии.

§ 3. Фильтрационные потенциалы

Фильтрационные потенциалы или потенциалы течения наблюдаются при фильтрации бурового раствора из скважины в пласт или, наоборот, пластовых вод из пласта в скважину (в зависимости от соотношения давлений в пласте и скважине).

Потенциалы течения возникают в связи с адсорбцией ионов поверхностью частиц, слагающих горную породу. Вследствие преобладающей адсорбции ионов одного знака в направлении движения жидкости образуется недостаток этих ионов, и на концах канала (капилляра) возникает разность потенциалов (рис. 10.6).

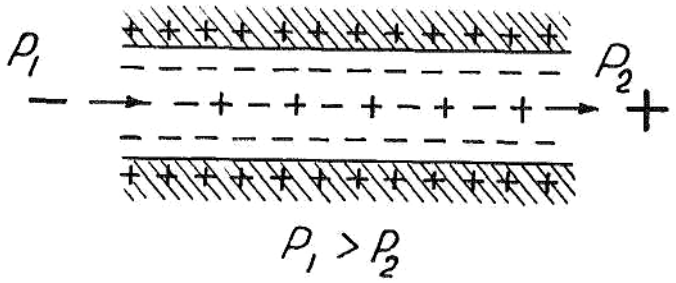

Рис. 10.6. Схема возникновения фильтрационных потенциалов

В большинстве случаев стенки капилляров в горных породах сорбируют отрицательные ионы, поэтому фильтрационный потенциал имеет отрицательный знак со стороны избыточного давления, т. е. со стороны скважины, так как современные технологии бурения предусматривают превышение давления в скважине над давлением в пласте.

Математическое обоснование теории фильтрационных потенциалов было дано Г. Гельмгольцем (1821-1894), поэтому потенциалы течения называются еще и потенциалами Гельмгольца. По Гельмгольцу:

$$E_{\text{ф}} = \frac{\varepsilon\rho\xi}{4\pi\mu} \cdot \Delta p, \qquad (10.11)$$

где Δp - перепад давлений; μ - вязкость раствора; ε - диэлектрическая проницаемость; ρ - УЭС раствора; ξ - электрокинетический или ξ-потенциал.

ξ-потенциал представляет собой разность потенциалов между неподвижным слоем ионов в капилляре и подвижным раствором (рис. 10.7), ξ-потенциал может быть как положительным, так и отрицательным.

Формула (10.11) справедлива для пористой среды, средний эффективный радиус капилляров которой существенно превышает толщину двойного электрического слоя у стенки капилляра.

Знак фильтрационной разности потенциалов определяется знаком ξ-потенциала и направлением фильтрации.

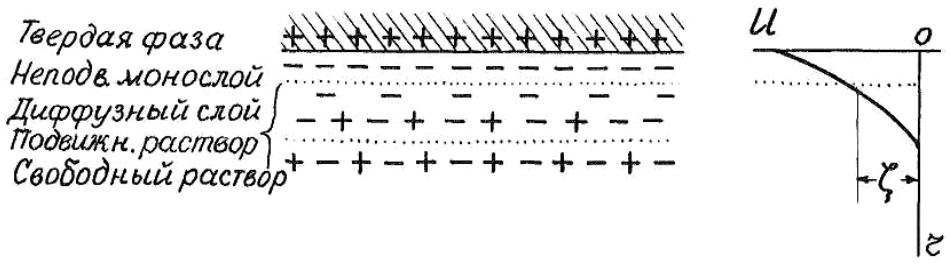

Рис. 10.7. Электрокинетический потенциал

Наблюдения, проведенные в реальных скважинах, показывают, что потенциалы течения неточно подчиняются формуле (10.11). При прочих равных условиях $E_ф$ оказываются зависящими еще от проницаемости пород, т. е. от формы и размеров капилляров, по которым фильтруется раствор.

Профессор В. Н. Дахнов (1905-1984) считает, что различие между практическими и теоретическими значениями $E_ф$ связано с наличием застойной жидкости во впадинах (расширениях) капилляров, из-за чего проводящее сечение электрического тока больше, чем сечение фильтрующейся жидкости.

Фильтрационные потенциалы в скважинах невелики и составляют обычно 4-5, реже 10 мВ. Для сравнения – фильтрационные потенциалы, наблюдаемые в полевой электроразведке, достигают иногда нескольких вольт.

Несмотря на небольшую величину, фильтрационные потенциалы могут быть использованы на практике для определения пластовых давлений.

В формуле (10.11) все параметры, стоящие перед Δp, являются величинами постоянными, а

$$\Delta p = p_{скв} - p_{пл}, \qquad (10.12)$$

где $p_{скв}$ – гидростатическое давление в скважине, которое легко может быть вычислено по высоте столба жидкости над пластом; $p_{пл}$ – давление в пласте.

Таким образом,

$$E_ф = K_ф(p_{скв} - p_{пл}). \qquad (10.13)$$

Измерив разность фильтрационных потенциалов в скважине, меняют гидростатическое давление, откачав или, наоборот, долив какое-то количество раствора. Снова измеряют фильтрационный потенциал

$$E'_ф = K_ф(p'_{скв} - p_{пл}). \qquad (10.14)$$

Уравнения (10.13) и (10.14) образуют систему с двумя неизвестными $K_ф$ и $p_{пл}$, которую несложно решить и определить $p_{пл}$.

§ 4. Окислительно-восстановительные потенциалы

Окислительно-восстановительные потенциалы наблюдаются при окислительно-восстановительных реакциях, в результате которых окисляющаяся среда, отдавая электроны, приобретает положительный заряд, а восстанавливающая, присоединяя электроны – отрицательный.

Разность этих потенциалов удовлетворяет уравнению:

$$E_{\text{ОВ}} = \frac{RT}{nF} \ln K \frac{c'}{c''} \ , \qquad (10.15)$$

где K – константа равновесия реакции, протекающей в окислительно-восстановительной среде; c' и c'' – концентрации веществ, находящихся в высшей и низшей степени окисления.

Большие значения $E_{\text{ОВ}}$ наблюдаются в зонах сульфидной минерализации в результате окисления рудных минералов кислородом воздуха или растворенным в подземных водах (и буровом растворе).

Примером может служить реакция окисления пирита:

$$2FeS_2 + 7O_2 + 2H_2O = 2FeSO_4 + 2H_2SO_4 .$$

Катионы Fe^{2+} избирательно сорбируются на поверхности пирита, заряжая его положительно, а воды, насыщающие породу, за счет анионов SO_4^{2-} приобретают отрицательный заряд.

$E_{\text{ОВ}}$ над рудными подсечениями в скважинах может достигать 300-400 мВ. Такая большая величина объясняется не только интенсивностью окислительно-восстановительных процессов, но и низким сопротивлением рудных тел электрическому току.

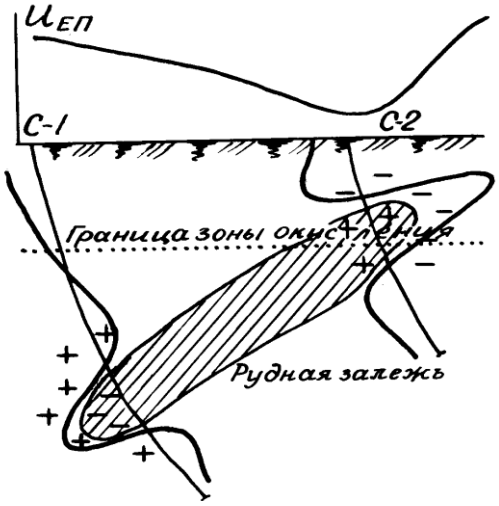

Рис. 10.8. Возникновение окислительно-восстановительных потенциалов ПС над рудной залежью

Аналогичные поля наблюдаются над углистыми сланцами, ископаемыми углями, графитом. Причиной их возникновения является окисление не только углей, но и вкраплений сульфидных минералов.

Окислительно-восстановительные поля распространяются на десятки метров от рудных тел или угольных пластов. В скважинах, пересекающих рудные залежи в зоне восстановления, полярность аномалий естественного поля может иметь обратный знак (рис. 10.8).

Интенсивные аномалии ПС наблюдаются также над обсадными трубами.

В общем случае аномалии ПС в скважинах могут быть обязаны действию не одной, а сразу нескольких причин. Например, на песчано-глинистых разрезах проявляются и диффузионно-адсорбционные, и фильтрационные процессы, а на бурых углях – и диффузионно-адсорбционные, и фильтрационные, и окислительно-восстановительные.

§ 5. Схема записи диаграмм ПС

Схема регистрации ПС приведена на рис. 10.9. Она крайне проста и содержит только два приемных электрода и измерительный канал регистратора. Дополнительно в схему вводят градуированный компенсатор поляризации ГКП, с помощью которого устанавливают масштаб записи и выводят блик гальванометра фоторегистратора на середину диаграммной ленты перед началом записи. Масштаб *n* диаграммы ПС равен постоянной измерительного канала по напряжению *m*, мВ/см.

Его устанавливают, подавая в измерительную цепь известную разность потенциалов с ГКП и добиваясь необходимого отклонения блика гальванометра посредством изменения чувствительности измерительного канала. Масштаб диаграммы ПС указывают в виде двунаправленной стрелки длиной 1 или 2 см, над которой подписывают количество мВ, приходящиеся на этот отрезок. Знаками "+" и "–" показывают направление увеличения и уменьшения разности потенциалов ПС.

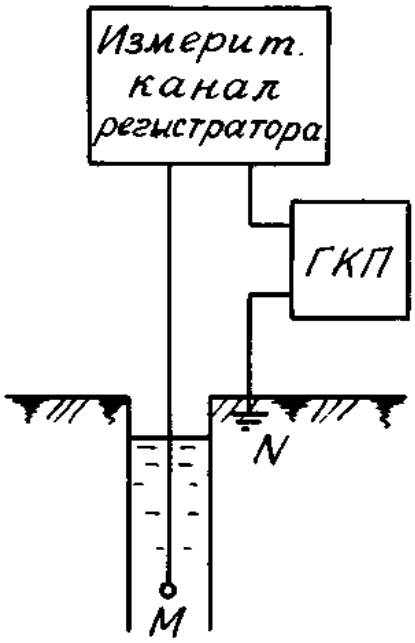

Рис. 10.9. Схема регистрации диаграмм ПС

Интересно отметить, что, несмотря на крайнюю простоту схемы, метод ПС появился на два года позднее метода КС, в 1929 году. До этого потенциалы ПС рассматривались только как помеха при записи КС и от них стремились избавиться, применяя компенсаторы поляризации при поточечной записи КС и пульсаторы при непрерывной. И только позднее было замечено, что если эту помеху регистрировать, то можно получить дополнительную информацию. С тех пор метод ПС стал применяться вместе с методом КС, причем была разработана аппаратура, позволяющая одновременно записывать обе диаграммы. Комплекс КС+ПС получил название ***стандартного электрического каротажа***.

§ 6. Помехи при записи диаграмм ПС

Простота электрической схемы ПС является, с одной стороны, достоинством метода, а с другой – недостатком. Недостаток проявляется в том, что вход регистратора в схеме ПС открыт для разнообразных помех. По физической природе выделяют следующие виды этих помех: поляризация электродов, потенциалы гальванокоррозии, потенциалы трибополяризации, потенциалы осаждения и потенциалы блуждающих токов.

Поляризация электродов создает помеху при записи ПС в случае, если электродный потенциал одного из электродов (или обоих) подвергается изменениям в процессе каротажа. Такие изменения бывают связаны с изменением состояния поверхности электрода в результате отложения на нем какой-либо соли или смены состава окислов (С. Г. Комаров, 1973). Чаще всего это случается при переходе электрода в раствор иного состава, чем тот, в котором он был ранее.

Изменение электродных потенциалов приводит к постепенному смещению кривой ПС в ту или другую сторону.

Во избежание помех электродной поляризации электроды для записи ПС изготавливают из свинца, так как в кислородосодержащей среде он покрывается пленкой окисла PbO и по сравнению с другими металлами дает наиболее устойчивый электродный потенциал.

Если этой меры недостаточно, используют неполяризующиеся электроды. Такой электрод состоит из свинца, закрытого брезентовой оболочкой. Пространство между свинцовым электродом и оболочкой заполняют солью KCl. При помещении такого электрода в жидкость между электродом и оболочкой образуется насыщенный раствор KCl, а на поверхности свинца откладывается слой соли $PbCl_2$, что обеспечивает постоянство электродного потенциала.

Потенциалы гальванокоррозии проявляются при использовании грузов, состоящих из разных металлов, (например, свинцового груза с железным креплением к зонду). В растворе такой груз представляет собой один или несколько гальванических элементов, цепь которых замыкается через буровой раствор, создавая на электроде *M* потенциал, пропорциональный сопротивлению среды: $U = \frac{\rho_K I}{4\pi} \cdot \frac{1}{R}$ (*R* – расстояние электрода *M* от груза).

При наличии потенциалов гальванокоррозии диаграмма ПС прямо или зеркально повторяет диаграмму КС (рис. 10.10). При этом аномалии ПС смещаются относительно аномалий КС на расстояние, равное *MO* в масштабе диаграммы.

Помехи такого же происхождения возникают и в случае, если в зумпфе, где установлен поверхностный электрод *N*, имеются другие металлы.

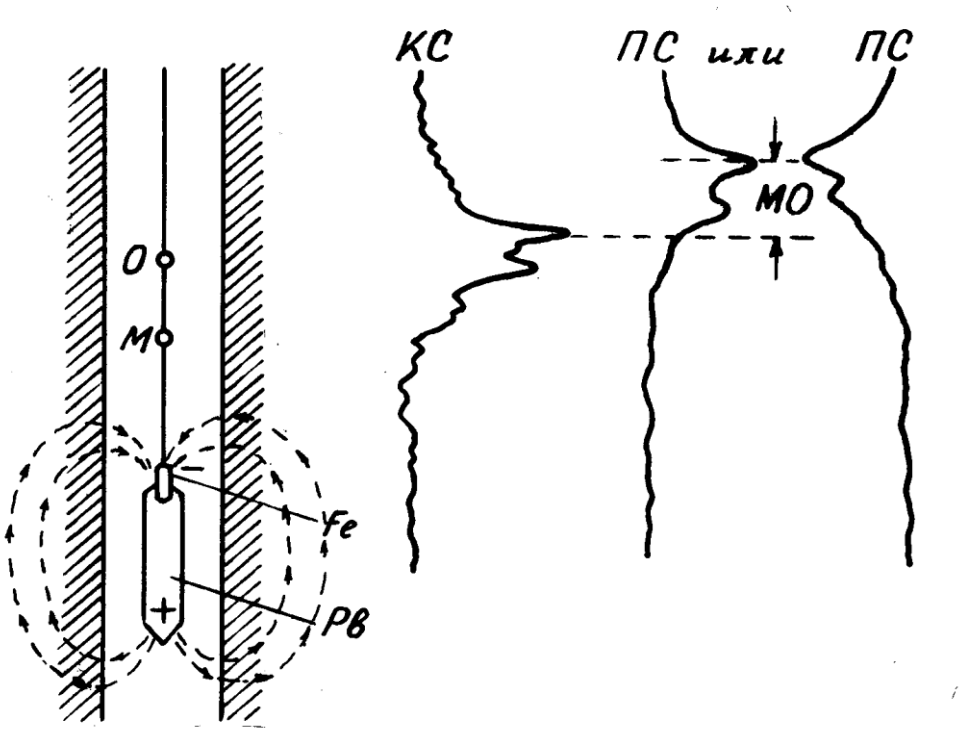

Рис. 10.10. Возникновение потенциалов гальванокоррозии и их проявление на диаграммах ПС

Кривые ПС, записанные с помехой гальванокоррозии, считаются браком.

Для исключения этих помех можно использовать следующие меры: применять грузы, состоящие из одного металла; изолировать груз от раствора с помощью полихлорвиниловой изоленты или параленты; увеличить расстояние от электрода *М* до груза (по технической инструкции оно должно быть не менее 1,5 м); поменять положение поверхностного электрода.

Потенциалы трибополяризации (потенциалы движения) возникают при движении электродов в буровом растворе. По мнению проф. В. Н. Дахнова, при движении нарушается двойной электрический слой на поверхности металлического электрода, в результате чего меняется и его электродный потенциал. Подтверждением такого объяснения может служить тот факт, что потенциалы движения не проявляются, если металлический электрод закрыть матерчатой оболочкой.

При движении с постоянной скоростью изменение электродного потенциала достаточно стабильное, но могут наблюдаться и "броски" кривой, например, при неаккуратной укладке кабеля на лебедке и соскальзывании одного витка с другого. При остановке зонда потенциал электрода *М* мгновенно повышается.

От потенциалов трибополяризации легко избавиться, надев на электрод матерчатый чехол, однако вряд ли это стоит делать, так как потенциалы трибополяризации дают дополнительную информацию. Как видно по рис. 10.11,

благодаря им на диаграммах ПС отчетливо фиксируется момент отрыва зонда от забоя и все остановки зонда.

В технике известно использование явления трибополяризации для измерения скорости движения жидкости.

Потенциалы осаждения (седиментационные) возникают только при использовании некачественного бурового раствора в процессе бурения. Такой раствор не удерживает в себе шлам – мелкие частицы разрушенной породы, и они, осаждаясь на забой, избирательно сорбируют ионы одного знака (анионы). В результате от забоя к устью наблюдается повышение потенциала ПС, достигающее иногда нескольких вольт (рис. 10.12). Выделить аномалии, связанные с изменением литологии разреза на фоне такой помехи, практически невозможно.

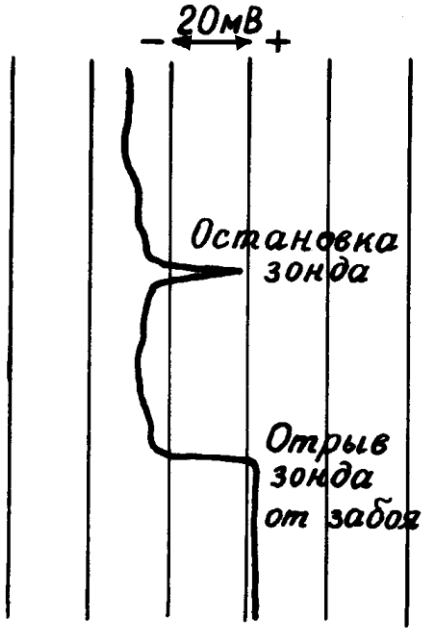

Рис. 10.11. Проявление помех от трибополяризации на диаграмме ПС

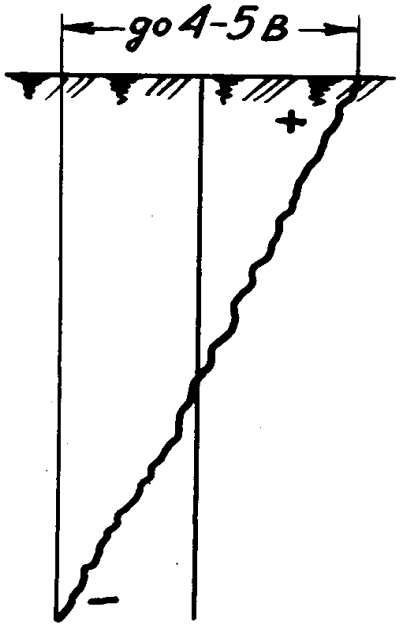

Рис. 10.12. Потенциалы осаждения на диаграмме ПС

Для устранения влияния седиментационных потенциалов скважину перед каротажем необходимо промыть кондиционным буровым раствором или чистой водой.

Потенциалы блуждающих и теллурических токов. Теллурические токи имеют естественное происхождение, они являются частью общего электромагнитного поля Земли.

Блуждающие токи имеют промышленное происхождение. Они существуют в окрестностях энергетических установок, горных предприятий, рель-

сов электротранспорта и пр. Блуждающие токи распространяются на десятки километров от источника.

При записи ПС теллурические и блуждающие токи создают помехи, амплитуда которых пропорциональна плотности этих токов в данный момент, среднему УЭС среды между электродами M и N и расстоянию между ними. Эти помехи искажают диаграммы ПС, а иногда и не дают возможности их записать – при неподвижном зонде показания регистрирующего прибора непрерывно меняются, блик гальванометра "бродит" по диаграмме.

Одна из основных мер по устранению помех блуждающих токов – это выбор времени, когда они имеют наименьшую интенсивность, например, работа в выходные дни или ночные часы, или в интервалы времени между электричками. Кроме того, влияние этих помех можно исключить, записывая градиент потенциала ПС или применяя специальные зонды.

При записи градиента ПС (рис. 10.13, *а*) помеха минимальна, поскольку электроды M и N находятся очень близко друг к другу, однако диаграммы grad $U_{ПС}$ слишком изрезаны и трудно интерпретируются.

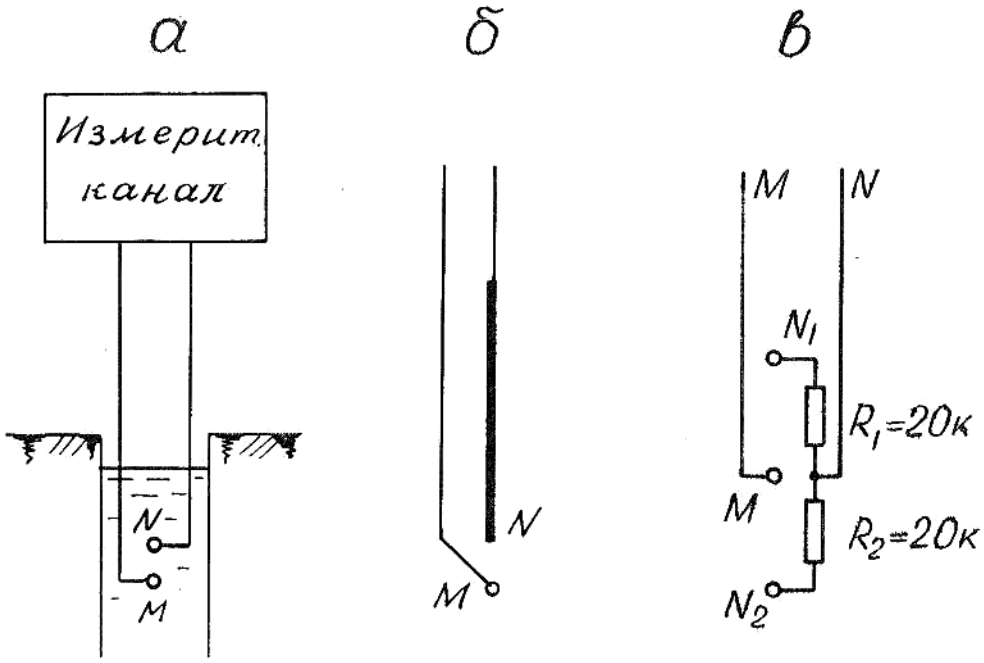

Рис. **10.13.** Меры борьбы с помехами от блуждающих токов. Запись градиента ПС (*а*) и стабильные зонды ПС: *б* – В. М. Запорожца; *в* – В. Н. Дахнова и Д. И. Дьяконова

Специальный зонд ПС В. М. Запорожца состоит из точечного электрода M и линейного электрода N (рис. 10.13, *б*). Линейный электрод осредняет потенциал ПС в скважине на всем своем протяжении, благодаря чему он меняется мало и не резко, а малое расстояние между M и N обеспечивает близкое значение потенциала, создаваемого на этих электродах блуждающими токами.

В стабильном зонде В. Н. Дахнова и Д. И. Дьяконова электрод *N* состоит из 2 частей, расположенных по обе стороны от электрода *M* и соединенных через два резистора по 20 кОм (рис. 10.13, *в*). Средняя точка этих резисторов используется для записи (В. Н. Широков и др., 1996).

§ 7. Интерпретация диаграмм ПС

Результаты метода ПС интерпретируют, исходя из природы естественных электрических полей в скважинах и учитывая те искажения, которые вносятся в них различными помехами.

Качественная интерпретация диаграмм ПС заключается в литологическом расчленении разрезов скважин. Наилучшие результаты дает метод ПС на песчано-глинистых разрезах, породы которых обладают различной адсорбционной активностью.

При прямом поле ПС ($c_0 < c_в$) глины характеризуются положительными, а песчаники – отрицательными аномалиями ПС.

Для исключения неоднозначности интерпретации диаграммы ПС нужно рассматривать в комплексе с диаграммами других методов ГИС: КС, МЗ, ГК, НГК, АК и пр.

Количественная интерпретация заключается в решении целого ряда вопросов, таких как определение мощности пластов, минерализации пластовых вод, глинистости и пористости коллекторов и некоторых других.

Определение мощности пластов по диаграммам ПС производится по правилу полумаксимума (или полуминимума) аномалии, как это показано на рис. 10.14.

Определение минерализации пластовых вод возможно при диффузионно-адсорбционном происхождении полей ПС.

Как следует из теории (формулы (10.6) и (10.10)):

$$\Delta U_{\text{пс}} = \beta \cdot K_{\text{пс}} \cdot \lg \frac{\rho_{\text{фил}}}{\rho_{\text{в}}}. \qquad (10.16)$$

Амплитуду аномалии ПС отсчитывают от уровня чистых глин (от самых высоких показаний) с учетом масштаба диаграммы.

Величину коэффициента учета мощности β определяют по специальной номограмме (см. рис. 10.4).

Величину коэффициента $K_{\text{пс}}$ определяют в лабораторных условиях по измерениям на керне. Сопротивление фильтрата бурового раствора $\rho_{\text{фил}}$ мо-

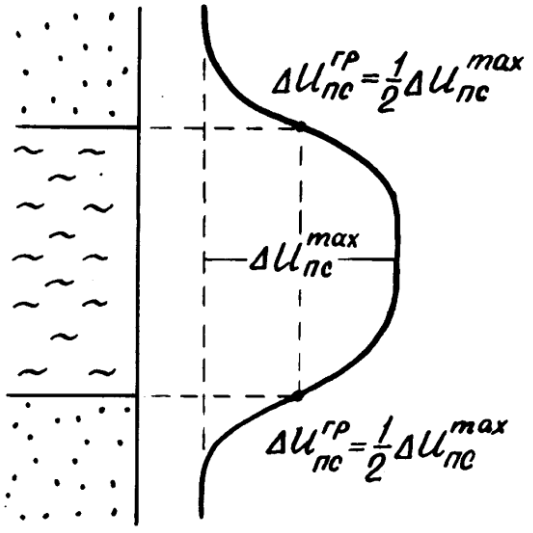

Рис. 10.14. Определение контактов пластов по диаграмме ПС

жет быть определено в лаборатории непосредственным измерением на жидкости, отфильтрованной из пробы глинистого раствора, а может быть найдено по зависимости $\rho_{фил} = f(\rho_0, t^o)$, представленной на номограмме (рис. 10.15), (М. Г. Латышова, 1991).

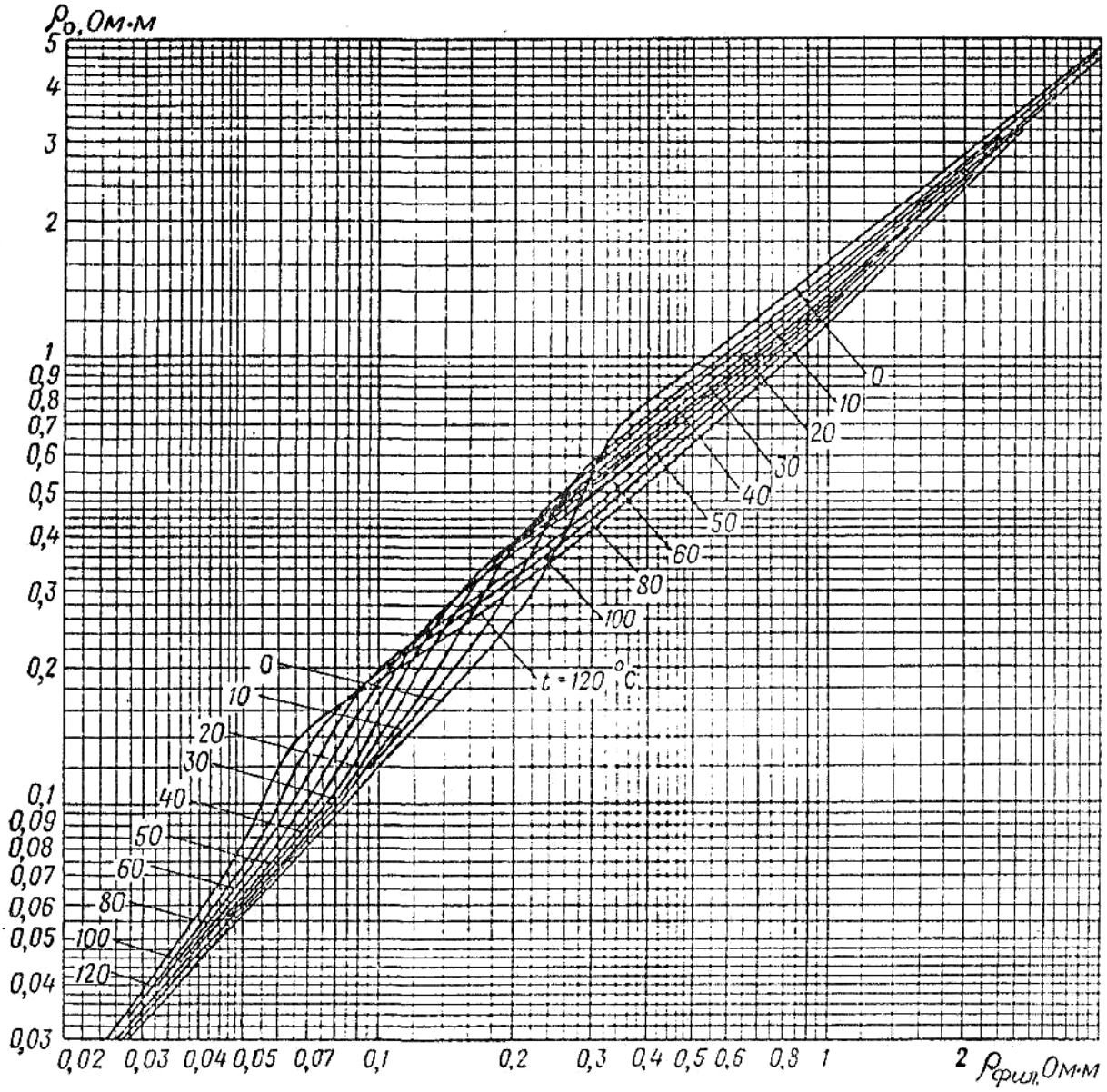

Рис. 10.15. Номограмма для определения сопротивления фильтрата бурового раствора в зависимости от сопротивления и температуры последнего (по М. Г. Латышовой)

Для нахождения сопротивления фильтрата может быть использована также приближенная формула

$$\rho_{фил} = \eta \cdot \rho_0, \qquad (10.17)$$

где коэффициент η находят по специальной номограмме в зависимости от плотности раствора и наличия в нем утяжеляющих добавок.

Для чистых глинистых растворов без утяжелителей:

$$\eta = \frac{2{,}6 - \gamma}{1{,}6}, \qquad (10.18)$$

где γ – плотность бурового раствора, г/см^3; ρ_0 – его УЭС, определенное по данным резистивиметрии.

В итоге в выражении (10.16) остается одна неизвестная величина $\rho_в$ – сопротивление пластовых вод, которую и находят, решая это логарифмическое уравнение. Затем, по значению сопротивления $\rho_в$ и известной температуре *t*, определяют минерализацию пластовых вод $c_в$ по формуле:

$$c_в = \frac{10}{(1 + 0{,}04t) \cdot \rho_в}, \qquad (10.19)$$

или по соответствующей номограмме (В. Н. Дахнов, 1982), (рис. 10.16).

Если значения $K_{пс}$ не определялись и не известны, можно воспользоваться методикой двух растворов: измерить $\Delta U_{пс}$ сразу после бурения скважины, при ее заполнении раствором с сопротивлением фильтрата $\rho_{фил}$; затем заменить раствор на другой, с сопротивлением фильтрата $\rho'_{фил}$, повторно измерить $\Delta U'_{пс}$, и, решив систему из двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} \Delta U_{пс} = \beta \cdot K_{пс} \lg \dfrac{\rho_{фил}}{\rho_в} \\ \Delta U'_{пс} = \beta \cdot K_{пс} \lg \dfrac{\rho'_{фил}}{\rho_в} \end{cases}, \qquad (10.20)$$

найти сопротивление $\rho_в$ и $K_{пс}$.

Систему (10.20) можно решить и графическим способом.

При этом желательно выполнить условие: $\rho_{фил} > \rho_в > \rho'_{фил}$, тогда при измерениях со вторым раствором знак $\Delta U_{пс}$ сменится на противоположный; $\rho_{фил}$, при котором $\Delta U_{пс}$=0, будет равно $\rho_в$ (рис. 10.17).

Определение глинистости коллекторов по ПС основано на зависимости адсорбционной активности, а, следовательно, и амплитуды аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала.

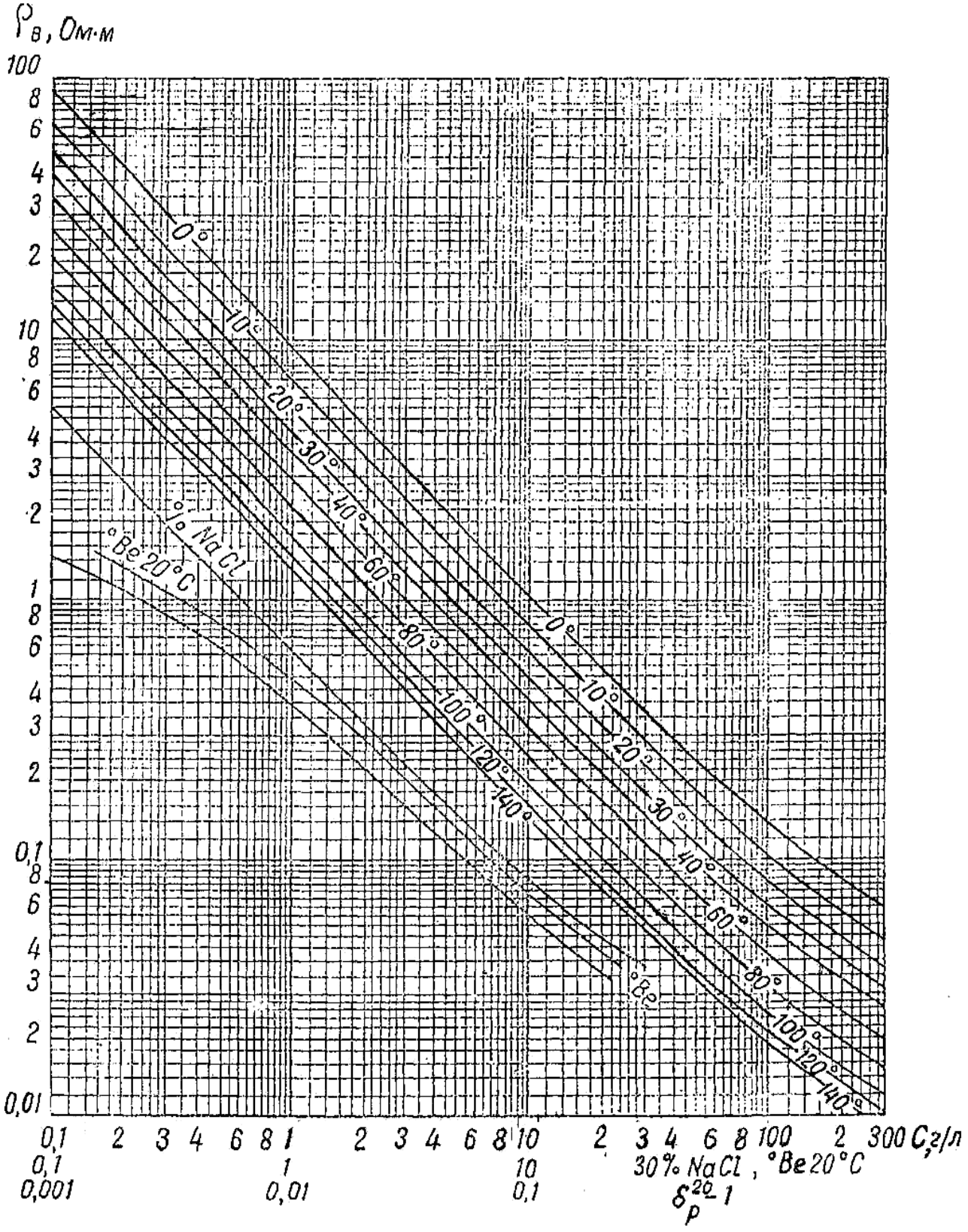

Рис. 10.16. Зависимость удельного сопротивления пластовых вод от концентрации солей *с* температуры и плотности ^{o}Be или σ_p раствора NaCl

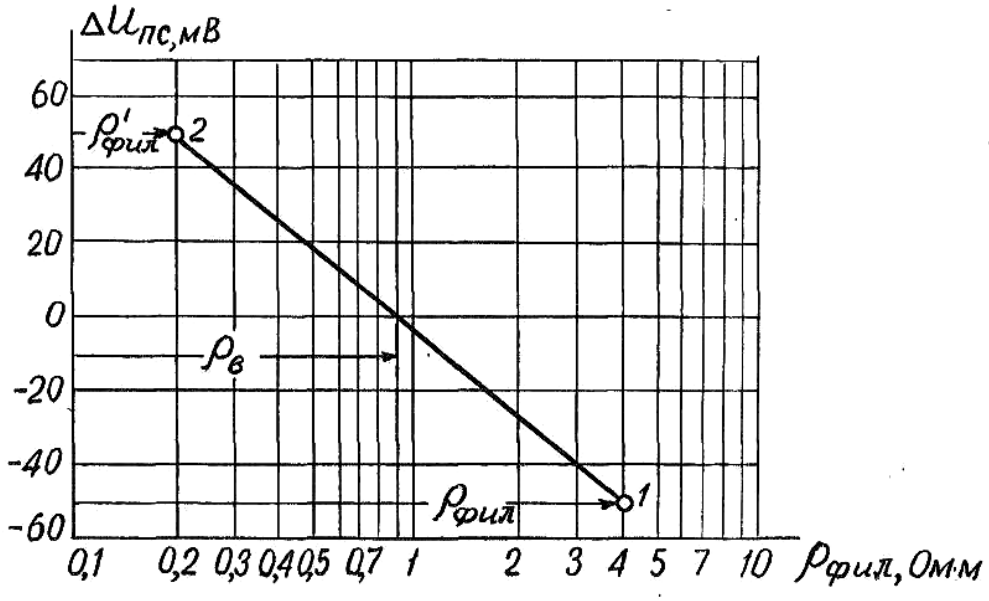

Рис. 10.17. Определение сопротивления пластовых вод $\rho_в$ методом двух растворов

Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии $\alpha_{пс}$ от глинистости. Пример такой зависимости представлен на рис. 10.18.

$$\alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{пс}^{X}}{\Delta U_{пс}^{ОП}}, \qquad (10.21)$$

где $\Delta U_{пс}^{X}$ – амплитуда аномалии ПС над исследуемым пластом; $\Delta U_{пс}^{ОП}$ – то же для чистых кварцевых песчаников, обе аномалии отсчитываются от уровня тонкодисперсных "чистых" глин.

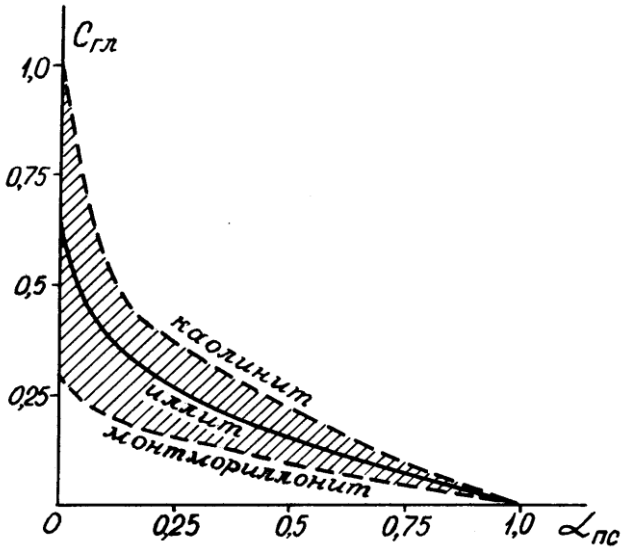

Рис. 10.18. Определение глинистости водонасыщенных песчаников по параметру $\alpha_{пс}$ (по Р. Дебранду, 1972)

Зависимости, изображенные на рис. 10.18, справедливы для водоносных песчаников с большой пористостью.

Определение пористости по ПС также основано на использовании статистической связи между коэффициентом пористости $K_{\text{п}}$ и амплитудой аномалии ПС, установленной путем сопоставления диаграмм ПС с результатами лабораторных исследований керна.

Поскольку аномалия ПС зависит от соотношения сопротивлений $\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{фил}}$ и от мощности пласта, то измеренные аномалии $\Delta U_{\text{пс}}$ пересчитывают, приводя к стандартным условиям, соответствующим $h = \infty$ и $\rho_{\text{фил}} = 1$ Ом·м, или вычисляют параметр $\alpha_{\text{пс}}$ (10.21).

Благоприятными условиями для применения этого способа является постоянство минерализации пластовых вод, однородный состав глинистого цемента и отсутствие карбонатного цемента в исследуемом разрезе.

Пример номограммы для определения пористости по параметру $\alpha_{\text{пс}}$ и известной глинистости пласта представлен на рис. 10.19.

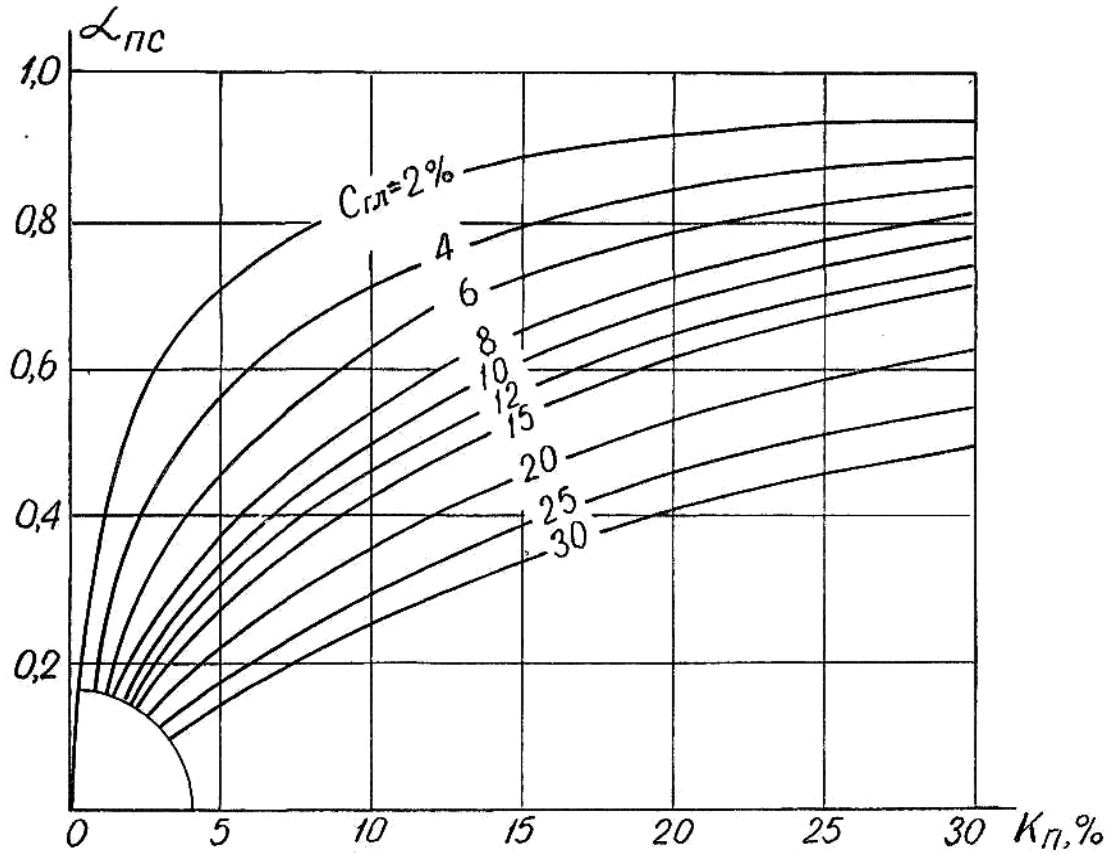

Рис. 10.19. Номограмма для определения пористости коллекторов по параметру $\alpha_{\text{пс}}$ при их известной глинистости (по В. Н. Дахнову, 1982). Шифр кривых – глинистость $C_{\text{гл}}$, %

Определение пористости по ПС имеет все недостатки, свойственные методам, использующим статистически установленные связи.

Кроме рассмотренных здесь задач, метод ПС может быть использован еще и для определения пластовых давлений по фильтрационным потенциалам (см. § 2 этой главы).

§ 8. Метод электродных потенциалов

Метод электродных потенциалов (МЭП) в практике рудного каротажа применяется для разделения аномалий низкого сопротивления по природе проводимости на аномалии с электронной проводимостью (т. е. рудные) и аномалии с ионной проводимостью (т. е. нерудные).

МЭП основан на измерении разности потенциалов между двумя электродами, изготовленными из одного металла. Один из них (скользящий электрод) при этом постоянно касается стенок скважины, другой электрод (электрод сравнения) находится в буровом растворе.

Электрод сравнения в процессе каротажа почти не изменяет свой потенциал, а скользящий электрод приобретает потенциал пород, по которым он перемещается. Поэтому разность потенциалов между электродами в безрудных частях скважин очень невелика и не превышает нескольких десятков милливольт. Большая разность потенциалов наблюдается только в том случае, когда скользящий электрод касается электронного проводника, который по своему электродному потенциалу отличается от электрода зонда. Такими природными электронными проводниками является большинство сульфидов, некоторые окислы, графит и антрацит. Эти природные электронные проводники по своим электрохимическим свойствам близки к "благородным" (электроположительным) металлам.

Для получения наибольших аномалий электроды зонда МЭП изготавливают из "электроотрицательных" металлов, например, Zn $(\varepsilon = -0{,}76\ \text{В})$ или Fe $(\varepsilon = -0{,}44\ \text{В})$.

При таком выборе материала электронные проводники в скважинах отмечаются резкими положительными аномалиями ЭП, а ионные не отмечаются совсем (рис. 10.20).

Амплитуда аномалий ЭП зависит от минерального состава природного проводника. Электродные потенциалы сульфидных минералов возрастают от сфалерита к марказиту, как это следует из табл. 10.1 (по Г. Б. Свешникову, 1967).

Таким образом, МЭП дает потенциальную возможность не только обнаруживать электродные проводники в разрезе скважин, но и судить об их минеральном составе.

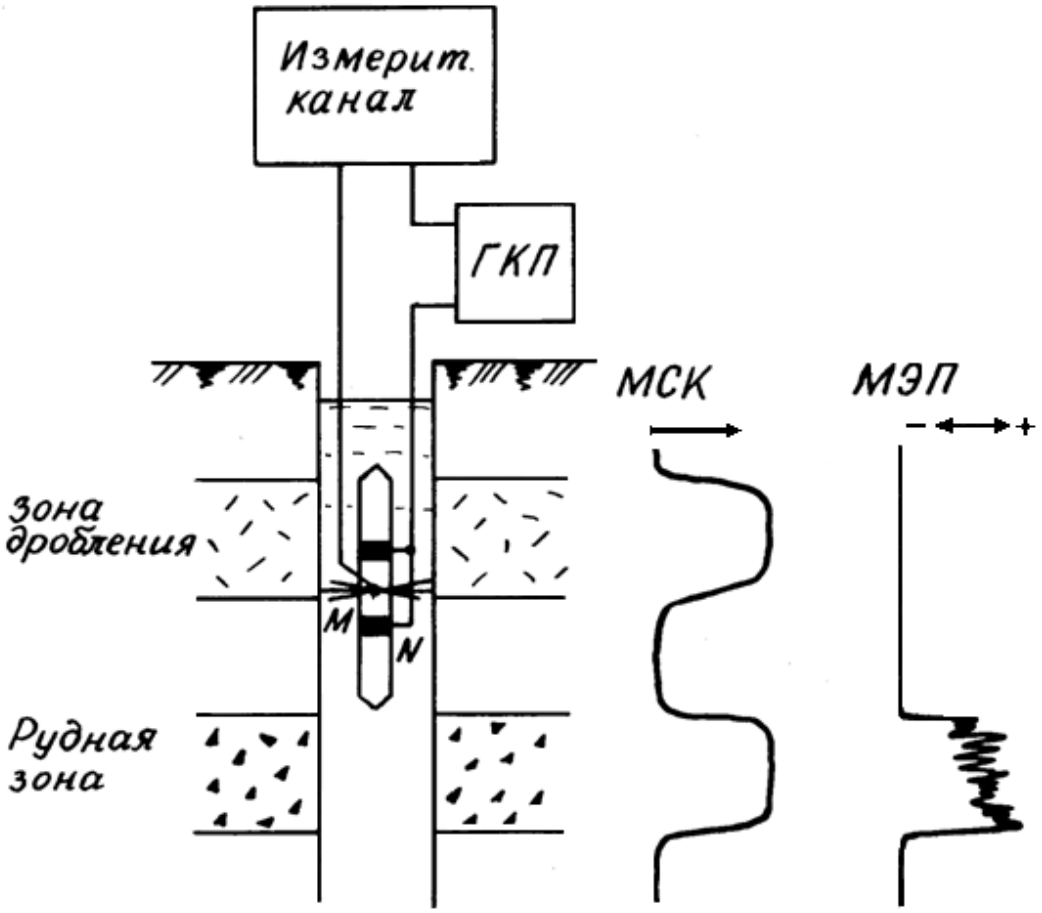

Рис. 10.20. Схема и результаты метода электродных потенциалов

Таблица 10.1

Электродные потенциалы сульфидных минералов (относительно нормального водородного электрода в растворе KCl)

Минерал	Электродный потенциал, В
Сфалерит	0,12
Галенит	0,14-0,25
Пирротин	0,25-0,34
Арсенопирит	0,35
Халькопирит	0,33-0,42
Пирит	0,41-0,46
Марказит	0,56

Однако поскольку величина аномалий ЭП даже для одного и того же минерала не является постоянной и в сильной степени зависит от различных условий: состава и температуры бурового раствора и подземных вод, наличия примесей, размеров электродов и т. п., то метод ЭП не нашел практического применения для определения состава руд.

В настоящее время эта задача решается с помощью более точных ядерно-геофизических методов, основанных на прямом определении элементов (НАК, РРК и др.).

На данный момент МЭП сохраняет свою роль только в решении вопроса о природе аномалии низкого сопротивления и при уточнении границ рудных подсечений, которые отбиваются по точкам резкого возрастания кривых, поскольку скользящий электрод зонда можно считать точечным.

На месторождениях электропроводных руд метод МЭП применяют в комплексе с методом МСК и используют для этого один и тот же щеточный зонд, который предварительно дополняют электродом сравнения N, выполненным из двух соединенных друг с другом частей, расположенных по обе стороны от щеточного электрода M.

Контрольные вопросы

1. Перечислите физико-химические процессы, вызывающие образование естественных электрических полей в скважинах.
2. Напишите формулу Нернста и объясните значение всех параметров, входящих в нее.
3. Чем отличается подвижность ионов в растворе от скорости их движения?
4. Что такое "прямое" и что такое "обратное" поле ПС?
5. Какую интенсивность имеют аномалии ПС диффузионно-адсорбционного происхождения?
6. Какие условия необходимы для возникновения диффузионно-адсорбционных потенциалов?
7. От чего зависит знак фильтрационных потенциалов?
8. Какую величину имеют фильтрационные потенциалы?
9. Почему фильтрационные потенциалы на поверхности намного интенсивнее, чем в скважинах?
10. Объясните возникновение окислительно-восстановительных потенциалов.
11. Какую величину имеют аномалии ПС окислительно-восстановительного происхождения?
12. Объясните, какой знак имеют аномалии ПС над обсадными трубами.
13. Нарисуйте схему регистрации диаграмм ПС. Укажите ее достоинства и недостатки.
14. Перечислите, какие помехи искажают диаграммы ПС.
15. Назовите меры борьбы с помехами от электродной поляризации, гальванокоррозии, потенциалов осаждения, блуждающих и теллурических токов.
16. Как определить амплитуду аномалии ПС?

17. Как определяют границы пластов по диаграммам ПС?

18. Получите выражение для расчета сопротивления пластовых вод $\rho_в$ из выражения (10.14).

19. Как графическим способом определить минерализацию пластовых вод по методу двух растворов?

20. Чему равен параметр $\alpha_{пс}$?

21. Как по диаграмме ПС оценить глинистость песчаника, если не известен минеральный состав глинистого материала?

22. Всегда ли на диаграммах ПС глинам соответствуют положительные аномалии, а песчаникам – отрицательные? Если не всегда, то при каких условиях?

23. В чем заключается сущность метода электродных потенциалов?

24. Как устанавливается масштаб диаграмм ПС и МЭП?

25. Как выделяются на диаграммах МЭП зоны сульфидной вкрапленности и как – зоны обводненных, раздробленных пород?

26. Почему электроды зондов МЭП изготавливают из электроотрицательных металлов?

ЧАСТЬ III
РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

Этот раздел объединяет методы, основанные на измерении как естественных, так и искусственно вызванных радиоактивных излучений в скважинах.

Полевые и лабораторные аналоги этих методов рассматриваются в курсе "Радиометрия и ядерная геофизика".

Глава 11. Гамма-каротаж

§ 1. Физические основы метода

Гамма-каротаж (ГК) заключается в измерении γ-излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной. Интенсивность и энергетический спектр регистрируемого излучения зависит от состава, концентрации и пространственного распределения ЕРЭ, а также от плотности и эффективного атомного номера горных пород.

Наиболее распространенными ЕРЭ являются: U (и образующийся из него Ra), Th и K. Каждая из разновидностей горных пород характеризуется своим диапазоном изменения содержаний ЕРЭ и, соответственно, своим диапазоном естественной радиоактивности.

У магматических пород максимальной активностью отличаются кислые породы (в основном, из-за повышенного содержания калия, в котором содержится около 0,012 % радиоактивного изотопа K^{40}, а также из-за наличия таких акцессорных минералов, как циркон, пирохлор, монацит, содержащих U и Th), минимальной – ультраосновные породы. Среди осадочных пород наиболее активны глины, обладающие высокой адсорбционной способностью, менее активны песчаники и, наконец, наименьшей активностью обладают известняки и доломиты, а также гидрохимические осадки (гипс, ангидрит, каменная соль). Исключение представляют только калийные соли, отличающиеся повышенной активностью, благодаря содержащемуся в них K.

§ 2. Аппаратура и методика каротажа

Аппаратура ГК имеет, в принципе, такое же устройство, как и полевые радиометры. Отличия заключаются в том, что, во-первых, в каротажных радиометрах детектор γ-квантов с источником его питания и блоками первичной обработки сигнала подсоединяется к измерительному пульту через каротажный кабель, имеющий длину до нескольких километров и, во-вторых, в том, что в измерительном пульте предусмотрен вывод сигна-

ла на регистратор для непрерывной записи его в функции глубины скважины.

Запись показаний производится в единицах мощности экспозиционной дозы излучения (МЭД), выраженных в А/кг (единица СИ) или в мкР/ч (внесистемная единица); 1 пА/кг ≈ 14 мкР/ч.

В качестве детекторов γ-квантов используются, главным образом, сцинтилляционные счетчики, причем для повышения их термостойкости кристалл-сцинтиллятор вместе с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) помещают в сосуд Дьюара (пример тому – двухканальный радиометр сцинтилляционный термостойкий ДРСТ-2). Как правило, каротажные радиометры являются двухканальными и, кроме канала ГК, содержат еще один канал, предназначенный для одновременной записи еще одной диаграммы – НГК, ГГК или ГНК.

Передача информации из двух каналов по одной и той же линии связи осуществляется за счет использования разнополярных импульсов.

На рис. 11.1 представлена упрощенная блок-схема одноканального каротажного радиометра для измерения интегральной интенсивности гамма-излучения.

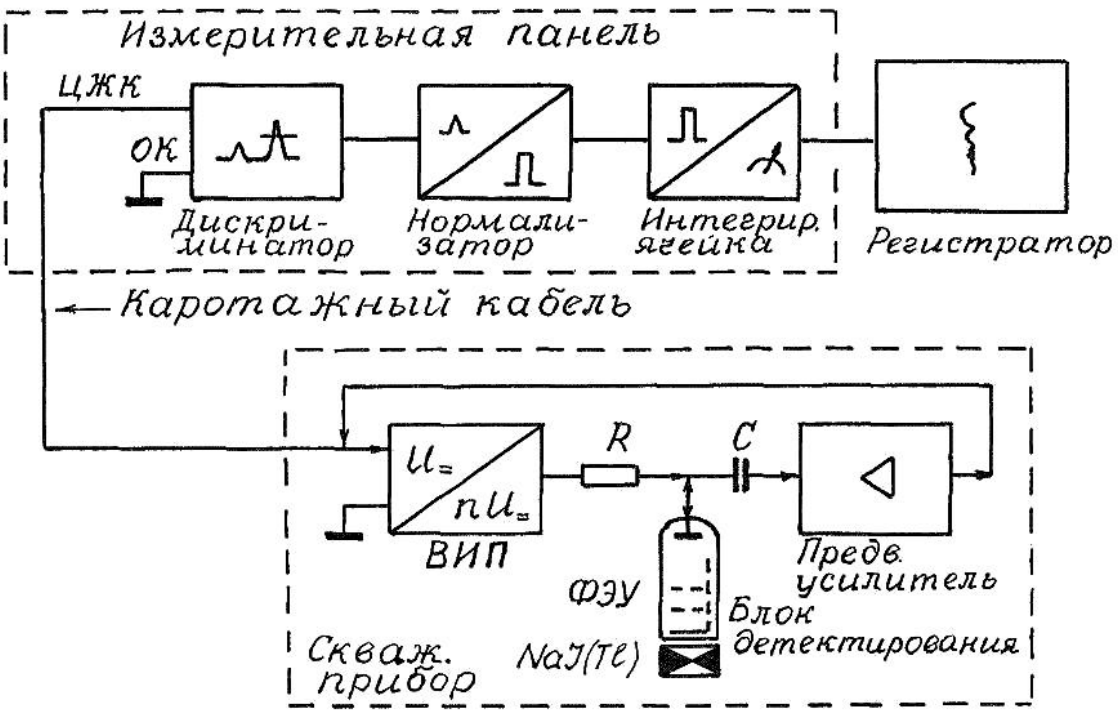

Рис. 11.1. Упрощенная блок-схема измерительного канала интегрального каротажного радиометра

Основным узлом схемы является блок детектирования, который состоит из кристалла-сцинтиллятора, например, NaI, активированного Tl, и находящегося с ним в оптическом контакте фотоэлектронного умножителя ФЭУ.

При попадании в кристалл-сцинтиллятор заряженной частицы или γ-кванта в нем образуются возбужденные атомы и молекулы, которые переходят в основное состояние, испуская электромагнитное излучение. У прозрачных веществ, называемых ***фосфорами***, часть этого излучения лежит в видимой зоне спектра, поэтому прохождение γ-кванта (или заряженной частицы) сопровождается короткими вспышками света – ***сцинтилляциями***. ФЭУ преобразует вспышку света в токовый импульс и усиливает его. Коэффициент усиления ФЭУ составляет от 10^5 до 10^{10} раз.

Для работы ФЭУ необходимо высокое напряжение порядка 2000 В. Его вырабатывает высоковольтный источник питания – ВИП, размещенный в скважинном приборе радиометра.

Импульс тока, проходящего через ФЭУ в результате попадания в кристалл-сцинтиллятор γ-кванта, создает отрицательный импульс напряжения на сопротивлении R анодной нагрузки ФЭУ, который через разделительный конденсатор С поступает на предварительный усилитель, а с его выхода по каротажному кабелю выводится на поверхность, в наземную измерительную панель. В измерительной панели импульсы проходят через дискриминатор, который пропускает сигналы только выше определенного уровня и, тем самым, срезает часть сигналов-помех, например, связанных с шумами ФЭУ. Прошедшие через дискриминатор импульсы запускают нормализатор, собранный обычно по схеме ждущего мультивибратора или триггера. Нормализатор из каждого входного импульса, имеющего треугольную форму, вырабатывает прямоугольный импульс стандартной длительности и амплитуды. Эти нормализованные импульсы заряжают конденсатор интегрирующей ячейки до напряжения, величина которого пропорциональна числу нормализованных импульсов, следующих за единицу времени, т. е. в конечном итоге – интенсивности измеряемого γ-излучения. Напряжение с интегрирующей емкости выводится на аналоговый регистратор (или через аналого-цифровой преобразователь на цифровой регистратор).

Как правило, измерительная панель радиометра дополняется калибратором – генератором, вырабатывающим с определенной частотой импульсы, подобные выходным импульсам скважинного прибора. Сигнал калибратора используют для установки масштаба диаграмм ГК в $\frac{\text{имп/с}}{\text{см}}$.

Для перехода от имп/с к принятым единицам МЭД радиометр эталонируют, т. е. опытным путем определяют зависимость показаний регистрирующего прибора от мощности экспозиционной дозы (интенсивности) γ-излучения, различные известные уровни которой создают с помощью радиевого эталона, располагаемого на различных фиксированных расстояниях от детектора радиометра.

Эталонировку выполняют раз в сезон или после ремонта аппаратуры. Перед каждым каротажем исправность радиометра проверяют с помощью

так называемого "рабочего" эталона. Проверку повторяют и после окончания каротажа.

Современные каротажные радиометры обеспечивают возможность не только измерения интегральной интенсивности I_γ, но и возможность спектрометрии, т. е. определения энергии поступающих на детектор γ-квантов, что позволяет установить, с каким ЕРЭ связана радиоактивность горной породы. Для этого один канал радиометра настраивают на энергию излучения радиоактивного изотопа K^{40} – 1,46 МэВ; другой – на энергию излучения одного из продуктов распада U^{238} , RaC (Bi^{214}) – 1,76 МэВ и третий канал – на энергию продукта распада Th^{232}, ThC" (Tl^{208}) – 2,61 МэВ, четвертый канал является интегральным (K+U+Th).

На рис. 11.2 приведены аппаратурные спектры излучения K^{40} и радиоактивных семейств U^{238} и Th^{232}; на них указаны энергетические линии, используемые для идентификации соответствующих элементов (по Г. Ф. Новикову, 1989).

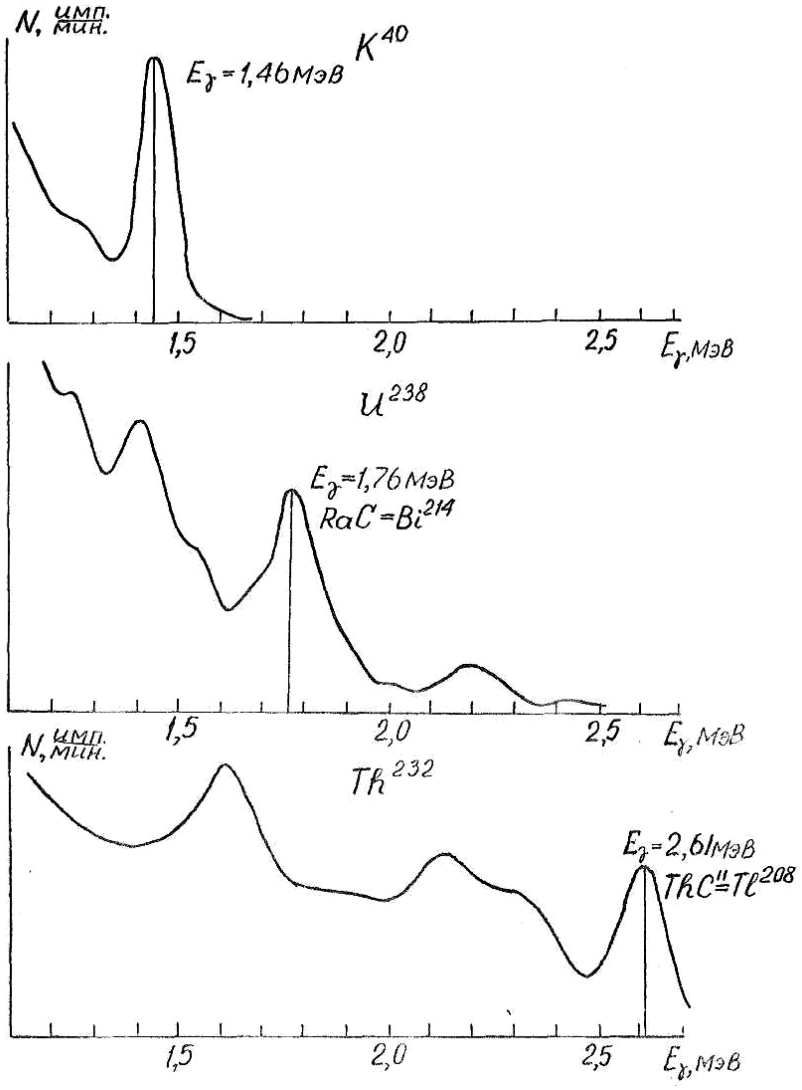

Рис. 11.2. Аппаратурные спектры гамма-излучения калия и радиоактивных семейств урана и тория. Сцинтилляционный детектор NaI (Tl)

При выполнении ГК важным моментом является соблюдение оптимальной скорости движения скважинного снаряда. Поскольку все радиометры обладают определенной постоянной времени интегрирующей ячейки, то скорость каротажа должна быть такой, чтобы при движении детектора против пласта минимальной, интересующей исследователя мощности *h,* показания радиометра успели достичь максимальных значений $I_{\gamma}^{\text{пл}}$.

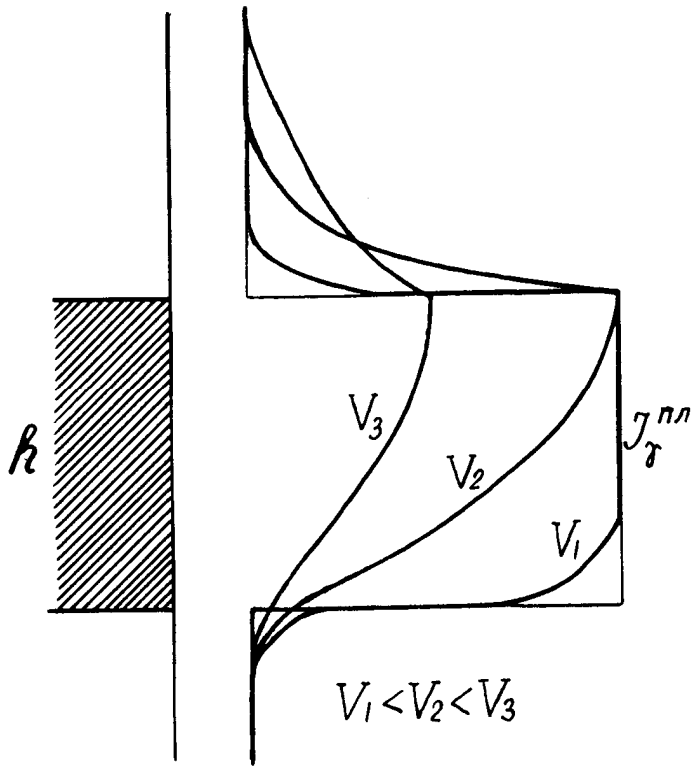

Рис. 11.3. Зависимость конфигурации аномалии гамма-каротажа над пластом повышенной радиоактивности от скорости каротажа

При более высокой скорости, как это показано на рис. 11.3, аномалия ГК получается меньшей интенсивности и растянутой по глубине. Оптимальную скорость каротажа вычисляют, исходя из мощности пластов *h* в метрах и постоянной времени $\tau_{\text{я}}$ в секундах по формуле, м/ч:

$$V_{\text{опт}} = \frac{1800\,h}{\tau_{\text{я}}}\,. \qquad (11.1)$$

Как правило, скорость ГК не должна превышать 360-400 м/час.

§ 3. Интерпретация результатов

Качественная интерпретация диаграмм ГК заключается в литологическом расчленении разреза, которое основано на различии горных пород по их радиоактивности. В общем случае однозначное определение пород по одним лишь диаграммам ГК невозможно и решать эту задачу следует при комплексном использовании диаграмм всех видов каротажа (КС, ПС, НГК, АК и др.).

На рис. 4.18 (см. главу 4) показано, например, как отчетливо выделяет метод ГК дайки гранитов среди метаморфических пород, при том, что по электрическим свойствам граниты и эти породы неотличимы.

Наиболее эффективен ГК при поисках и разведке руд ЕРЭ, например, урановых руд или калийных солей.

При ***количественной*** интерпретации диаграмм ГК получают исходные данные (мощность рудных интервалов и содержание радионуклида) для подсчета запасов радиоактивных руд. При этом ГК дает более достоверные результаты, чем опробование керна за счет своей большей представительности.

Количественная интерпретация диаграмм ГК основывается на зависимости площади аномалии S от мощности радиоактивного интервала h и содержания в нем радиоактивного элемента q, выражаемой уравнением:

$$S = K_0 \cdot q \cdot h, \qquad (11.2)$$

где K_0 - коэффициент пропорциональности, определяющий интенсивность γ-излучения пласта насыщенной мощности при единичном содержании в нем радиоактивного элемента. Величина K_0 зависит от типа и размеров детектора, а также от плотности и $z_{эф}$ руды. Поскольку учесть все эти факторы аналитически весьма сложно, то величину K_0 определяют экспериментально по измерениям на моделях пластов с известным содержанием радионуклида. Например, для урановых руд гидрогенного типа и счетчика МС-13 K_0=115 мкР/ч на 0,01 % U.

Определение мощности. Для определения мощности рудного интервала используют способ $\frac{1}{2}I_\gamma^{max}$, $\frac{4}{5}I_\gamma^{max}$, заданной интенсивности и др. Выбор способа зависит от мощности рудного подсечения, равномерности оруденения и некоторых других факторов.

Для примера на рис. 11.4 показан способ $\frac{1}{2}I_\gamma^{max}$, который применяют при условии насыщенной по γ-излучению мощности рудных тел ($h \geq 0{,}6$ м) и при равномерном оруденении.

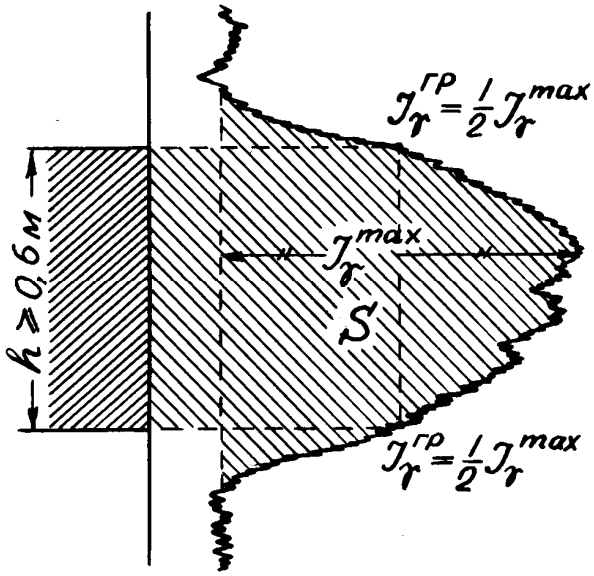

Рис. 11.4. Определение контактов пласта большой мощности и расчет площади аномалии по диаграмме ГК

Амплитуду аномалии I_γ^{max} отсчитывают от уровня γ-фона вмещающих пород с учетом разности показаний над перекрывающими и подстилающими породами.

Другие способы определения *h* рассматриваются в специальной литературе.

Определение содержаний. Определение содержания для всех видов аномалий производится по формуле, %:

$$q = \frac{S}{100\, K_0 \cdot h} \quad , \tag{11.3}$$

где *h* – мощность интервала, м.

Значение площади *S* в см·мкР/ч определяется по замкнутому контуру, ограниченному кривой ГК, осью глубин и контактами пласта, как это показано на рис. 11.4.

Введение поправок. При определении содержаний ЕРЭ необходимо учитывать, что какая-то часть γ-излучения поглощается в буровом растворе и обсадных трубах (если они есть).

Поправка на поглощение в буровом растворе $П_{б.р.}$ и обсадных трубах $П_{тр}$ определяется по одной и той же номограмме (рис. 11.5), на которой нанесено 2 кривых: одна – для раствора (воды), другая – для железа (обсадных труб). Исправленная площадь рассчитывается по формуле:

$$S_{испр} = \frac{S \cdot 10^4}{\left(100 - П_{б.р.}\right) \cdot \left(100 - П_{тр}\right)}, \tag{11.4}$$

где $П_{б.р.}$ и $П_{тр}$ - доли излучения в процентах, поглощенные, соответственно, буровым раствором и трубами. Эти величины снимаются с номограммы (см. рис. 11.5) по разности в диаметрах скважины и скважинного прибора ГК и по толщине обсадной трубы.

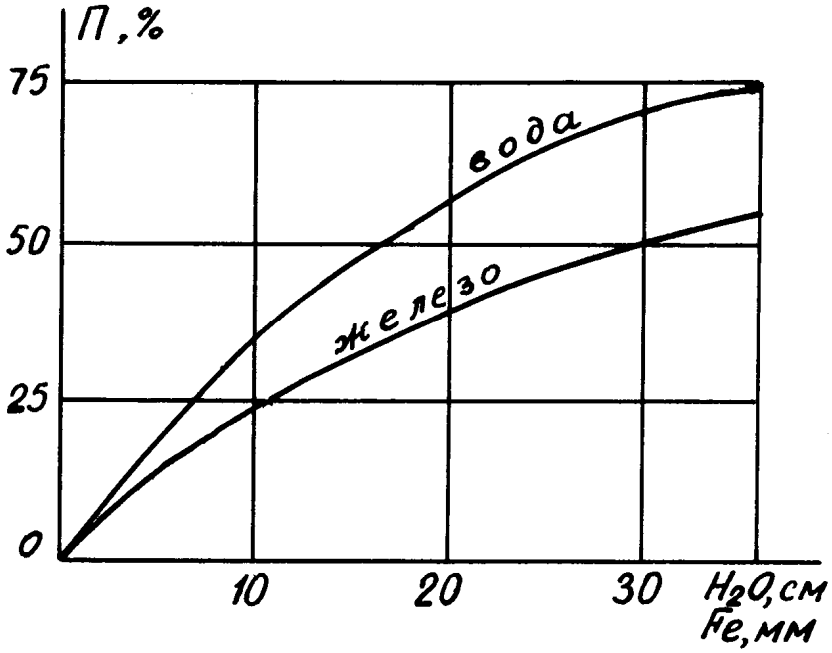

Рис. 11.5. Номограмма для определения поправки за поглощение гамма-излучения в воде и в обсадных трубах

При определении по ГК содержания U необходимо вводить еще поправку на состояние радиоактивного равновесия между ураном и радием, поскольку сам уран γ-квантов практически не дает, а все γ-излучение идет от радия и продуктов его распада. Состояние радиоактивного равновесия определяют по содержанию в руде U и Ra, которые находят по лабораторным анализам керна. В равновесной руде отношение $\frac{q_{\mathrm{Ra}}}{q_{\mathrm{U}}} = 3{,}4 \cdot 10^{-7}$. Соответственно, в неравновесной руде $K_{\mathrm{рр}} = \frac{q_{\mathrm{Ra}}}{q_{\mathrm{U}} \cdot 3{,}4 \cdot 10^{-7}}$. С поправкой на состояние радиоактивного равновесия содержание U:

$$q_{\mathrm{исп}} = \frac{q}{K_{\mathrm{рр}}}. \qquad (11.5)$$

Результаты количественной интерпретации ГК являются основой для подсчета запасов на месторождениях урановых руд и калийных солей.

Определение глинистости коллекторов. Глинистость коллекторов характеризуется объемным $C_{\mathrm{гл}}$ или весовым коэффициентом глинистости $K_{\mathrm{гл}}$, %. Определение глинистости по данным ГК базируется на корреляционной связи между радиоактивностью осадочных пород и их глинистостью.

Общая радиоактивность осадочной породы $q_{\mathrm{пор}}$ может быть представлена как сумма:

$$q_{\text{пор}} = (1 - C_{\text{гл}}) \cdot q_{\text{ск}} + C_{\text{гл}} \cdot q_{\text{гл}}, \qquad (11.6)$$

где $q_{\text{ск}}$ и $q_{\text{гл}}$ – удельная радиоактивность минерального скелета породы и глины.

Из соотношения (11.6) следует, что в тех случаях, когда $q_{\text{ск}}$ и $q_{\text{гл}}$ не зависят от глинистости породы, связь $q_{\text{пор}} = f(C_{\text{гл}})$ является линейной.

Однако в общем случае содержание в глинах тонкодисперсной фракции, обладающей наиболее высокой способностью сорбировать радиоактивные элементы, коррелируется с общей глинистостью породы и таким образом меняется в зависимости от $C_{\text{гл}}$. В результате с увеличением содержания глин растет и их активность $q_{\text{гл}}$, а корреляционная связь $q_{\text{пор}} = f(C_{\text{гл}})$ оказывается нелинейной и неодинаковой для различных месторождений или районов (рис. 11. 6).

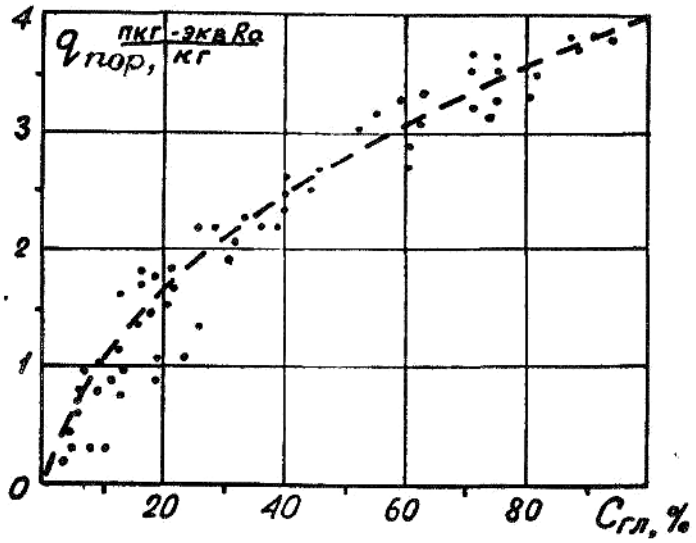

Рис. 11.6. Зависимость γ-активности песчано-глинистых пород от их глинистости

Для того чтобы использовать эти зависимости с целью определения $C_{\text{гл}}$ по результатам ГК, последние должны быть выражены (нормированы) в единицах радиоактивности горных пород.

При невозможности это выполнить, для определений глинистости используют так называемый "двойной разностный параметр" – $\overline{\Delta J}_\gamma$:

$$\overline{\Delta J}_\gamma = \frac{J_\gamma^x - J_\gamma^{\min}}{J_\gamma^{\max} - J_\gamma^{\min}}. \qquad (11.7)$$

Величины $J_\gamma^x, J_\gamma^{\min}, J_\gamma^{\max}$ соответствуют интенсивностям, зарегистрированным над исследуемым пластом – коллектором (J_γ^x), пластом чистых кварцевых песчаников или известняков с $C_{\text{гл}} = 0$ ($J_\gamma^{\min}$) и пластом глин, характеризующимся максимальной активностью $J_\gamma^{\max}$. Все эти величины перед подстановкой в формулу (11.7) должны быть приведены к одинаковым нормальным условиям, т. е. исправлены за поглощение гамма-

излучения в буровом растворе и обсадных трубах и приведены к насыщенной по γ-излучению мощности пласта.

Если скважинные условия одинаковы для исследуемого и опорных пластов, поправками за эти условия можно пренебречь.

В качестве опорного горизонта с J_γ^{max} выбирают пласт глин, залегающий в непосредственной близости от исследуемого коллектора. Этим предопределяется однотипность глинистого материала в опорном и исследуемом пласте и, следовательно, равенство удельной радиоактивности $q_{гл}$ в этих пластах (В. В. Ларионов, 1969).

Зависимость $\overline{\Delta J}_\gamma$ от $C_{гл}$ для песчаных коллекторов Тюменской области представлена на рис. 11.7. Поскольку содержание глинистого материала ($C_{гл}^{оп}$) в опорном горизонте может оказаться не 100 %, а меньше, то вычисленный параметр $\overline{\Delta J}_\gamma$ умножают на поправочный коэффициент К, равный величине $C_{гл}^{оп}/100$. Для упрощения определений на палетке (см. рис. 11.7) нанесены кривые, соответствующие поправочным коэффициентам от 0,9 до 0,4. В случае различия скважинных условий для исследуемого и опорных пластов величину поправочного коэффициента за диаметр скважины и за наличие обсадных колонн можно определить по номограмме (см. рис. 11.5).

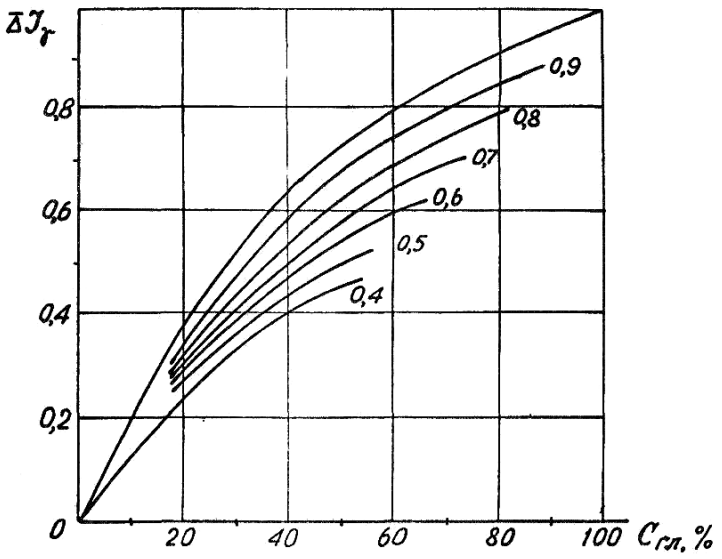

Рис. 11.7. Зависимость двойного разностного параметра $\overline{\Delta J}_\gamma$ от глинистости.
Шифр кривых – $C_{гл}$ опорного горизонта

Следует учитывать, что в коллекторах полимиктового состава повышенная радиоактивность может быть связана не только с глинистостью, но и с наличием калиевых полевых шпатов в минеральном скелете коллектора.

Из-за неконтролируемых вариаций соотношение кварц-глина-полевой шпат связь естественной радиоактивности с глинистостью пород становится неоднозначной (Л. И. Померанц и др. 1981).

Контрольные вопросы

1. В чем заключается сущность гамма–каротажа?
2. Назовите основные естественные радиоактивные элементы.
3. Какие магматические породы и почему обладают повышенной радиоактивностью? Какие осадочные?
4. Какие Вам известны детекторы гамма-квантов?
5. Какие основные узлы входят в состав каротажных радиометров?
6. Почему ограничена скорость ГК?
7. Какой способ используют для определения границ пластов большой мощности по диаграммам ГК?
8. Как определяют по ГК содержание радиоактивных элементов?
9. Какие мешающие факторы учитывают при количественной интерпретации диаграмм ГК?
10. Как изменяется естественная радиоактивность пластов-коллекторов с увеличением их глинистости?
11. Какой еще метод каротажа, позволяющий определить глинистость, кроме ГК, Вам известен?

Глава 12. Гамма-гамма-каротаж

§ 1. Общие сведения о методе

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) заключается в облучении горных пород γ-квантами искусственного источника и измерении γ-излучения, рассеянного породами.

Аппаратура ГГК устроена так же, как и аппаратура ГК, но скважинный снаряд дополняется источником γ-квантов. Расстояние между центрами детектора и источника называется ***длиной зонда***. Результаты измерений относятся к середине этого расстояния – точке О. Чтобы прямое γ-излучение источника не попадало на детектор, между ними помещают свинцовый экран (рис. 12.1). Поскольку рассеянное излучение имеет более низкую энергию, чем прямое, то для уменьшения его поглощения в буровом растворе детектор γ-квантов так же, как и источник, прижимают к стенке скважины. Для уменьшения влияния кавернозности скважин и детектор, и источник могут быть размещены в небольшом выносном блоке, прижимаемом к стенке скважины и способном заходить в большие каверны. С целью уменьшения вклада гамма-излучения, рассеянного в буровом растворе, источник и детектор экранируют свинцом со стороны скважины.

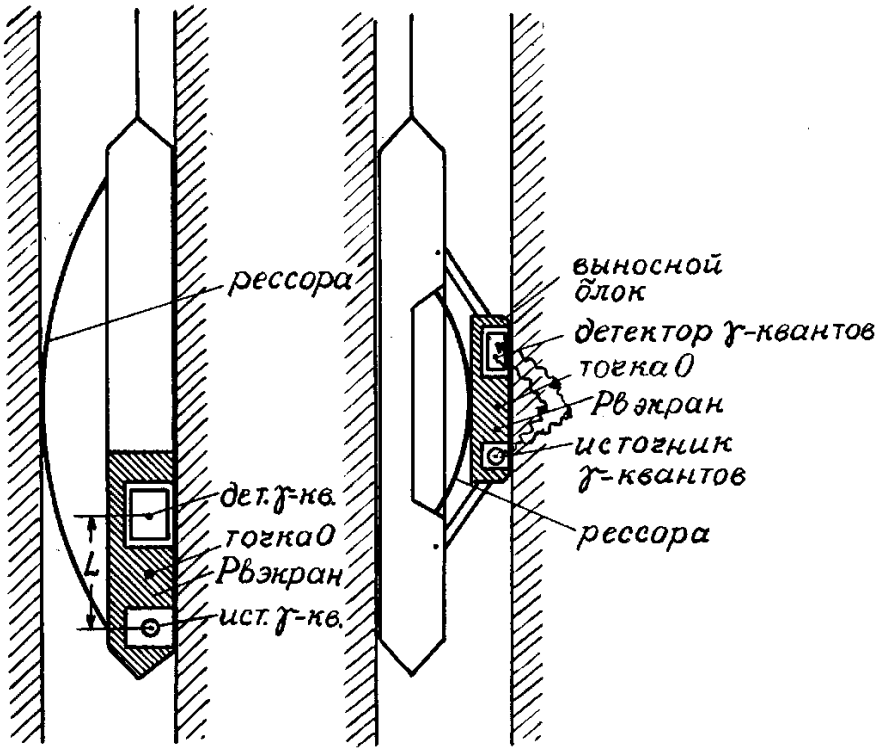

Рис. 12.1. Устройство скважинных снарядов для гамма-гамма-каротажа

Поскольку объектом измерения в ГГК является γ-излучение, провзаимодействовавшее с веществом горной породы, то для дальнейшего рассмотрения этой темы необходимо вспомнить процессы взаимодействия γ-излучения с веществом.

§ 2. Процессы взаимодействия γ-излучения с веществом

Напомним, что γ-излучение – это электромагнитное излучение высокой частоты и, соответственно, малой длины волны – от 0,1 нм и меньше. Гамма-излучение испускается отдельными порциями – квантами, и поэтому обладает не только волновыми, но и корпускулярными свойствами. Энергия γ-квантов E_γ зависит от частоты ν: $E_\gamma = h \cdot \nu$, где h – постоянная Планка ($h = 6{,}62 \cdot 10^{-34}$ Дж·с). Проникающая способность γ-излучения очень велика. Из большого количества процессов взаимодействия γ-излучения с веществом основными являются три: фотоэлектрическое поглощение, комптоновское рассеяние, образование электрон-позитронных пар.

Фотопоглощение (фотоэффект) заключается в поглощении γ-кванта атомом вещества, его энергия уходит на отрыв от атома электрона и сообщение последнему импульса энергии (рис. 12.2, *а*).

Энергия γ-кванта должна поэтому превышать потенциал ионизации соответствующей оболочки атома. Фотоэффект возможен только на связанном электроне. Чем меньше связь электрона с атомом в сравнении с

энергией γ-кванта, тем менее вероятен фотоэффект. Поскольку в легких ядрах кулоновские силы взаимного притяжения ядра и электрона меньше, чем в тяжелых, то в последних фотоэффект более вероятен.

По этой же причине выбивание электрона с *K*-оболочки, ближайшей к ядру, более вероятно, чем с *L*- или более далеких электронных оболочек. После поглощения γ-кванта атом остается возбужденным и переходит в нормальное состояние, испуская фотон рентгеновского излучения.

Фотоэффект наблюдается при самых малых энергиях γ-квантов. Условно можно считать $E_\gamma < 0{,}5$ МэВ. Вероятность поглощения $\tau_ф$ при фотоэффекте сложным образом зависит от энергии γ-кванта E_γ и химического состава вещества:

$$\tau_ф = c \cdot \frac{z_{эф}^4}{E_\gamma^m}, \qquad (12.1)$$

где c – постоянная, величина которой скачкообразно меняется при переходе энергии γ-кванта через значения потенциалов ионизации различных электронных оболочек атома; m – коэффициент, зависящий от E_γ: при $E_\gamma > 0{,}5$ МэВ m=1; при $E_\gamma < 0{,}2$ МэВ m=3; $z_{эф}$ – эффективный атомный номер среды.

Для сред сложного состава $z_{эф}$ рассчитывают по формуле И. В. Поройкова:

$$z_{эф} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{z_i^4}{A_i} \cdot q_i}{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{z_i}{A_i} \cdot q_i}}, \qquad (12.2)$$

где z_i и A_i - атомный номер и атомный вес; q_i - весовое содержание *i*-го элемента в среде.

Для веществ, состоящих из легких элементов ($z_i / A_i \approx 0{,}5$), формула (12.2) упрощается до вида

$$z_{эф} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{i=n} {z_i}^3 q_i}. \qquad (12.3)$$

Таким образом, на фотопоглощение очень сильно влияет даже небольшая примесь в среде элементов с большим атомным номером.

Комптоновское рассеяние (комптон-эффект) – это неупругое рассеяние γ-квантов на свободных электронах вещества, в результате которого γ-квант теряет часть своей энергии и меняет направление движения (рис. 12.2, *б*).

Поскольку энергия связи электрона в атоме мала по сравнению с энергией γ-кванта и скорость движения электрона в атоме невелика по сравнению со скоростью распространения γ-излучения, то этот электрон до взаимодействия с γ-квантом можно рассматривать как свободный и покоящийся.

Наблюдается комптон-эффект при более высоких энергиях, намного превышающих энергию связи электронов в атоме. Условно можно считать $E_\gamma > 0{,}5$ МэВ.

Вероятность комптон-эффекта $\tau_к$ зависит от сечения комптоновского рассеяния $\sigma_к$, которое, в свою очередь, является функцией энергии и атомного номера элемента, и от числа электронов в единице объема вещества n_e:

$$\tau_к = \sigma_к \cdot n_e = \sigma_к \frac{N_0 \rho \cdot z}{A}, \qquad (12.4)$$

где N_0 - число Авогадро ($N_0 = 6{,}02 \cdot 10^{23}$ моль$^{-1}$); ρ - плотность вещества.

Таким образом, комптон-эффект зависит от плотности вещества.

Образование пар (рождение пар) – происходит при взаимодействии γ-кванта с электрическим полем ядра атома, γ-квант прекращает свое существование, вместо него образуется пара: электрон и позитрон (рис. 12.2, *в*). Чтобы этот процесс произошел, необходима энергия γ-кванта, превышающая удвоенную массу покоя электрона $E_\gamma \geq 1{,}02$ МэВ. Вероятность образования пар пропорциональна z^2 и увеличивается с ростом энергии γ-кванта. При $E_\gamma \geq 10$ МэВ образование пар является основным видом взаимодействия γ-излучения в любом веществе (Т. И. Трофимова, 1990).

Кроме трех основных видов взаимодействия с веществом, γ-кванты вызывают еще несколько реакций, не играющих заметной роли в ослаблении излучения, но интересных с точки зрения вызываемых ими вторичных излучений. Наиболее интересной из этих реакций является ядерный фотоэффект.

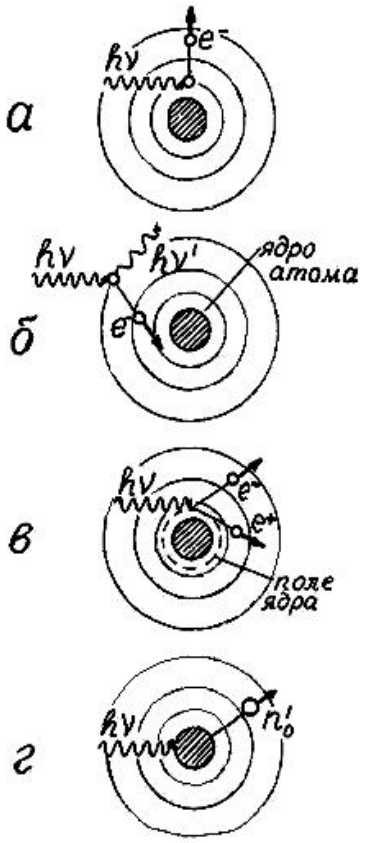

Рис. 12.2. Виды взаимодействия гамма-квантов с веществом: фотоэффект (*а*), комптоновское рассеяние (*б*), образование пар (*в*), ядерный фотоэффект (*г*)

Ядерный фотоэффект заключается в поглощении γ-кванта ядром атома, после чего ядро становится возбужденным и переходит в нормальное состояние через ис-

пускание нейтрона (см. рис. 12.2, *г*). Нейтрон имеет небольшую энергию. Эта реакция пороговая – энергия γ-кванта должна быть больше энергии связи нейтрона в ядре, а она зависит от массы последнего.

Из всех химических элементов наименьшей энергией связи нейтрона в ядре обладают бериллий и дейтерий (1,67 МэВ и 2,23 МэВ соответственно). Гамма-излучение с энергией, достаточной для возбуждения фотоэффекта на этих элементах, может быть получено от обычных изотопных источников.

Все рассмотренные процессы в горных породах при облучении их γ-квантами искусственного источника происходят не по отдельности, а совместно. Быстрые γ-кванты исчезают в результате образования пар и замедляются в результате комптоновского рассеяния, рассеянные поглощаются в результате фотоэффекта. Преобладание того или иного процесса зависит от энергии γ-квантов и свойств горной породы – ее плотности и эффективного номера, как это показано на рис. 12.3.

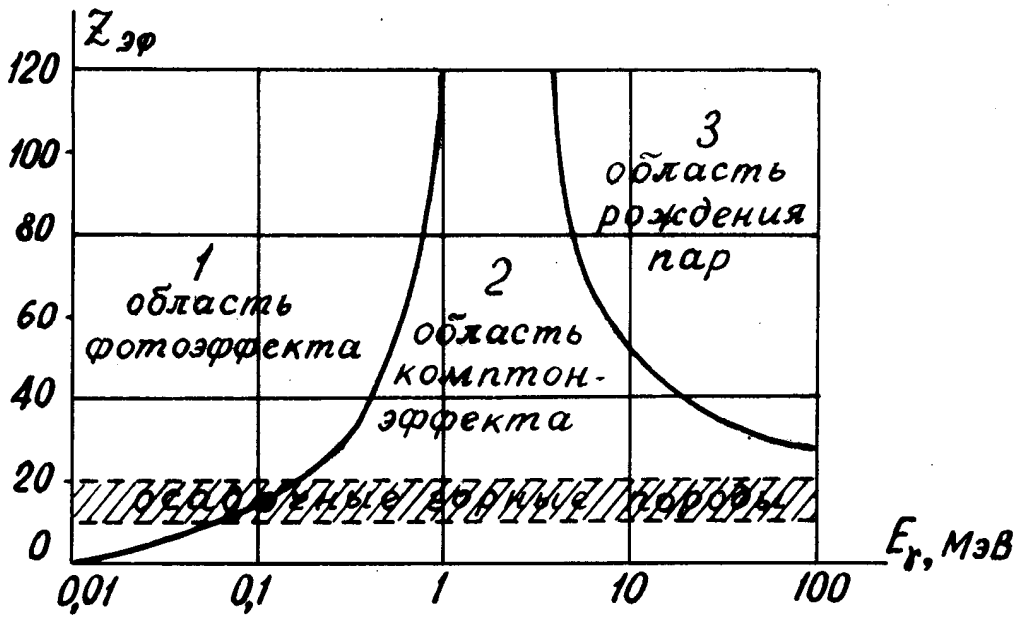

Рис. 12.3. Вероятность различных видов взаимодействия γ-излучения с веществом в зависимости от его энергии и эффективного атомного номера вещества

В зависимости от того, какой из процессов подвергается исследованию, в ГГК выделяют 2 основные разновидности метода: плотностной и селективный γ-γ-каротаж.

§ 3. Плотностной гамма-гамма-каротаж

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) основан на изучении комптоновского рассеяния γ-квантов в горных породах. Поскольку этот эффект наблюдается при достаточно высокой энергии γ-квантов, то в ГГК-П используют источники с энергией $E_\gamma > 0{,}5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные изотопы Co^{60} ($E_\gamma = 1{,}17$ МэВ и $1{,}33$ МэВ), Cs^{137} ($E_\gamma = 0{,}66$ МэВ) и естественный ЕРЭ – Ra^{226}, который дает целый спектр γ-квантов с энергиями от 0,35 до 1,76 МэВ. Длина зондов от 20 до 50 см.

Чувствительность метода к изменениям плотности горных пород растет с увеличением длины зонда, как это показано на рис. 12.4.

Для устранения влияния на результаты ГГК-П вариаций $Z_{эф}$ горных пород детектор гамма-квантов закрывают со стороны стенки скважины тонким (в 1-2 мм) свинцовым экраном, не пропускающим на детектор рассеянное гамма-излучение низких энергий, интенсивность которого зависит, в первую очередь, от атомного номера среды.

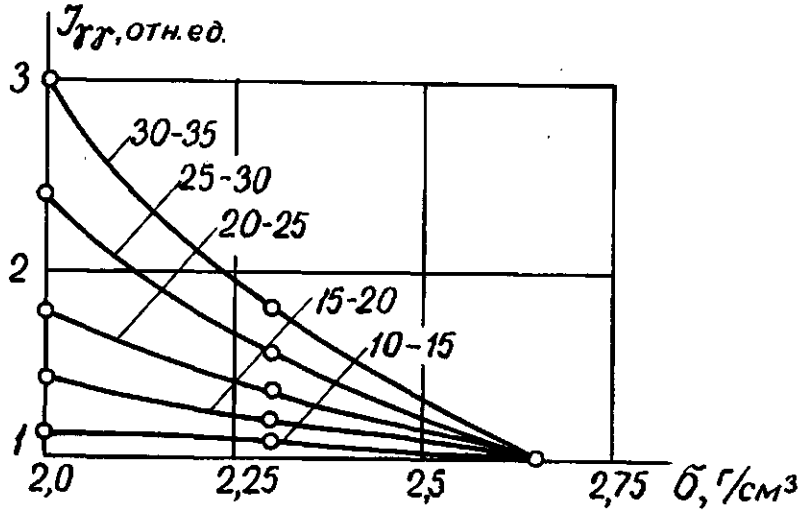

Рис. 12.4. Влияние плотности горных пород на результаты плотностного гамма-гамма- каротажа при разной длине зонда.
Шифр кривых - длина зонда ГГК-П, см. (по Ю. А. Гулину, 1975)

Область применения. ГГК-П находит применение при исследовании нефтяных и газовых, углеразведочных и рудных скважин.

На нефтяных и газовых месторождениях ГГК-П применяют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород-коллекторов. Как известно, плотность породы $\sigma_п$ и коэффициент пористости $K_п$ связаны функциональной зависимостью

$$\sigma_{\text{п}} = (1 - K_{\text{п}}) \cdot \sigma_{\text{ск}} + K_{\text{п}} \cdot \sigma_{\text{ж}}, \qquad (12.5)$$

где $\sigma_{\text{ск}}$ и $\sigma_{\text{ж}}$ - соответственно, плотности минерального скелета и жидкости, насыщающей поры породы. Эти параметры определяют при лабораторных исследованиях керна.

Плотность породы в целом $\sigma_{\text{п}}$ определяют по результатам плотностного ГГК. При этом аппаратуру градуируют на эталонных образцах с известной плотностью. Современная аппаратура позволяет получать диаграммы ГГК-П, масштаб которых сразу разбит в единицах плотности. Выражение для $K_{\text{п}}$ получают из уравнения (12.5).

ГГК-П применяют также при цементометрии эксплуатационных скважин для определения высоты подъема и наличия пустот в цементном камне, поскольку плотность цементного камня 1,8-2,2 г/см^3, а жидкости, заполняющей пустоты в нем, 1,0-1,2 г/см^3 .

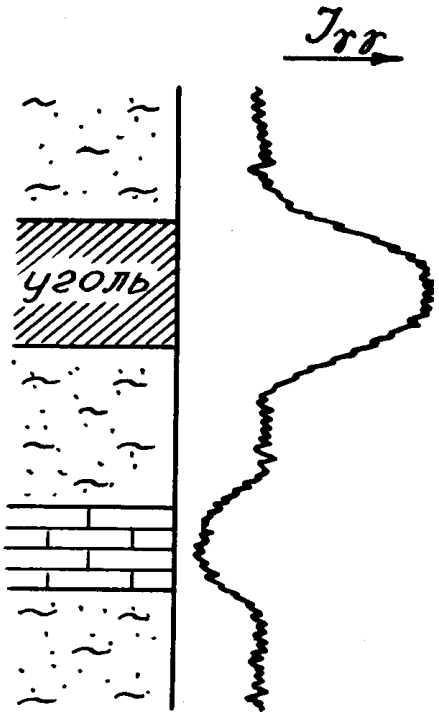

Рис. 12.5. Аномалии на диаграмме плотностного гамма-гамма-каротажа над пластами пониженной (ископаемый уголь) и повышенной (известняк) плотности

На месторождениях ископаемых углей ГГК-П применяют для выделения угольных интервалов. Поскольку плотность углей ($\sigma_{\text{у}} = 1{,}15 - 1{,}75$ г/см^3) намного меньше, чем плотность песчано-глинистых вмещающих пород ($\sigma_{\text{вм}} = 2{,}5 - 2{,}7$ г/см^3), то над угольными интервалами интенсивность рассеянного γ-излучения значительно повышается (рис. 12.5).

Границы угольных пластов определяют по правилу полумаксимума аномалии.

Пример выделения угольных пластов по данным ГГК-П в комплексе с результатами электрических методов уже приводился ранее (см. рис. 9.5).

На рудных месторождениях ГГК-П применяют для выделения рудных интервалов в тех случаях, когда их выделение затруднено по данным других методов.

§ 4. Селективный гамма-гамма-каротаж

Селективный гамма-гамма-каротаж (ГГК-С, он же *Z*-ГГК) основан на изучении фотопоглощения γ-квантов в горных породах. Поскольку этот эффект превалирует при низкой энергии γ-квантов, в ГГК-С используют источники с энергией $E_\gamma < 0{,}5$ МэВ.

Такими источниками являются искусственные радионуклиды: Sn^{119} ($E_\gamma = 0{,}39$ МэВ), Se^{75} ($E_\gamma = 0{,}27$ МэВ), Hg^{208} ($E_\gamma = 0{,}28$ МэВ). Длина зонда 10-20 см. При такой длине зонда изменения плотности горных пород практически не влияют на результаты ГГК (см. рис. 12.4).

Область применения. ГГК-С применяется, главным образом, на угольных и рудных месторождениях.

На угольных месторождениях ГГК-С используют для определения зольности углей. Чистый уголь имеет $z_{эф} \approx 6$, поскольку состоит из углерода. Негорючий остаток углей (зола) состоит, в основном, из кремнезема и глинозема с примесью окислов железа, $z_{эф}$ золы составляет 12-13 единиц. Между зольностью углей A^c и их $z_{эф}$ существует функциональная зависимость, представленная на рис. 12.6.

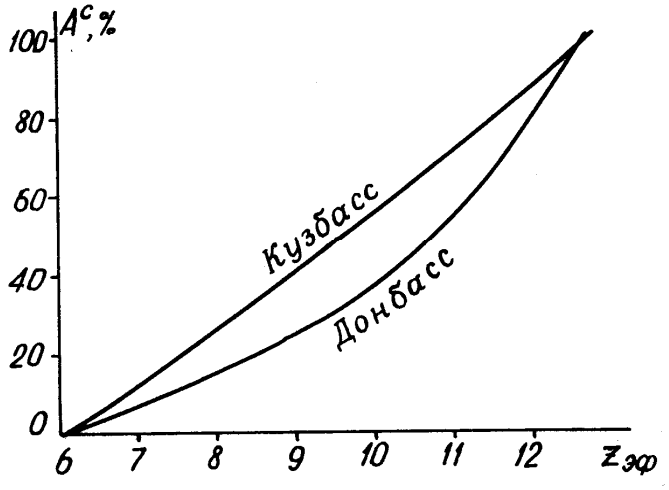

Рис. 12.6. Зависимость эффективного атомного номера от зольности для углей различных бассейнов (по В. И. Уткину)

Поскольку метод ГГК-С чувствителен к малейшим изменениям $z_{эф}$ среды, то по его результатам легко оценить зольность ископаемых углей. Этот метод был разработан проф. В. И. Уткиным. Им же предложена удобная палетка для оценки A^c непосредственно по диаграмме ГГК. Общий вид палетки представлен на рис. 12.7.

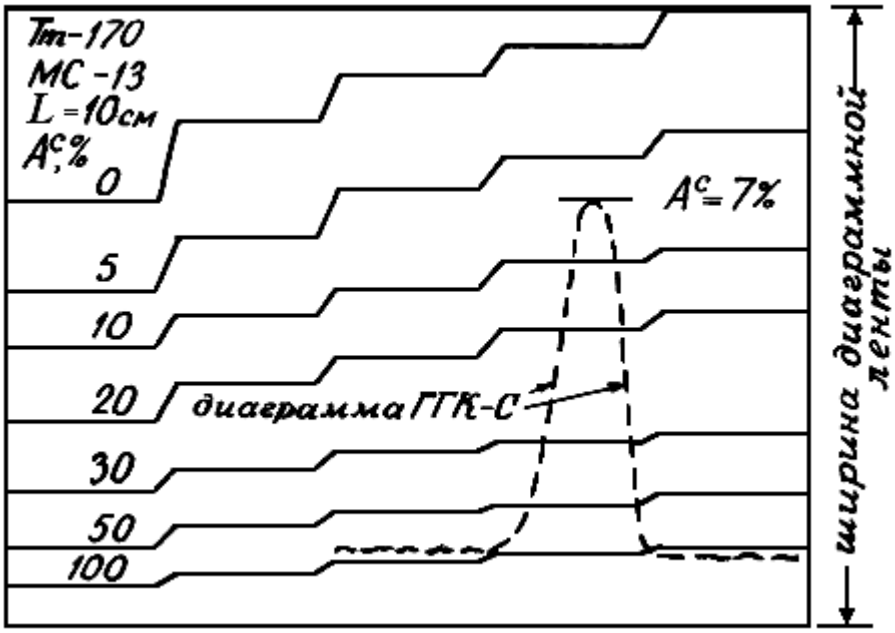

Рис. 12.7. Палетка В. И. Уткина для определения зольности ископаемых углей по диаграммам ГГК-С

Палетка рассчитана для источников γ-квантов определенного состава и мощности, заданных размеров зонда и детектора. Вычерчивается палетка на кальке. При определении зольности угольных пластов и пропластков палетку накладывают непосредственно на диаграмму СГГК так, чтобы нулевая линия палетки совпала с нулевой линией диаграммы. Затем палетку перемещают вдоль нулевой линии до тех пор, пока нижняя линия палетки, соответствующая 100 процентов зольности, не совпадет с уровнем диаграммы над вмещающими породами, которые представляют собой зольный материал в чистом виде. После этого по положению аномалии СГГК между линиями палетки прочитывают зольность A^c угольных пластов, как это показано на рис. 12.7.

На рудных месторождениях метод ГГК-С применяют для выделения рудных интервалов в разрезах скважин. При измерении спектра рассеянного γ-излучения можно определить, каким элементом вызвано поглощение, т. е. возможно изучение вещественного состава руд.

На нефтяных и газовых месторождениях метод ГГК-С находит применение пока только при дефектометрии обсадных колонн. Между тем, автором совместно с доц. И. И. Бредневым и канд. геол.-минерал. наук. Г. Г. Коргулем предложен способ выделения пластов-коллекторов в разрезах и определения их пористости, основанный на применении селективного ГГК. Согласно этому способу, ГГК-С выполняют в скважине дважды: до заполнения скважины жидкостью с повышенным $z_{эф}$ и после. В каче-

стве такой жидкости используют, например, водный раствор ацетата свинца. При 30%-ной концентрации его $z_{эф}$=45,6. У минерального скелета песчаников $z_{эф}$=12,4, у известняков – 15,0.

Жидкость с высоким атомным номером, проникая в поры пласта, повышает $z_{эф}$ коллектора в целом, причем тем сильнее, чем выше пористость, как это показано на рис. 12.8, *а*. Этот эффект отчетливо фиксируется по разности показаний каротажа ГГК-С, проведенного до и после заполнения скважины раствором с аномально высоким $z_{эф}$ (рис. 12.8, *б*). Расчеты показывают, что этот метод обладает очень высокой чувствительностью и позволяет определять пористость пород, начиная с $K_п$= 2 %. Способ признан изобретением и защищен патентом Российской Федерации № 1702793.

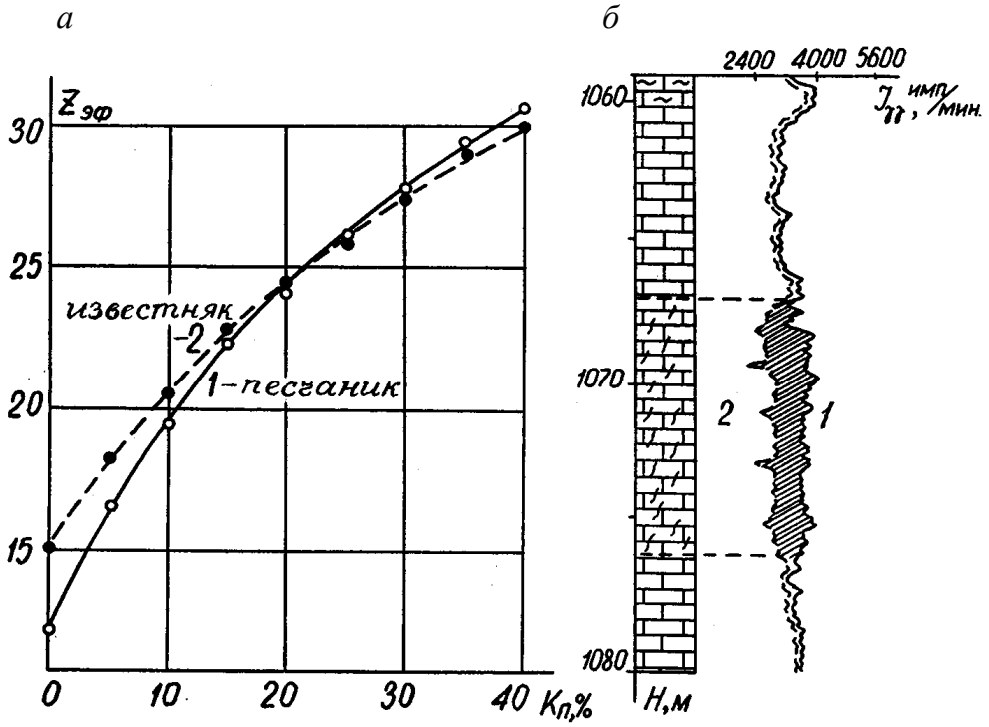

Рис. 12.8. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе по результатам ГГК-С после заполнения скважины раствором с повышенным эффективным атомным номером (пат. РФ № 1702793):
а – зависимость эффективного атомного номера песчаного (1) и карбонатного (2) коллектора при заполнении его пор 30%-ным раствором ацетата свинца от пористости; *б* – комплекс каротажных диаграмм: *1* – контрольная диаграмма ГГК-С, *2* – то же после заполнения скважины 30%-ным раствором ацетата свинца

Зарубежными фирмами и отечественными (ВНИИГИС, "Тверьгеофизика") разработана также модификация ГГК, называемая ***литоплотностным γ-γ-каротажем***. Скважинный прибор, применяемый в этой мо-

дификации, представляет из себя комбинацию зонда ГГК-С и двух зондов ГГК-П разной длины с общим источником Cs^{137}. Такой прибор обеспечивает одновременное измерение плотности горных пород с абсолютной погрешностью ± 0,01 г/см^3 и эффективного атомного номера – с погрешностью ± 0,25 единицы. Это, в свою очередь, позволяет дифференцировать разрезы нефтяных скважин по литологии, выделять коллектора и определять их пористость. По литоплотностному каротажу хорошо выделяются также карбонатные пласты и прослои, так как $z_{Ca} = 20$, а $z_{Al} = 13$ и $z_{Si} = 14$, а также разделяются известняки и доломиты ($Z_{Mg} = 12$).

Общим недостатком всех модификаций метода ГГК является малая глубина исследования, составляющая от нескольких см для источников мягкого γ-излучения и малых зондов до 1 дм для жестких источников и больших зондов.

Контрольные вопросы

1. Назовите три основные вида взаимодействия гамма-излучения с веществом.
2. Как устроен скважинный прибор ГГК?
3. Чем отличается плотностной ГГК от селективного?
4. Какие задачи решаются с помощью ГГК-П на нефтяных и рудных месторождениях?
5. Какие задачи решаются с помощью ГГК-С?
6. Получите выражение для расчета $K_п$ по результатам ГГК-П из формулы (12.5).
7. Увеличиваются или уменьшаются показания в методе ГГК с увеличением плотности горных пород?
8. Как влияет на показания метода ГГК увеличение зольности ископаемых углей?
9. Что представляет собой литоплотностной каротаж?

Глава 13. Рентгенорадиометрический каротаж

Рентгенорадиометрический метод основан на изучении результатов взаимодействия мягкого γ-излучения с электронами глубинных орбит атомов вещества.

Это взаимодействие заключается в фотоэлектрическом поглощении γ-квантов электронами какой-либо глубинной оболочки. В результате электрон вылетает из атома, а атом приходит в возбужденное состояние. Место, с которого удален электрон в результате поглощения γ-кванта, может быть заполнено электроном с другой, более далекой от ядра электронной оболочки. Например, если при фотопоглощении выбит электрон с *K*-оболочки, то его место может быть занято электронами с *L*-, *M*-, *N*-оболочек. Соответственно разностям энергий электронов на этих уровнях, ими при переходе испускаются фотоны рентгеновского излучения.

Совокупность фотонов рентгеновского излучения, ***возникающих при переходах электронов на один общий, более глубокий уровень***, носит название ***характеристической серии рентгеновского спектра***.

Линии характеристического спектра различаются не только энергией, но и интенсивностью, поскольку вероятность перехода электронов между различными уровнями не одинакова.

Наиболее интенсивными являются линии *K*-серии, соответствующие переходу электронов с нескольких подуровней *L*-орбиты на *K*-орбиту. Схема разрешенных квантовой механикой переходов электронов с орбиты на орбиту и возникновение соответствующих этим переходам линий характеристического рентгеновского спектра представлены на рис. 13.1 (по В. А. Мейеру, 1978).

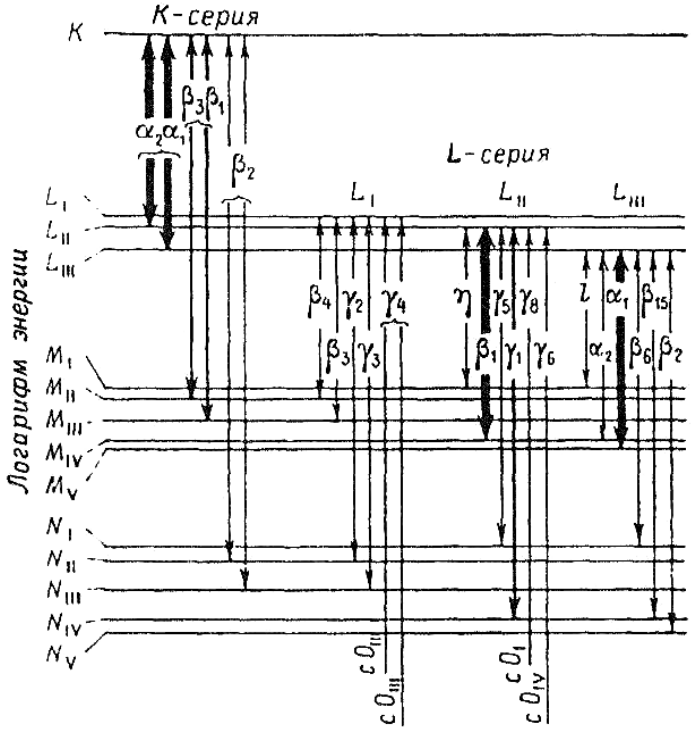

Рис. 13.1. Схема энергетических уровней атома и возникновение характеристических рентгеновских спектров (по В. А. Мейеру)

Каждый химический элемент обладает своим характеристическим спектром рентгеновского излучения, причем энергия линий каждой определенной серии спектра (*K*, *L*, *M*, *N*) возрастает с увеличением атомного номера элемента.

Энергия линий *K*-серии (E_K), наиболее жесткой для всех элементов, не превышает 140 кэВ. Для свинца она составляет 73-85 кэВ, а для легких элементов всего лишь 0,05-0,87 кэВ. Таким образом, рентгеновское излучение является "мягким" и слабопроникающим.

Обычные счетчики Гейгера его не фиксируют и для регистрации применяются пропорциональные или сцинтилляционные детекторы (NaI+Tl), которые в состоянии регистрировать излучение с энергией не менее 0,5 кэВ. Поэтому рентгенорадиометрический метод применим только для элементов с атомным номером $z > 25$-30.

Еще один недостаток метода РРК – невозможность разделить излучение близких по атомному номеру элементов, связанная с низкой разрешающей способностью по энергии у сцинтилляционных детекторов.

Теоретические расчеты показывают, что для получения достаточной интенсивности характеристического излучения энергия γ-квантов возбуждающего излучения E_γ должна быть в пределах:

$$1{,}1\ E_K < E_\gamma < 3{,}3\ E_K, \qquad (13.1)$$

где $E_к$ – энергия связи электрона на *K*-орбите.

Кванты с энергией меньше 1,1 $E_к$ не возбуждают характеристического излучения, а с энергией больше 3,3 $E_к$ создают высокий мешающий фон вследствие комптоновского рассеяния первичного излучения. Для работ на свинец используется источник Se^{75} (E_γ=0,27 МэВ).

Рентгенорадиометрический метод применяется в лабораторном (РРА) и скважинном (РРК) вариантах, а также для опробования стенок горных выработок (РРО). Скважинный вариант РРМ был впервые реализован в 1961-62 годах сотрудниками Ленинградского университета В. А. Мейером и В. С. Нахабцевым.

В РРК используются зонды, в которых осуществлена геометрия "прямой видимости": детектор регистрирует вторичное излучение (характеристическое и рассеянное) с того же участка изучаемой поверхности, который подвергается γ-облучению источника.

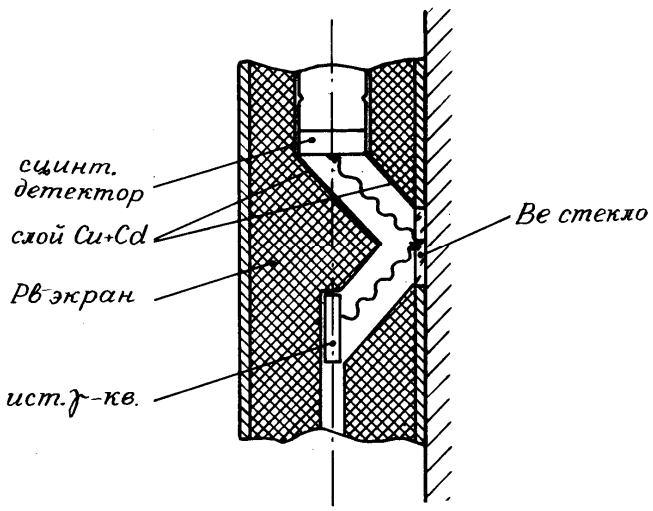

Рис. 13.2. Устройство зонда рентгенорадиометрического каротажа

На рис. 13.2 представлен схематический разрез зонда РРК. Зонд обычно выполняется в виде выносного блока, прижимаемого к стенке скважины.

Источник мягкого γ-излучения облучает участок стенки скважины через коллимационный канал и входное окно, которое для пропускания мягкого излучения закрывается текстолитом или бериллием. Источник и детектор разделены свинцовым экраном. Детектор рентгеновского

излучения помещают в другом коллимационном канале, стенки которого покрыты слоем кадмия и меди для поглощения характеристического рентгеновского излучения, возбуждаемого рассеянным γ-излучением источника непосредственно в свинцовом экране.

Измерения интенсивности характеристического и рассеянного излучения производят с помощью скважинных гамма-спектрометров.

С целью стандартизации измерений и уменьшения влияния помех в РРК применяют ***способ спектральных отношений***. Сущность способа заключается в регистрации отношения интенсивностей в двух каналах гамма-спектрометра, один из которых настроен на энергию характеристического рентгеновского излучения элемента (N_x), другой – канал "внутреннего стандарта" – фиксирует интенсивность γ-излучения справа от *K*-уровня (N_s).

Поясним этот способ с помощью рис. 13.3. Кривая *1* показывает спектр рассеянного γ-излучения источника Se^{75} (E_γ = 0,27 МэВ), зарегистрированный на модели пласта, состоящего из чистого кварцевого песка. Максимум на энергии около 100 кэВ формируется под действием двух конкурирующих процессов – комптоновского рассеяния γ-квантов источника и фотопоглощения рассеянных γ-квантов и соответствует энергии однократно рассеянного γ-излучения источника.

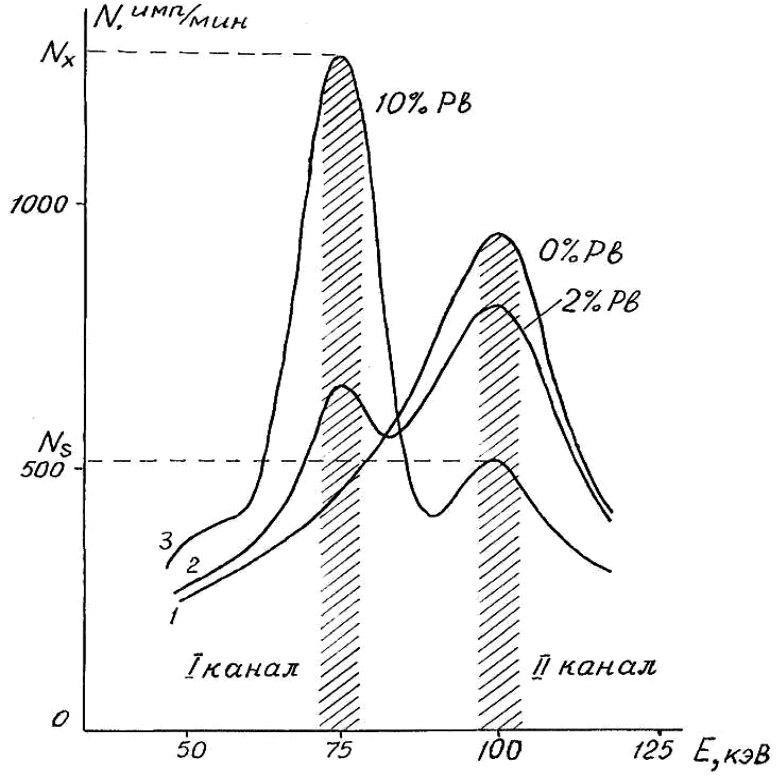

Рис. 13.3. Спектры рентгеновского и рассеянного гамма-излучения на моделях пластов чистого кварцевого песчаника (*1*) и песчаника, содержащего примесь свинца (*2, 3*)

При добавлении в модель пласта свинца в спектре появляется максимум на энергии 75 кэВ, соответствующий K_α-серии характеристического излучения свинца (кривые *2* и *3*). Линия K_{α_1} имеет энергию 74,96 кэВ и линия K_{α_2} – 72,8 кэВ. Аппаратура этих линий не разделяет и фиксирует общий максимум на энергии около 75 кэВ. Чем больше содержание свинца, тем интенсивней этот максимум. Одновременно интенсивность рассеянного излучения ($E_\gamma \approx 100$ кэВ) уменьшается, что связано с повышением эффективного атомного номера среды благодаря добавлению свинца.

Первый канал спектрометра настраивают на энергию характеристического рентгеновского излучения (75 кэВ) и регистрируют в нем скорость счета N_x, второй канал настраивают на энергию максимума рассеянного излучения (100 кэВ) и регистрируют скорость счета N_s. Вычислительное устройство спектрометра рассчитывает отношение $\eta = N_x / N_s$.

Поскольку области энергий, измеряемых обоими каналами, достаточно близки, то изменения плотности, эффективного атомного номера среды и геометрии измерений будут одинаково влиять на обе интенсивности.

В результате, отношение $\eta = N_x / N_s$ оказывается линейно зависящим от содержания соответствующего элемента (в данном случае, Pb).

На рис. 13.4 приведены диаграммы РРК, зарегистрированные в скважине одного из оловорудных месторождений (по Ю. П. Яншевскому, А. П. Очкуру, П. М. Вольфштейну и др., 1976).

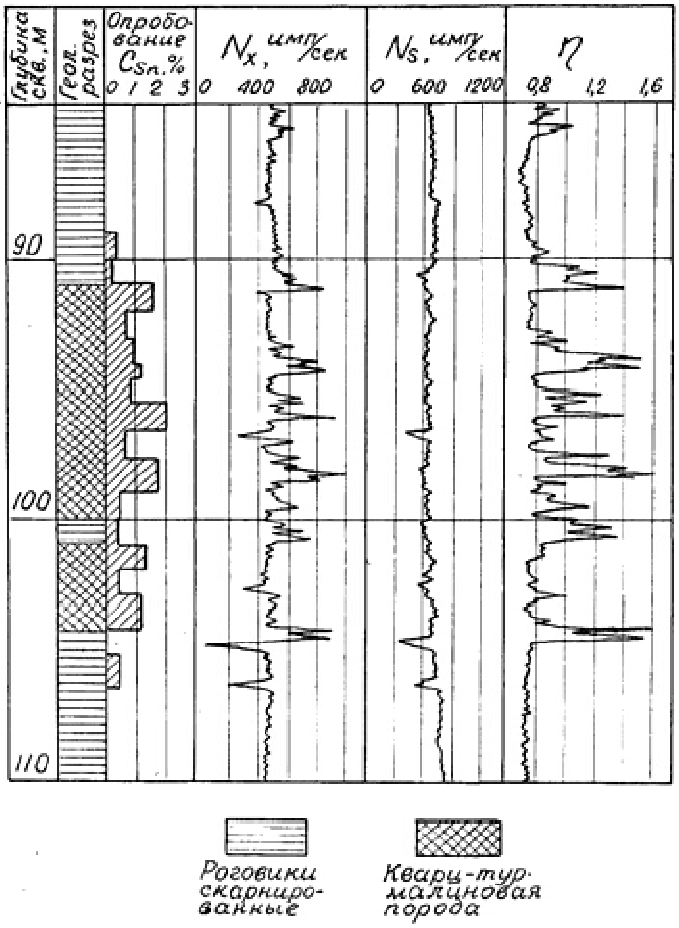

Рис. 13.4. Результаты РРК на одном из оловорудных месторождений (по Ю. П. Яншевскому, А. П. Очкуру, П. М. Вольштейну, 1976)

При работах использовался источник Tm^{170}, дающий γ-излучение с энергией 88 кэВ. Пик однократно рассеянного излучения источника N_s в исследуемой среде приходится на энергию 50 кэВ. Характеристическое излучение олова имеет K_{α_1} линию с энергией 25,3 кэВ и K_{α_2} линию с энергией 25,0 кэВ. Поэтому первый канал спектрометра N_x настраивался на энергию 25 кэВ.

На рис. 13.4 приведены скорости счета в каналах N_x и N_s и график спектрального отношения $\eta = N_x / N_s$. Последний хорошо согласуется с результатами опробования керна.

Главным недостатком метода РРК является его малая глубинность, связанная с низкой проникающей способностью рентгеновского излучения. Метод РРК является по сути "пленочным". Тем не менее, результаты определения содержания металлов в руде по РРК хорошо согласуются с данными кернового опробования.

Контрольные вопросы

1. Поясните, в чем заключается сущность рентгенорадиометрического метода (РРМ).
2. В чем заключаются трудности применения РРМ в условиях буровых скважин?
3. Поясните устройство зонда РРК по рис. 13.1.
4. Почему метод РРК не применим на элементы с атомным номером меньше 25?
5. Каким образом в методе РРК достигается уменьшение влияния скважинных условий на результаты измерений?
6. В чем заключается сущность метода спектральных отношений?
7. Назовите преимущества и недостатки метода РРК.

Глава 14. Методы нейтронного каротажа с использованием стационарных источников нейтронов

Методы нейтронного каротажа заключаются в облучении горных пород потоком быстрых нейтронов от искусственного источника и изучении результатов их взаимодействия с горными породами.

Исторически раньше появились методы, использующие стационарные нейтронные поля: НГК, ННК-Т, ННК-НТ, метод нейтронной активации и некоторые другие; позже были разработаны методы, использующие импульсные нейтронные источники.

§ 1. Процессы взаимодействия нейтронов с веществом

Нейтрон был открыт английским физиком Дж. Чедвиком (1891-1974) в 1932 г. Он относится к тяжелым ядерным частицам – ***барионам***, его масса немного превышает массу протона, спин его равен ½, и он электрически нейтрален. Нейтрон устойчив только в составе стабильных ядер. Свободный нейтрон распадается, образуя протон, электрон и антинейтрино:

$$_{o}n^{1} \rightarrow {}_{1}p^{1} + e^{-} + \tilde{\nu}_{e}.$$

Среднее время жизни нейтронов в вакууме – 15,3 мин. В веществе они живут еще меньше, так как взаимодействуют с ним.

Поскольку нейтроны лишены электрического заряда, то они свободно проникают через электронные оболочки и взаимодействуют непосредственно с ядрами атомов. При этом нейтроны претерпевают упругое и неупругое рассеяние и поглощаются ядрами. Все эти взаимодействия управляются ядерными силами.

Неупругое рассеяние – ядерная реакция, в результате которой ядро атома оказывается в возбужденном состоянии.

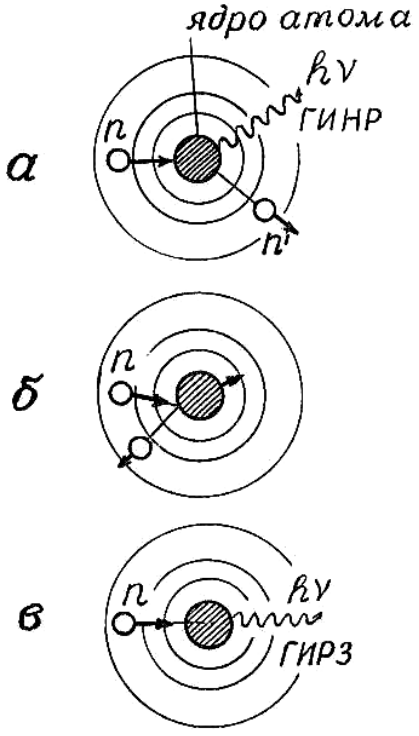

Рис. 14.1. Взаимодействие нейтронов с веществом:
а – неупругое рассеяние;
б – упругое рассеяние;
в – радиационный захват

Эта реакция происходит по схеме (*n, n′,* γ). Поглотив первичный нейтрон *n*, ядро испускает нейтрон *n′* со значительно меньшей энергией, чем у первичного нейтрона. Скорость и направление выброса этого нейтрона не связаны непосредственно с направлением и скоростью попавшего в ядро внешнего нейтрона. Испустив нейтрон *n′*, ядро остается в возбужденном состоянии. За время порядка 10^{-14}с оно переходит в основное состояние, испуская γ-квант (рис. 14.1, *а*). Поток таких γ-квантов называется ***гамма-излучением неупругого рассеяния – ГИНР***. Поскольку часть энергии первичного нейтрона расходуется на возбуждение ядра, кинетическая энергия системы "ядро-нейтрон" становится меньше, чем она была до взаимодействия. Спектр ГИНР характерен для каждого конкретного элемента и потому может быть использован для его идентификации.

Неупругое рассеяние – реакция пороговая, со снижением атомного веса её порог растет от десятков кэВ для тяжелых до еди-

ниц и более МэВ для легких элементов. Для ядер с $A < 40$ порог этой реакции составляет 2-8 МэВ, в том числе, для кислорода O^{16} и углерода C^{12} – 4-7 МэВ. В горных породах после нескольких актов неупругого рассеяния энергия нейтронов уменьшается ниже порогового уровня и при $E_n < 0{,}1$ МэВ эта реакция практически не происходит.

Таким образом, неупругое рассеяние – это процесс, характерный для быстрых нейтронов и сред с большим атомным номером.

Упругое рассеяние – это ядерная реакция, при которой внутренняя энергия ядра не изменяется и суммарная кинетическая энергия системы "ядро-нейтрон" после соударения остается такой же, как и до него (рис. 14.1, *б*).

Упругое рассеяние приводит к замедлению нейтронов, так как они отдают часть своей энергии ядрам. Лучше всего замедление происходит на легких ядрах, масса которых соизмерима с массой самого нейтрона, т. е. на ядрах атомов водорода.

Для характеристики замедляющей способности среды часто используют такой показатель, как ***"параметр замедления"*** ξ, который представляет среднюю логарифмическую потерю энергии нейтрона при одном соударении:

$$\xi = 1 - \frac{(A-1)^2}{2A} \cdot \ln \frac{A-1}{A+1} \approx \frac{2}{A+1}. \qquad (14.1)$$

Так, для водорода ${}_1H^1 (A=1)$ $\xi = 1;$ для углерода ${}_6C^{12}$ $\xi = 0{,}16$.

По параметру замедления можно рассчитать, сколько соударений n с ядрами вещества должен испытать нейтрон, чтобы его энергия уменьшилась от начального значения E_0 до какого-то заданного уровня E:

$$n = \frac{1}{\xi} \cdot \ln \frac{E_0}{E}. \qquad (14.2)$$

Поглощение нейтрона – ядерная реакция, которая заключается в захвате нейтрона ядром, возбуждении ядра и последующем переходе его в основное состояние с испусканием протона (реакция *n, p*), α-частицы (*n,* α), нейтронов (*n, 2n*) или γ-кванта (*n*, γ). Первые три реакции отличаются высоким порогом ($E_n > 2$-5 МэВ) и их сечения малы для всех элементов, кроме B^{10}, Li^6, He^3. Тепловые нейтроны вызывают реакцию (*n*, γ), так как энергия их недостаточна для отрыва от ядра протона, α-частицы или нейтронов. Обычно остаточное ядро, сформировавшееся после поглощения нейтрона, радиоактивно.

Практический интерес для геофизических исследований представляет именно эта реакция (*n*, γ) (рис. 14.1, *в*), которая по типу вторичного излучения называется ***радиационным захватом***, совокупность возникающих

при этом γ-квантов называется ***гамма-излучением радиационного захвата – ГИРЗ.*** Ее микроскопическое сечение $\sigma_{\text{п}} = \frac{1}{V}$, где V – скорость нейтрона. Чем меньше скорость нейтрона, тем дольше он находится вблизи ядра и тем больше вероятность его захвата ядром.

По этой причине радиационный захват наиболее вероятен для нейтронов с низкими (тепловыми) энергиями. Спектр ГИРЗ характерен для каждого конкретного элемента и может быть использован для его идентификации.

Для надтепловых энергий (от 100 эВ до 20 кэВ) сечения ряда элементов характеризуются резонансом. Наиболее высокой способностью к поглощению тепловых нейтронов обладают кадмий, бор, ртуть, хлор, редкоземельные элементы (TR). Аномально слабыми поглотителями тепловых нейтронов являются кислород и углерод.

Вероятность взаимодействия нейтронов с ядрами определенных элементов характеризуется ***полным нейтронным сечением*** σ, равным сумме сечений рассеяния $\sigma_{\text{р}}$ и поглощения $\sigma_{\text{п}}$ нейтронов:

$$\sigma(E) = \sigma_{\text{р}}(E) + \sigma_{\text{п}}(E).$$

Зависимость сечений от энергии нейтронов E является в общем случае очень сложной, для тепловых энергий эти сечения приведены в табл. 14.1. Измеряются нейтронные сечения в барнах (1 барн = 10^{-24} см^2).

Таблица 14.1

Нейтронные сечения некоторых элементов (по В. А. Арцыбашеву, 1972)

Элемент или соединение	Сечение рассеяния $\sigma_{\text{р}}$, барн	Сечение захвата $\sigma_{\text{п}}$, барн
H	38	0,33
H_2O	103	0,66
Li	1,4	71
B	4	755
C	4,8	0,003
O	4,2	$2\cdot10^{-4}$
Si	1,7	0,13
Cl	16	32,6
Ag	6	62
Cd	7	3315
TR	10-30	4000-8000
Hg	20	360
Pb	11	0,17

Для горных пород характерны (особенно при использовании ампульных источников) замедление нейтронов в результате упругого рассеяния, главным образом, на ядрах атомов водорода и затем радиационный захват одним из элементов, входящих в состав породы и, следовательно, разрез скважин можно дифференцировать по содержанию водорода и содержанию элементов с высокими поглощающими способностями.

При использовании импульсных источников, дающих нейтроны с энергиями 14 МэВ, объектом исследования может служить и гамма излучение неупругого рассеяния ГИНР, по энергии которого можно определять химические элементы, которые его испускают.

§ 2. Нейтронный гамма-каротаж (НГК)

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

Физические основы метода

В нейтронном гамма-каротаже измеряется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород. Для возбуждения этого излучения стенки скважины бомбардируют нейтронами.

Скважинный снаряд НГК включает в себя источник нейтронов и детектор гамма-излучения (рис. 14.2).

Расстояние между центрами источника и детектора составляет длину зонда L. Точка записи располагается на середине расстояния между ними. В качестве источников нейтронов применяют обычно ампулы, заполненные смесью порошко-образного бериллия и соли какого-либо радиоактивного элемента, дающего α-излучение, например, Ra, Po или Pu. Наибольшим распространением пользуются Po-Be источники. Период полураспада полония 138,4 суток. Под воздействием α-частиц, испускаемых ядрами полония, происходит реакция:

$$_4\mathrm{Be}^9 + _2\mathrm{He}^4 = _6\mathrm{C}^{12} + _0n^1 + \gamma .$$

Po-Be источник дает около $2\cdot10^6$ нейтронов в секунду на 1 Ku полония и примерно столько же гамма-квантов. Большая часть нейтронов – быстрые, с энергиями от 3,5 до 6 МэВ.

Поскольку нейтроны не имеют электрического заряда, проникающая способность их очень велика. Сталкиваясь с ядрами атомов горных пород, нейтроны теряют часть своей энергии, замедляются. При этом большая часть кинетической энергии теряется при упругом соударении с ядрами

легких атомов, главным образом, водорода. После примерно 25 соударений с ядрами водорода нейтроны замедляются до "тепловых" энергий (около 0,025 эВ) и диффундируют через породы, пока не будут захвачены. Акт захвата теплового нейтрона сопровождается испусканием γ-квантов, которые образуют так называемое γ-излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Часть этих γ-квантов фиксируется детектором в скважинном снаряде НГК.

Кроме радиационного гамма-излучения ($I_{n\gamma}$), детектор будет фиксировать также и гамма-кванты другого происхождения. Суммарную зарегистрированную интенсивность гамма-излучения можно представить в виде ряда:

$$I_{\Sigma} = I_{n\gamma} + I_{\gamma} + I_{\phi} + I_{\gamma\gamma} , \qquad (14.3)$$

где I_{γ} - естественное гамма-излучение пород; I_{ϕ} - фоновое гамма-излучение источника нейтронов; $I_{\gamma\gamma}$ - гамма-излучение источника, претерпевшее комптоновское рассеяние в породах и обсадных трубах скважины.

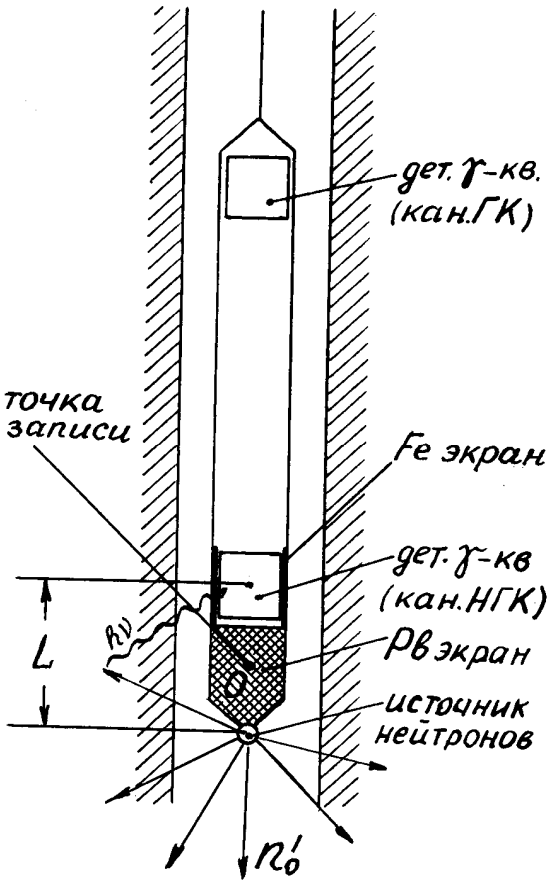

Рис. 14.2. Устройство зонда нейтронного гамма-каротажа

Для выделения исследуемой составляющей $I_{n\gamma}$ приходится прибегать к уменьшению влияния остальных составляющих I_{γ}, I_{ϕ}, $I_{\gamma\gamma}$. Для уменьшения влияния естественной радиоактивности I_{γ} выбирают, с одной стороны, мощность источника нейтронов такой, чтобы вызванное им гамма-излучение было, по крайней мере, на порядок больше естественного. С другой стороны, уровень естественной радиоактивности может быть учтен вычитанием показаний ГК из диаграмм НГК. Для ослабления фонового гамма-излучения источника I_{ϕ} между источником и детектором располагают мощный свинцовый экран (см. рис. 14.2). Для поглощения мягкого рассеянного излучения $I_{\gamma\gamma}$ детектор излучения помещают в стальную гильзу. Выделенная таким образом составляющая $I_{n\gamma}$ зависит, в основном, от содержания водорода в исследуемой среде и длины зонда. Когда скважинный снаряд большой длины проходит через формации с высоким содержанием водорода (в составе воды или нефти и газа), уровень наведенного гамма-излучения будет низким, так как большинство нейтронов будет замедлено и поглощено в непосредственной близости от источника и только некоторые из гамма-квантов смогут достичь детектора и будут зарегистрированы (рис. 14.3, *а*).

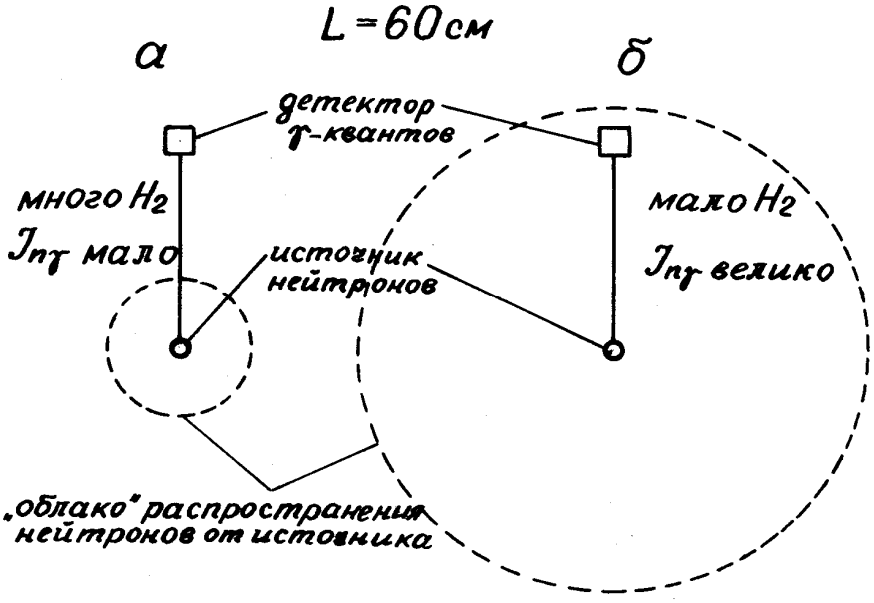

Рис. 14.3. Зависимость показаний "большого" зонда НГК от содержания водорода в среде

Если породы содержат мало водорода или не содержат вообще, нейтроны успевают распространиться далеко от источника прежде, чем они будут замедлены и захвачены. При длине зонда 0,6 м и выше большая часть нейтронов будет поглощена где-то вблизи детектора гамма-излучения, и на диаграммах НГК будет наблюдаться высокий уровень интенсивности ГИРЗ (рис. 14.3, *б*).

При использовании зондов малой длины (0,3 м и менее) зависимость распределения вторичного гамма-излучения от содержания водорода получается обратной (рис. 14.4). А между большой и малой существует такая длина зонда, при которой показания НГК вообще не зависят от водородосодержания. Такая длина зонда называется **инверсионной**. Она определяется в основном замедляющими свойствами среды и составляет в среднем около 20-25 см. Соответственно большие зонды называются **заинверсионными**, малые – **доинверсионными**.

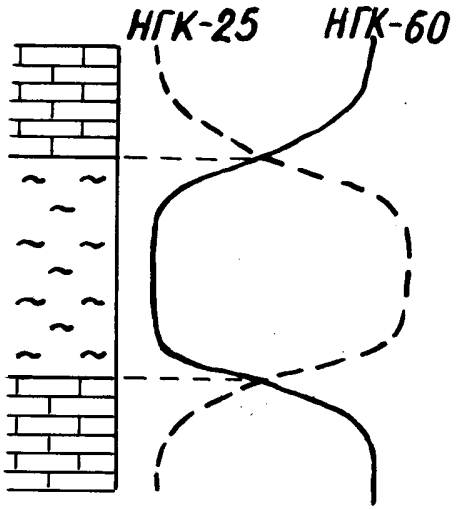

Рис. 14.4. Зависимость показаний НГК от длины зонда

Доинверсионные зонды редко применяются на практике из-за того, что они обладают малой глубиной исследования. В дальнейшем нами будет рассматриваться нейтронный

гамма-каротаж только с большими, заинверсионными (более 0,4 м) зондами, которые обычно и используются при исследовании нефтяных и газовых скважин.

Таким образом, метод НГК является индикатором количества водорода (воды и нефти) в горных породах. А так как жидкость содержится в основном в порах пород, то НГК дает возможность оценивать пористость пород.

Имеется возможность также по диаграммам НГК выделять контакт минерализованных пластовых вод с нефтью за счет того, что хлор, содержащийся в пластовых водах, повышает интенсивность вторичного гамма-излучения.

К сожалению, на НГК оказывает действие ряд мешающих факторов, которые должны быть учтены при интерпретации диаграмм. Во-первых, результаты измерений в значительной степени зависят от конструкции скважины, поскольку вода бурового раствора замедляет нейтроны, а обсадные трубы поглощают гамма-излучение.

Как показывает рис. 14.5, уменьшение диаметра скважины сдвигает кривые НГК вправо, а увеличение толщины обсадки – влево от уровня, соответствующего стандартным условиям.

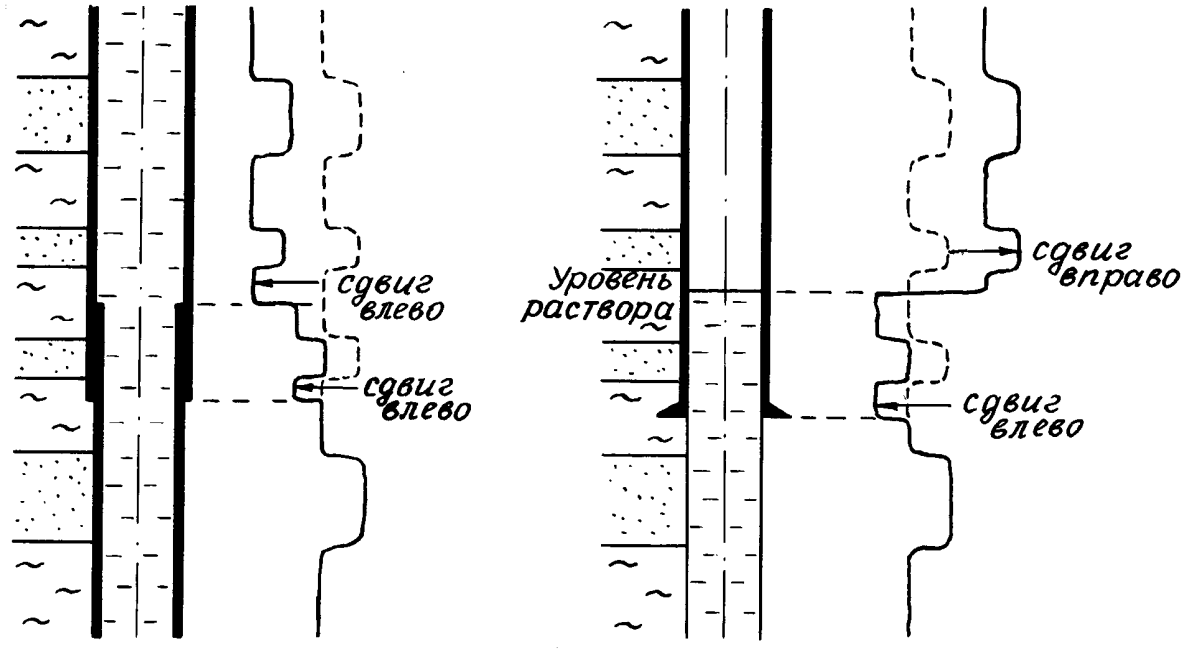

Рис. 14.5. Влияние скважинных условий на показания НГК

При количественной интерпретации учет диаметра скважины производят по специальным номограммам (рис. 14.6), а влияние обсадки учитывается так же, как в методе ГК (см. рис. 11.4). Во-вторых, сопротивление бурового раствора, хотя и не влияет само по себе на результаты НГК, является мерой солености бурового раствора, т. е. его хлоросодержания. А

хлор, как уже отмечалось, повышает интенсивность радиационного излучения. Поэтому при количественной интерпретации результаты НГК исправляют за влияние минерализации бурового раствора, умножая зарегистрированную величину $I_{n\gamma}$ на поправочный коэффициент η_ρ, значение которого снимают с номограммы, пример которой приведен на рис. 14.7.

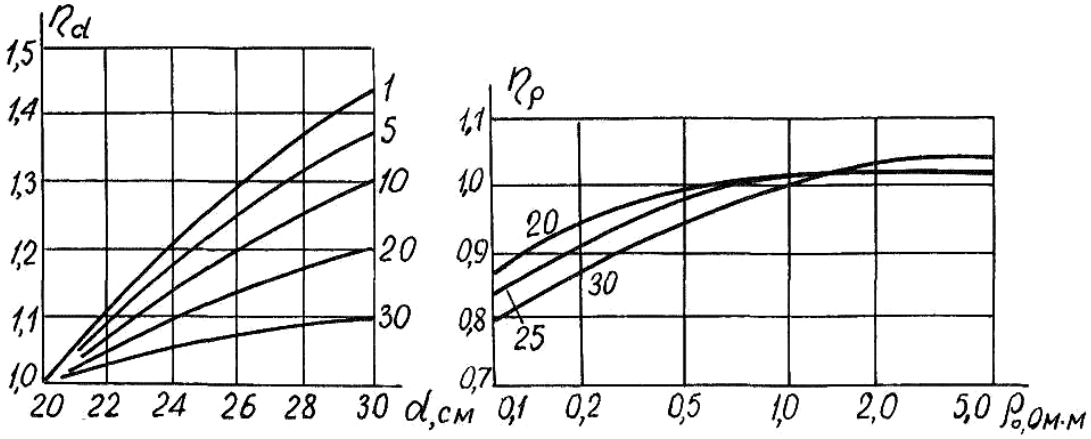

Рис. 14.6. Номограмма для определения поправочного множителя за диаметр скважины. Шифр кривых – коэффициент пористости породы, %

Рис. 14.7. Номограмма для определения поправочного множителя за сопротивление бурового раствора. Шифр кривых – диаметр скважины, см

Интерпретация результатов НГК

Из всего круга задач, решаемых при интерпретации диаграмм НГК, мы рассмотрим только три вопроса: литологическое расчленение разрезов скважин, определение контактов и мощностей пластов, определение пористости.

Литологическое расчленение разрезов скважин. Как уже отмечалось, метод НГК дифференцирует породы по водородосодержанию.

Как известно, среди осадочных пород наибольшее количество водорода содержат глины в составе химически связанной и поровой воды. Общее содержание воды в глинах может достигать 44 %. Поэтому на диаграммах НГК глины выделяются самыми низкими значениями и представляют собой надежный "базовый" или опорный горизонт.

Самые же высокие уровни радиационного гамма-излучения наблюдаются против плотных малопористых известняков, которые могут служить другим опорным горизонтом, с минимальной пористостью ($K_{\text{п}} \approx 1\%$).

Песчаники и пески не содержат химически связанной воды, вследствие чего даже самые пористые из них отмечаются более высокими значениями НГК, чем глины. Среди гидрохимических осадков наименьшими

значениями $I_{n\gamma}$ выделяются гипсы благодаря высокому (до 48 %) содержанию кристаллизационной воды, наибольшими – ангидриты.

Наилучшие результаты получаются при совместной интерпретации диаграмм НГК и др. методов. Так, например, если в разрезе присутствуют и глины, и гипсы, которые не различаются по диаграммам НГК, их легко дифференцировать по диаграммам ГК (у глин повышенная радиоактивность) или КС (у глин электрическое сопротивление гораздо меньше, чем у гипсов).

На рис.14.8 показан пример расчленения упрощенного геологического разреза, состоящего из глин, песчаников и известняков.

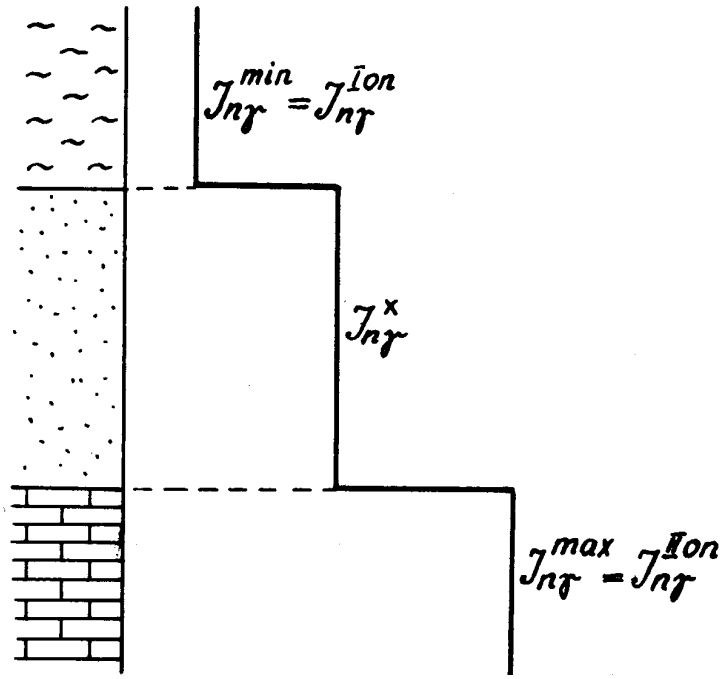

Рис. 14.8. Усредненная диаграмма НГК-60 на гипотетическом геологическом разрезе

Уровень записи $I_{n\gamma}^{x}$ над пластом-коллектором (песчаник) занимает промежуточное положение между глинами и известняками и зависит от пористости и глинистости коллектора.

Определение границ и мощностей пластов. Контакты и мощности пластов в НГК определяются так же, как и в ГК, главным образом, по правилу полумаксимума аномалии (см. рис. 14.4). Хотя из-за влияния длины зонда точка, соответствующая половине максимума аномалии в подошве пласта низкой интенсивности, смещена вниз на 0,1 L, а в кровле – на 0,3 L вверх от границы, эти погрешности можно не учитывать, так как при масштабе записи 1:200 или 1:500 они не превышают 1 мм.

На рис. 14.9 представлен практический пример литологического расчленения разреза по данным НГК с привлечением других методов по

скважине № 56 Пойкинской площади. Самыми низкими значениями на диаграммах НГК выделяются глины (интервал 2303,5-2308,5 м; 2313-2321 м; 2335-2338 м), самыми высокими – тонкие пропластки плотных карбонатных пород на глубине 2296, 2310 и 2331 м.

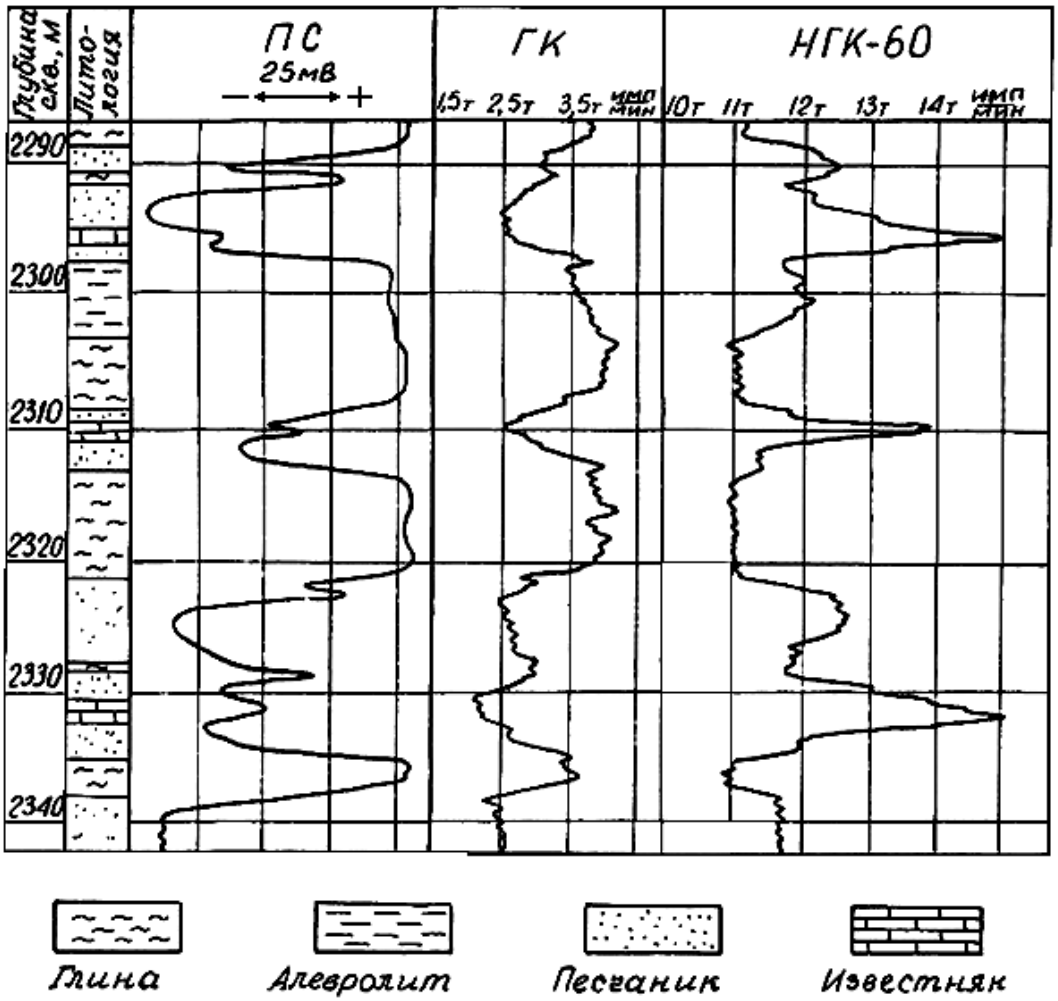

Рис. 14.9. Пример литологического расчленения разреза по данным нейтронного каротажа в комплексе с диаграммами ПС и ГК. Скважина 56, Пойкинская площадь

На диаграмме ПС глины отмечаются большими положительными аномалиями – до + 100 мВ, а на диаграммах ГК – самыми высокими уровнями естественной радиоактивности. Пористые песчаники характеризуются промежуточными показаниями НГК, отрицательными аномалиями ПС и довольно низким уровнем естественной радиоактивности (интервалы 2289-2295, 2321-2335 м и ниже 2338 м). Алевролиты (2298-2304 м), имеющие такой же уровень НГК, как и песчаники, отличаются от последних положительной аномалией ПС.

Определение коэффициента пористости. Поскольку показания НГК зависят от полного водородо-хлоросодержания породы, включая содержание кристаллизационной воды и воды, адсорбированной глинистой частью породы, то наиболее точные результаты по определению пористости по-

лучаются в карбонатных отложениях. При количественной интерпретации диаграмм НГК величина интенсивности $I_{n\gamma}$, снятая против изучаемого пласта, непосредственно не используется. Причиной этого являются отсутствие строгой эталонировки радиометров и наличие сторонних излучений от самого источника нейтронов и рассеянного гамма-излучения, которые очень трудно учесть полностью.

Поэтому интерпретация проводится по относительной амплитуде аномалии НГК ("двойной разностный параметр") для данного пласта:

$$\overline{\Delta I}_{n\gamma} = \frac{\Delta I^{x}_{n\gamma}}{\Delta I^{\text{оп}}_{n\gamma}} = \frac{I^{x}_{n\gamma} - I^{I\text{оп}}_{n\gamma}}{I^{II\text{оп}}_{n\gamma} - I^{I\text{оп}}_{n\gamma}}, \qquad (14.4)$$

где $I^{x}_{n\gamma}$ – интенсивность аномалии НГК против исследуемого пласта; $I^{I\text{оп}}_{n\gamma}$ – интенсивность против первого опорного горизонта, за который принимается обычно пласт глин с известным содержанием водорода (40 %); $I^{II\text{оп}}_{n\gamma}$ – интенсивность против второго опорного горизонта, за который принимается какая-либо из плотных пород разреза с известной пористостью (1 %).

Все величины $I_{n\gamma}$, входящие в формулу (14.4), должны быть предварительно исправлены за влияние скважины, обсадных труб, хлорсодержания и естественной радиоактивности.

По относительной амплитуде $\overline{\Delta I}_{n\gamma}$ и определяют коэффициент пористости по номограмме $\overline{\Delta I}_{n\gamma} = f(K_{\text{п}})$, приведенной на рис. 14.10.

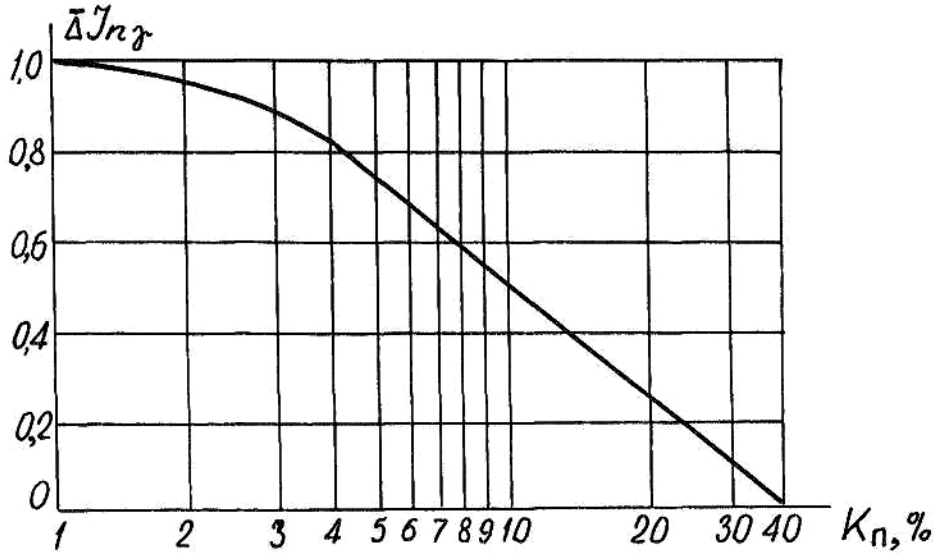

Рис. 14.10. Зависимость показаний НГК (двойной разностный параметр) от пористости пород

Такие номограммы строятся по экспериментальным данным.

При определении по этой методике пористости песчаных коллекторов полученные значения исправляют за глинистость:

$$\Delta K_{\text{п}}^{\text{испр}} = K_{\text{п}}^{\text{НГК}} - 0{,}4 \cdot C_{\text{гл}}, \qquad (14.5)$$

где $C_{\text{гл}}$ - объемная глинистость коллектора, % (определяется по ГК или ПС, или лабораторным исследованиям); 0,4 - объемное содержание воды в глине (40 %).

§ 3. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

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

При постоянной длине зонда плотность потока тепловых нейтронов ($E_{n_{\text{т}}} = 0{,}025$ эВ) зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т. е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Таким образом, ННК-Т дает такие же результаты, как и метод НГК.

При работе с большими зондами, чем больше в среде содержание водорода, тем меньше $I_{nn_{\text{т}}}$. С повышением содержания нейтронопоглощающих элементов (TR, Cd, B, Hg, Mn, Cl) $I_{nn_{\text{т}}}$ падает при любой длине зонда.

В качестве детекторов тепловых нейтронов используют пропорциональные газоразрядные счетчики или сцинтилляторы ZnS, активированные Cu или Ag.

Газоразрядные счетчики заполняют трехфтористым бором BF_3, обогащенным изотопом B^{10}. Проходящие через счетчик нейтроны интенсивно поглощаются бором, имеющим аномально большое сечение захвата тепловых нейтронов. В результате происходящей реакции

$$_5\text{B}^{10} + _0n^1 \rightarrow _2\text{He}^4 + _3\text{Li}^7 + \gamma$$

образуются ядра Li, α-частицы и γ-излучение. В сцинтилляционных счетчиках используют смесь кристаллов ZnS с каким-либо борсодержащим веществом. Так как ZnS не образует больших кристаллов, то этой смесью покрывают внутреннюю поверхность тонкостенного стаканчика из дюралюминия, а открытый торец стаканчика закрывают фотокатодом ФЭУ. Гамма-квант, возникающий при взаимодействии теплового нейтрона с B, вызывает сцинтилляцию в одном из кристаллов ZnS. Таким образом, тепловые нейтроны регистрируются по продуктам их взаимодействия с B.

При исследовании нефтяных и газовых скважин используют зонды ННК-Т длиной 30-50 см.

Учет скважинных условий и количественная интерпретация производится по аналогии с НГК.

При исследовании нефтяных и газовых скважин хорошие результаты дает ***многозондовый нейтрон-нейтронный каротаж*** (МНК). В скважинном приборе МНК измерение нейтронного потока производят с помощью двух или нескольких детекторов, расположенных на разном расстоянии от источника. Все зонды одного типа (заинверсионные).

На рис. 14.11 приведен пример определения положения газоводяного контакта в коллекторе по данным двухзондового каротажа ННК-Т.

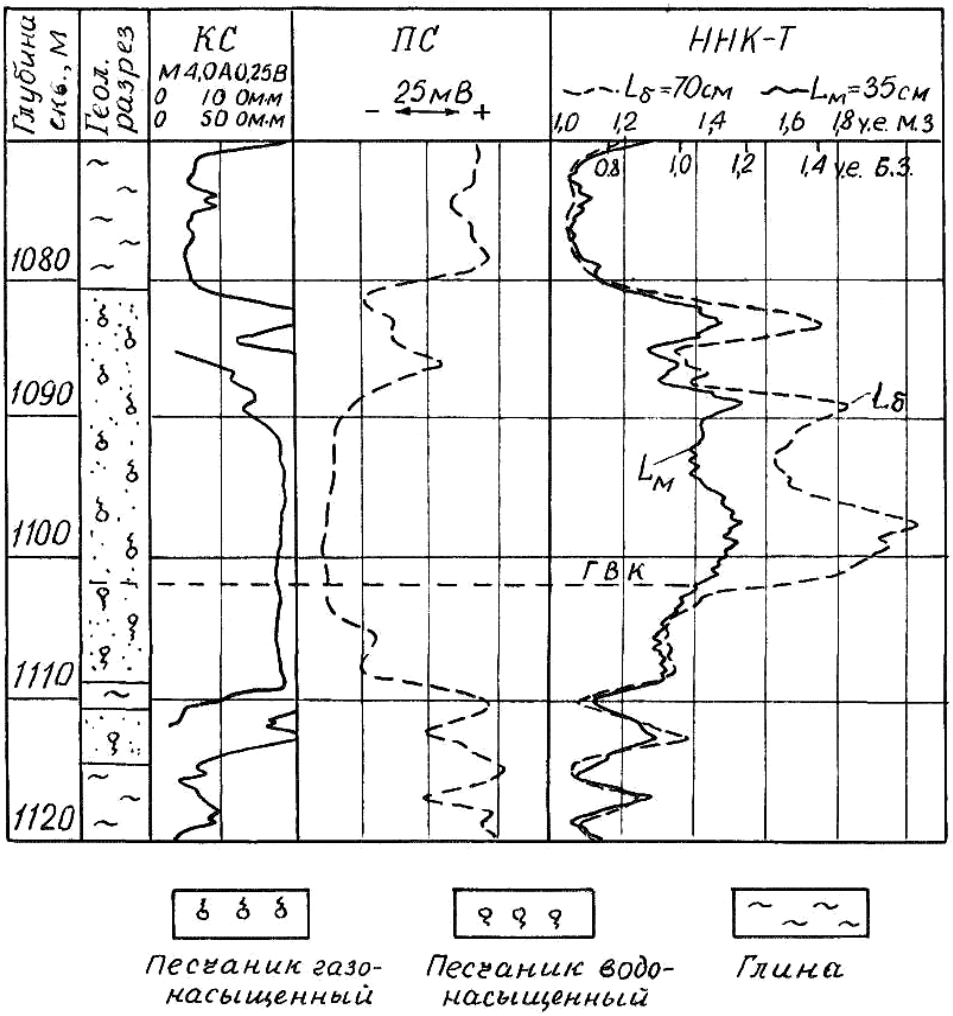

Рис. 14.11. Определение положения газоводяного контакта с помощью двухзондовой установки ННК-Т (по материалам ПФ «Севергазгеофизика»)

На диаграмме малого зонда (L = 35 см) повышением плотности потока тепловых нейтронов выделяется весь пласт-коллектор, залегающий среди глин (интервал 1080,8-1108,8 м). На диаграмме большого зонда (L = 70 см)

показания ННК над газонасыщенной частью пласта вследствие меньшего водородосодержания превышают показания над водонасыщенной частью более чем вдвое. Газоводяной контакт фиксируется на глубине 1101,7 м.

В некоторых двухзондовых установках аппаратура сразу определяет отношение

$$A = \frac{I_{n_{\text{тм}}}}{I_{n_{\text{тб}}}}, \qquad (14.6)$$

где $I_{n_{\text{тм}}}$ и $I_{n_{\text{тб}}}$ - показания малого и большого зондов.

Отношение A характеризует скорость спада плотности нейтронов при удалении от источника, а она возрастает с увеличением водородосодержания и, следовательно, пористости пород при их неизменной литологии.

Поскольку скважинные условия примерно одинаково сказываются на показаниях обоих зондов, то параметр A свободен от влияния скважины, а метод двухзондового НК по этой причине называют **компенсированным нейтронным каротажем.**

§ 4. Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам

Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ) заключается в измерении плотности потока надтепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

Надтепловыми считаются нейтроны с энергией от 0,5 эВ до 20 кэВ.

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

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

Поскольку в среде, где размещается детектор, существуют и надтепловые, и тепловые нейтроны, бор, содержащийся в фильтре, поглощает тепловые нейтроны, поступающие на счетчик, а парафин, в котором содержится много водорода, замедляет надтепловые до тепловых энергий, которые затем попадают на счетчик и регистрируются им.

В ННК-НТ так же, как и в других нейтронных методах, могут использоваться как большие (заинверсионные), так и малые (доинверсионные)

зонды. При работе с большими зондами, чем больше водородосодержание, тем меньше показания $I_{n_{нт}}$; при работе с малыми – наоборот.

Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна небольшая глубинность исследования, которая в зависимости от свойств пород и их водородосодержания составляет от 20 до 30 см (уменьшаясь с ростом водородосодержания). Наименьшая глубинность характерна для ННК-НТ, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых. Наибольшая глубинность присуща методу НГК, благодаря тому, что гамма-кванты распространяются в горных породах несколько дальше, чем нейтроны.

Контрольные вопросы

1. Назовите виды взаимодействия нейтронов с веществом.
2. При каких энергиях нейтронов преобладают отдельные процессы взаимодействия?
3. Рассчитайте, сколько соударений с ядрами атомов водорода должен претерпеть быстрый нейтрон с энергией 5 МэВ, чтобы его энергия уменьшилась до тепловой – 0,025 эВ.
4. По какому свойству горных пород дифференцирует разрез НГК?
5. Почему результаты НГК зависят от водородосодержания породы?
6. Почему изменения диаметра скважины влияют на результаты НГК?
7. Как изменяются показания НГК при увеличении диаметра скважины?
8. Почему наличие обсадных колонн в скважине уменьшает показания НГК, ведь железные трубы не являются препятствием для нейтронов?
9. Какие зонды НГК называются заинверсионными и какие – доинверсионными?
10. Какие породы характеризуются минимальными и какие – максимальными показаниями на диаграммах НГК-60?
11. Почему при определении пористости пластов по НГК нужно учитывать их глинистость?
12. В чем преимущество ННК-Т перед НГК?
13. В чем преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НГК?
14. Какова глубинность нейтронных методов каротажа?
15. Какими аномалиями на диаграммах НГК и ННК-Т выделяются коллектора, насыщенные минерализованными водами?

Глава 15. Импульсный нейтронный каротаж (ИНК)

§ 1. Физические основы метода

В этом методе горные породы облучают кратковременными потоками быстрых нейтронов и изучают результаты их взаимодействия с окружающей средой.

В качестве источника используют скважинный генератор нейтронов, основную часть которого составляет "отпаянная" нейтронная трубка (рис. 15.1). Эта трубка представляет собой стеклянный баллон, заполненный дейтерием при низком давлении порядка 0,02-0,05 Па. Внутри трубки с одной стороны располагается катод, с другой – высоковольтный электрод, внутри которого находится титановая мишень, насыщенная тритием. На высоковольтный электрод подают отрицательное напряжение порядка 150 кВ. Между катодом и высоковольтным электродом располагается полый цилиндрический анод, на который подают положительное напряжение в несколько сотен В. Снаружи трубки вокруг анода располагается катушка индуктивности или постоянный магнит.

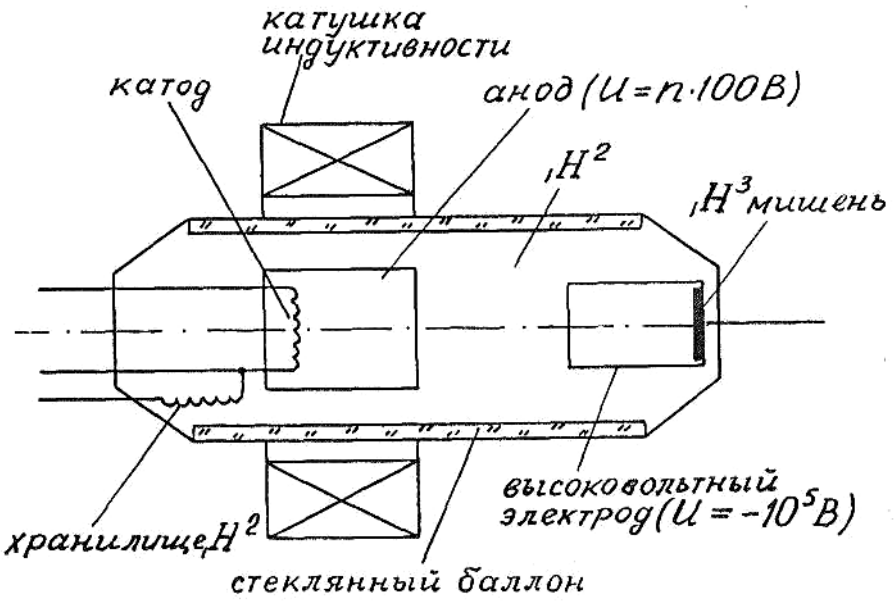

Рис. 15.1. Устройство нейтронного генератора

Электроны, эмиссируемые катодом, ускоряются полем анода и ионизируют атомы дейтерия в трубке. Одновременное действие электростатического поля анода и магнитного поля катушки индуктивности заставляют электроны двигаться по спирали, что увеличивает длину их пути и усиливает их ионизирующее действие. Положительно заряженные ионы дейтерия притягиваются полем отрицательного высоковольтного электрода, ускоряются и бомбардируют мишень, насыщенную тритием.

В результате ядерной реакции

$$_1H^2 + _1H^3 = _2He^4 + _0n^1$$

образуется поток нейтронов с энергией 14 МэВ. Выход нейтронов – $10^6 - 10^9$ нейтр/с. Длительность потока зависит от времени подачи напряжения на анод и составляет обычно от 10 до 20 мкс. Расход дейтерия компенсируется за счет его выделения из хранилища при пропускании через него электрического тока.

Длительность нейтронного импульса обозначают $\Delta\tau$, а интервал времени между импульсами – τ. Частота следования импульсов – от 10 Гц до 20 кГц. Через некоторое время после испускания импульса, называемое временем задержки $\tau_З$, производят измерение плотности потока нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом в среде в течение какого-то интервала времени замера $\Delta\tau_{зам}$ (рис. 15.2).

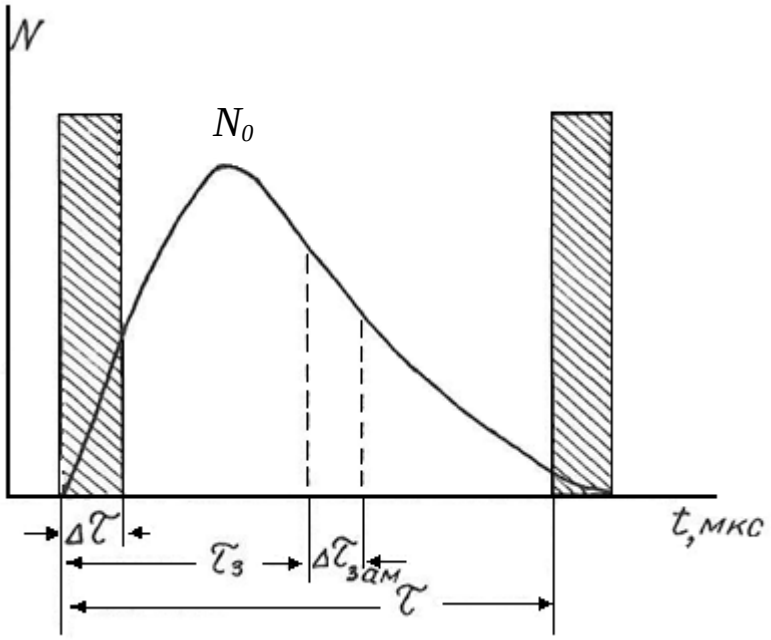

Рис. 15.2. График изменения плотности медленных нейтронов во времени при импульсном нейтронном каротаже

Изменяя время задержки при постоянном $\Delta\tau_{зам}$, можно получить зависимость плотности потока нейтронов (тепловых или надтепловых) или интенсивности радиационного γ-излучения от времени задержки. Таким образом, ИНК позволяет исследовать не только пространственно-энергетическое, но и временное распределение нейтронов в среде и, следовательно, более полно изучить нейтронные характеристики горных пород.

При импульсном облучении процессы замедления быстрых и диффузии тепловых нейтронов происходят, грубо говоря, последовательно и могут быть исследованы раздельно в зависимости от времени задержки.

Как видно из рис. 15.2, плотность потока тепловых нейтронов сначала увеличивается за счет замедления быстрых нейтронов и через 10-100 мкс достигает максимума N_0, а затем уменьшается за счет того, что тепловые нейтроны начинают диффундировать вдоль оси скважины, а из скважины – в пласт и поглощаться. Количество их убывает по закону

$$N = N_0 \cdot e^{-t/\tau_n}, \qquad (15.1)$$

где τ_n - среднее время жизни тепловых нейтронов (от момента замедления до момента поглощения).

Время замедления быстрых нейтронов (10-10^2 мкс) характеризует замедляющие свойства, т. е. водородосодержание горных пород, а время диффузии тепловых нейтронов (10^2-10^4 мкс) определяется и водородосодержанием, и наличием ядер с большим сечением захвата тепловых нейтронов (например, Cl в пластовых водах).

Импульсный нейтронный каротаж возможен в вариантах ИННК-НТ, ИННК-Т, ИНГК и ИНГК-С (со спектрометрией ГИРЗ или ГИНР). Наибольшим распространением пользуется вариант ИННК-Т.

§ 2. Применение импульсного нейтронного каротажа

С помощью ИНК решаются разнообразные геологические задачи. На нефтяных и газовых месторождениях это – литологическое расчленение разрезов, определение положения ВНК, ГНК, ГВК, как в разведочных, так и в эксплуатационных скважинах; на рудных – определение содержания элементов с повышенными нейтронными свойствами.

При ИННК-Т нефтяных скважин используют как непрерывные, так и поточечные измерения. При непрерывных записывают одновременно, как минимум, две диаграммы плотности потока тепловых нейтронов с разным временем задержки при постоянном $\Delta\tau_{зам}$. Каротаж производят при перемещении скважинного прибора снизу вверх со скоростью порядка 120 м/ч и с постоянной времени прибора 12 с.

По отношению показаний в двух каналах с разными временами задержки судят о среднем времени жизни тепловых нейтронов τ_n. Чем сильнее отличаются эти показания, тем меньше τ_n. Количественно τ_n рассчитывают по формуле:

$$\tau_n = \frac{\tau_2 - \tau_1}{\ln N_1 - \ln N_2}, \qquad (15.2)$$

где τ_1, τ_2 - время задержки для 1 и 2 каналов; N_1 и N_2 - показания (скорость счета) в тех же каналах.

При выборе времени задержки $\tau_З$ и времени замера $\Delta\tau_{зам}$ соблюдают условие

$$\tau_З > \tau_n > \Delta\tau_{зам}. \qquad (15.3)$$

В настоящее время имеется аппаратура, которая автоматически рассчитывает τ_n и выдает этот параметр на регистратор. Среднее время жизни тепловых нейтронов зависит от содержания водорода и содержания поглотителей нейтронов (хлора) в среде. Для пластов, насыщенных нефтью или пресной водой, τ_n=0,3-0,6 мс; для пластов, насыщенных минерализованной водой τ_n=0,11-0,33 мс; для газонасыщенных пластов τ_n=0,6-0,8 мс.

Таким образом, по параметру τ_n пласты, насыщенные минерализованной водой, хорошо отличаются от нефте- и газонасыщенных. На этом отличии основано применение метода ИННК-Т для прослеживания изменений положения ВНК и ГВК в процессе разработки месторождений нефти и газа (рис. 15.3).

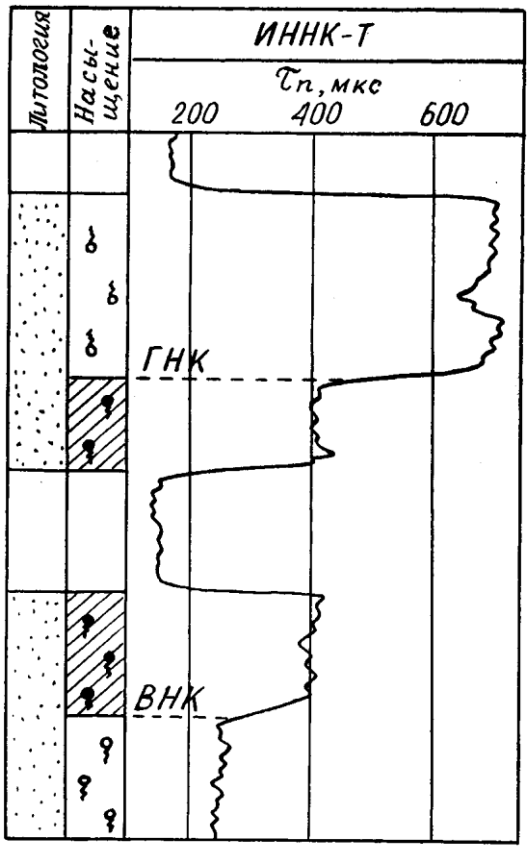

Рис. 15.3. Определение текущего положения водонефтяного контакта по данным импульсного нейтронного каротажа в эксплуатационной скважине (по В. Н. Моисееву)

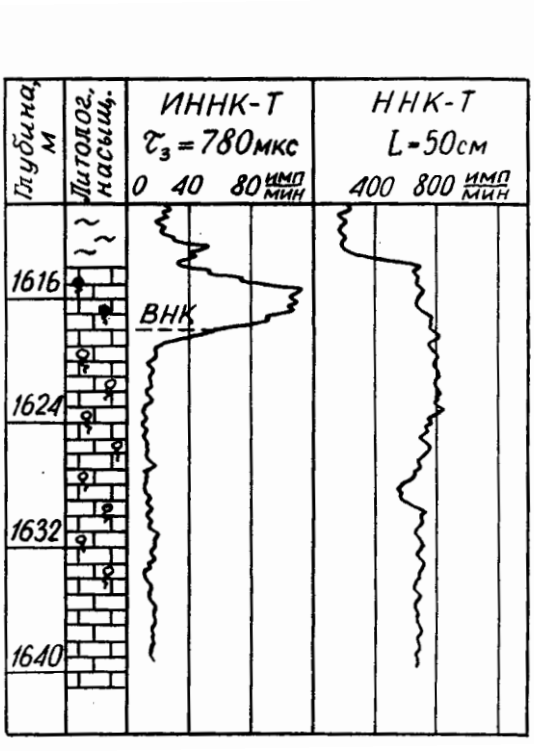

Рис. 15.4. Определение положения ВНК по диаграмме ИННК-Т с большим временем задержки

При большой минерализации пластовых вод (более 100 г/л) разделение водонасыщенных и нефтенасыщенных частей пласта возможно даже по одной кривой ИННК с большим временем задержки.

Над водонасыщенной частью $I_{nn_т}$ значительно ниже, чем над нефтенасыщенной, как это видно по рис. 15.4, где наряду с диаграммой ИННК-Т на времени задержки $\tau_З$=780 мкс приведена для сравнения диаграмма метода ННК-Т с ампульным источником, на которой ВНК не отбивается вовсе, но наиболее информативны точечные исследования.

Расстояние между точками наблюдения внутри нефтеносных пластов составляет от 0,4 до 0,8 м, в водоносных – 0,8-1,0 м. На каждой точке производят по несколько замеров, меняя время задержки $\tau_З$ при постоянном $\Delta\tau_{зам}$, и таким образом подробно исследуют зависимость плотности потока тепловых нейтронов от времени. Поскольку время жизни тепловых нейтронов в пласте больше, чем в скважине из-за большего количества водорода в скважине, то, спустя некоторое время после испускания импульса, количество тепловых нейтронов в скважине становится меньше, чем в пласте, и они начинают диффундировать из пласта в скважину. С увеличением времени задержки детектор регистрирует все меньшее количество тепловых нейтронов, но эти нейтроны представляют наибольший интерес, так как они идут из наибольшей глубины пласта.

При поточечных измерениях строят график зависимости логарифма показаний $\ln N_i$ от времени задержки $\tau_{З_i}$. Такой график (рис. 15.5) позволяет точнее определить значение τ_n пласта как величину котангенса угла наклона кривой $lnN = f(t)$ при больших $\tau_З$.

При малых $\tau_З$ наклон кривой зависит, кроме τ_n, также от диаметра скважины и свойств среды, ее заполняющей. При больших $\tau_З$ такое влияние постепенно исчезает. Уменьшение влияния скважины является большим преимуществом импульсных нейтронных методов перед стационарными. Еще одно преимущество – более высокая чувствительность к содержанию элементов, сильно поглощающих нейтроны.

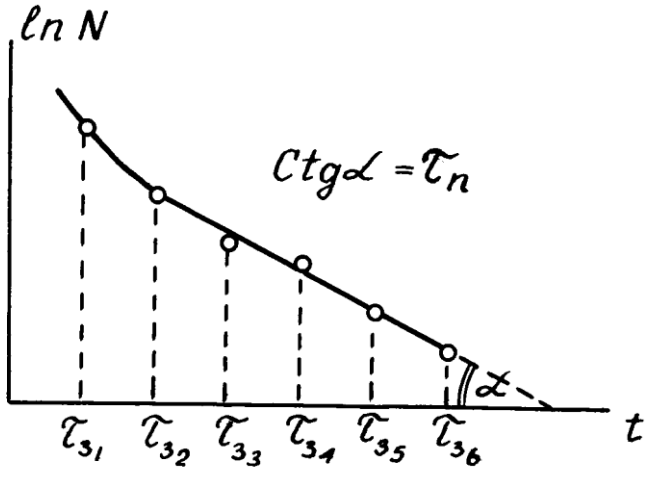

Рис. 15.5. Зависимость плотности потока тепловых нейтронов от времени задержки и определение среднего времени жизни тепловых нейтронов в среде τ_n

В рудных скважинах импульсные методы позволяют определять гораздо меньшие концен-трации элементов с повышенным сечением захвата тепловых нейтронов, чем стационарные методы.

Импульсный генератор нейтронов также находит применение при прямом определении урана в скважинах.

Генератор, используемый в этом случае, имеет низкую частоту нейтронных вспышек – до 100 Гц. При длительности вспышки $\Delta\tau \approx 10$ мкс, временной интервал между вспышками составляет около 10 мс. За это время быстрые нейтроны генератора в результате взаимодействия с окружающей средой успевают замедлиться до тепловых энергий. Под действием этих тепловых нейтронов происходит деление ядер изотопа U^{235}, которое сопровождается испусканием нейтронов с энергией около 2 МэВ. Это так называемые «мгновенные нейтроны». Именно эти нейтроны и регистрируются детектором скважинного прибора. Время задержки $\tau_з$ выбирают настолько большим, чтобы среди нейтронов, испущенных генератором, в породах и скважине уже не оставалось нейтронов, имеющих энергию выше тепловой. Детектор представляет собой газоразрядный счетчик, работающий в пропорциональном режиме и помещенный в кадмиевый экран толщиной около 1 мм, который служит для поглощения тепловых нейтронов (Новиков Г. Ф.,1989).

С учетом того, что содержание изотопа U^{235} в природном уране составляет около 0,7 %, чувствительность метода, получившего название "каротаж мгновенных нейтронов деления – КНД-М", составляет около 400 имп/мин на 0,01 % урана при мощности генератора $2 \cdot 10^8$ нейтр/с.

Следует отметить, что на результаты измерений при постоянной мощности источника и постоянной длине зонда оказывают влияние скважинные условия (диаметр скважины и наличие обсадных труб), а также пористость, влажность и плотность руды и присутствие в ней элементов с большим сечением поглощения тепловых нейтронов (Li, B, Cl, Cd, Hg).

Разработана методика учета всех мешающих факторов. При этом скважинные условия и изменение физических свойств руд учитываются посредством использования еще одного детектора, образующего вместе с источником нейтронов дополнительный зонд, а учет вариаций нейтронных свойств среды производится по результатам ИННК-Т, диаграмма которого регистрируется одновременно с диаграммой КНД-М.

Каротаж выполняют в непрерывном режиме при движении скважинного прибора со скоростью 60 м/ч.

§ 3. Углеродно-кислородный каротаж (С/О каротаж)

Углеродно-кислородный каротаж является одним из немногих методов, позволяющих 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.

Как уже отмечалось, 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 BGO (германат висмута), который обладает более высокой чувствительностью к высокоэнергетическому излучению ГИНР, чем обычные сцинтилляторы на основе NaJ.

Измерительная часть аппаратуры позволяет получать временные и энергетические спектры регистрируемого γ-излучения.

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

На рис. 15.6 представлен временной спектр интегральных скоростей счета (во всех энергетических каналах).

Подъем кривой в интервале 6-24 мкс объясняется вкладом ГИНР во время испускания нейтронов. Уровень счета после этого подъема составляет фон ГИРЗ + ГИНА.

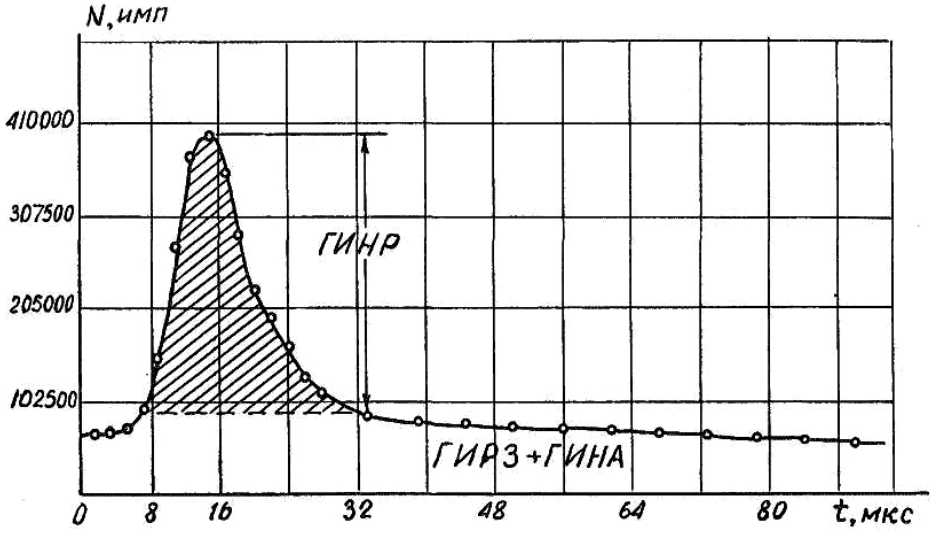

Рис. 15.6. Временной спектр гамма-излучения во время нейтронной вспышки и в паузе между вспышками

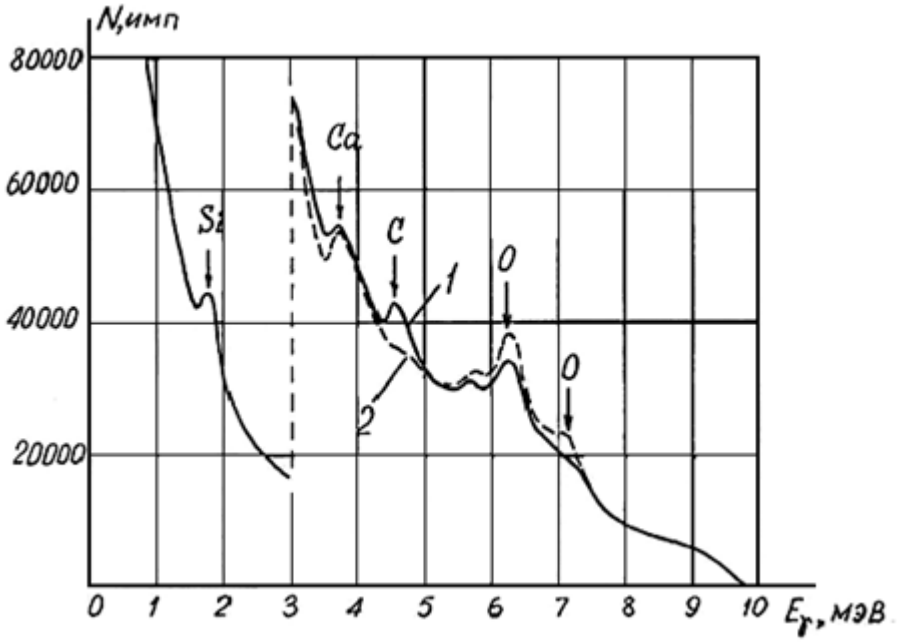

Рис. 15.7. Энергетический спектр гамма-излучения во время нейтронной вспышки (ГИНР + ГИРЗ + ГИНА):
1 – на нефтенасыщенном песчанике; *2* – на водонасыщенном песчанике

На рис. 15.7 представлен энергетический спектр ГИНР, снятый во время нейтронной вспышки на нефтенасыщенном (*1*) и водонасыщенном (*2*) кварцевом песке, а на рис. 15.8 энергетический спектр ГИРЗ + ГИНА (после нейтронной вспышки) на тех же объектах (по Е. С. Кучурину и др., 2004).

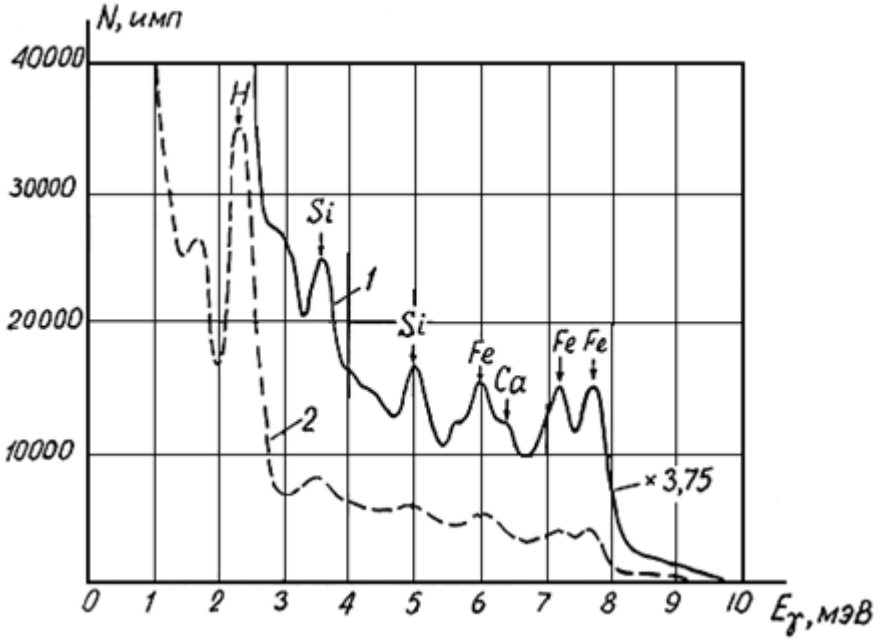

Рис. 15.8. Энергетический спектр гамма-излучения в паузе между вспышками (ГИРЗ + ГИНА):
1 – на нефтенасыщенном песчанике; *2* – на водонасыщенном песчанике

На этих спектрах указаны элементы, обусловливающие характерные линии обоих спектров. 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 15.1.

Таблица 15.1

Энергия γ-излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата некоторых элементов (по Р. Т. Хаматдинову и др., 2004)

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

Линии ГИРЗ водорода и железа используются для стабилизации энергетической шкалы γ-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 глин.

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.15.1).

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.

Количественно текущую нефтенасыщенность $К_н$ рассчитывают по соотношению

$$К_н = a\,(R_{с/о} - bR_{ca/si}) + c, \qquad (15.4)$$

где $R_{с/о}$ – С/О отношение, найденное по "чистому" списку ГИНР; $R_{ca/si}$ – Ca/Si отношение, найденное по ГИНР или ГИРЗ (R от английского Ratio – отношение); *a, b, c* – константы, значения которых определяют на основании измерений на моделях пластов различного состава, а также чистотой воды и чистой нефти.

На рис. 15.9 представлены результаты С/О каротажа наблюдательной скважины на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири. Объектом разработки является пласт АВ1-3, пересеченный этой скважиной на глубине ХХ90,5 - ХХ10 м.

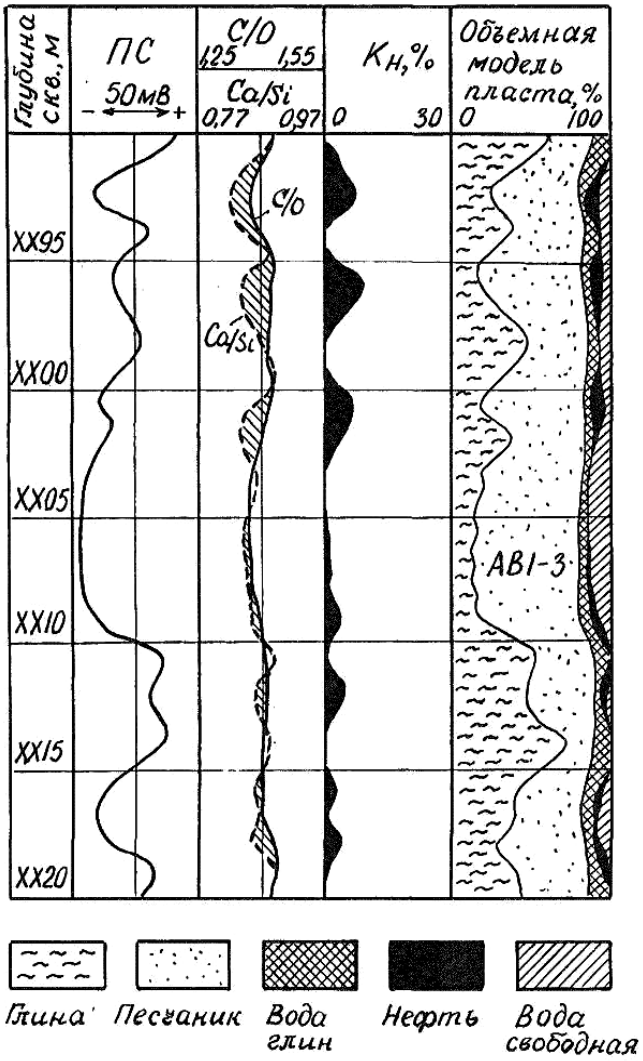

Рис.15.9. Пример результатов С/О каротажа по одной из наблюдательных скважин нефтяного месторождения Тюменской обл. (по А. Н. Тропину и др., 1999)

По результатам каротажа видно, что пласт в интервале XX02,5 - XX10 м обводнен, а интервалы XX91,5 - XX94,0; XX94,8 - XX97,6 и XX99,5 - XX03,0 м сохранили свою первоначальную нефтенасыщенность благодаря повышенной глинистости.

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.

Контрольные вопросы

1. Поясните устройство скважинного генератора нейтронов.
2. В чем заключаются преимущества каротажа с импульсным источником перед каротажем со стационарным источником нейтронов?

3. Какие модификации каротажа возможны с применением импульсного источника нейтронов?

4. От чего зависит время замедления нейтронов?

5. Какие факторы определяют среднее время жизни тепловых нейтронов?

6. При каком характере насыщения пор пластов-коллекторов (нефтяном, водном или газовом) среднее время жизни тепловых нейтронов минимально? При каком – максимально?

7. Как проявляется положение ВНК при ИННК-Т в обсаженных скважинах?

8. В чем заключается физическая сущность метода С/О каротажа?

9. Назовите энергию гамма-излучения неупругого рассеяния углерода и кислорода.

10. Как учитывают влияние минерального состава пластов на результаты С/О каротажа?

Глава 16. Гамма-нейтронный каротаж

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

Реакции ядерного фотоэффекта пороговые, они возможны только тогда, когда энергия γ-кванта превышает удельную энергию связи нейтронов в ядре. Для большинства химических элементов эта энергия лежит в пределах 6-8,5 МэВ. Радиоизотопные источники таких γ-квантов не дают. Наиболее удобные из них испускают γ-кванты с энергией не более 2,5-3,0 МэВ.

Наименьшей энергией связи нейтронов в ядре обладает бериллий. Это объясняется тем, что в строении ядра $_4Be^9$ имеется важная особенность: один из нейтронов сравнительно слабо связан с остальными, образующими своеобразный "остов" (В. А. Мейер, П. А. Ваганов, 1985). Для отделения этого нейтрона требуется энергия 1,67 МэВ.

Низкую энергию связи имеет также дейтерий $_1H^2$ (2,23 МэВ) из-за малой массы своего ядра.

При использовании радиоизотопного источника Sb^{124}, дающего излучение с энергией γ-квантов 1,69 МэВ на ядрах бериллия протекает реакция

$$_4Be^9 + \gamma \rightarrow {}_4Be^8 + {}_0n^1 - 1{,}67\ \text{МэВ} \rightarrow 2\,{}_2He^4 + {}_0n^1 - 1{,}67\ \text{МэВ}.$$

Образующиеся в результате реакции нейтроны имеют невысокую энергию – 24 кэВ и легко регистрируются.

Скважинный прибор содержит источник γ-квантов и детектор нейтронов. В качестве детекторов используют пропорциональные газоразрядные или сцинтилляционные (на основе ZnS) счетчики тепловых нейтронов. Длина зонда 7-12 см. Глубина исследования примерно такая же, как в методе ННК-Т. Пример диаграммы ГНК приведен на рис. 16.1.

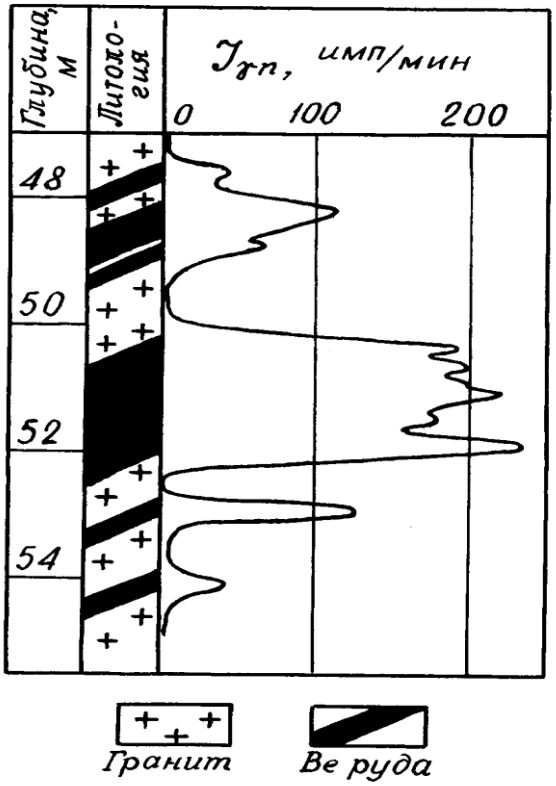

Рис. 16.1. Выделение бериллоносных пегматитов в разрезе скважины по диаграмме ГНК

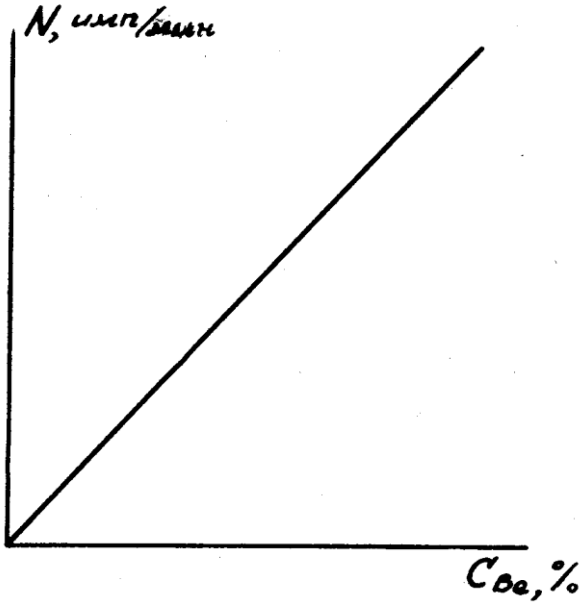

Рис. 16.2. Зависимость наведенного эффекта от содержания бериллия при гамма-нейтронном каротаже

Поскольку других элементов, обладающих свойством ядерного фотоэффекта, в разрезе скважины нет, то ГНК на бериллий обеспечивает очень высокую точность в определении процентного содержания этого элемента – до 0,001 %. Зависимость плотности потока тепловых нейтронов от содержания Be практически линейна (рис. 16.2). Влияние изменений нейтронных свойств руды и вмещающих пород (например, за счет содержания B и Li) может быть учтено комплексированием методов ГНК и ННК-Т.

Чувствительность серийной аппаратуры ГНК-1, ГНК-2 составляет около 15 имп./мин на 0,01 % BeO в обводненной скважине.

Имеется также принципиальная возможность использования ГНК по дейтерию на месторождениях нефти для установления положения ВНК, поскольку содержание дейтерия в нефти в 1,5 раза выше, чем в воде. Преимущество этого метода при отбивке ВНК – независимость результатов от минерализации пластовых вод.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается гамма-нейтронный каротаж?
2. На какие элементы применяют ГНК?
3. Какова длина зонда и скорость ГНК на бериллий?

4. Как можно учесть при ГНК изменение нейтронных свойств руды и вмещающих пород?

5. Почему бериллий имеет самую низкую энергию связи нейтрона в ядре?

Глава 17. Нейтронно-активационный каротаж

§ 1. Физические основы метода

Нейтронно-активационный каротаж (НАК) или активационный гамма-каротаж (АГК) заключается в измерении γ-активности искусственных радиоактивных изотопов, образующихся в горных породах из стабильных ядер под действием нейтронного облучения.

В основе этого метода лежит явление искусственной радиоактивности, которое состоит в образовании искусственных радионуклидов при бомбардировке вещества различными радиоактивными излучениями – жесткими γ-квантами, α и β-частицами или нейтронами. Вероятность ядерной реакции, приводящей к образованию радиоактивных ядер, определяется сечением активации σ_a.

Под воздействием тепловых нейтронов происходит реакция (n, γ), сечение активации при этом равно или несколько меньше сечения захвата теплового нейтрона (В. А. Арцыбашев 1972).

Сведения о сечении активации тепловыми нейтронами, периоде полураспада и энергии возникающих γ-квантов приведены в табл. 17.1.

Таблица 17.1

Активация тепловыми нейтронами (по В. А. Арцыбашеву, 1972)

Реакция	Распространенность изотопа, %	Сечение активации, σ_a, барн	Период полураспада, $T_{1/2}$	Энергия γ-излучения, МэВ
F^{19} (n, γ) F^{20}	100	0,009	10,7 с	1,63
Na^{23} (n, γ) Na^{24}	100	0,536	14,9 ч	2,75; 1,37
Mg^{26} (n, γ) Mg^{27}	11,3	0,027	9,54 мин	0,83; 1,01
Al^{27} (n, γ) Al^{28}	100	0,21	2,3 мин	1,78
Cl^{37} (n, γ) Cl^{38}	24,6	0,56	37,3 мин	2,15; 1,6
Sc^{45} (n, γ) Sc^{46}	100	12	84 дня	1,12; 0,89
V^{51} (n, γ) V^{52}	99,76	4,5	3,8 мин	1,43
Mn^{55} (n, γ) Mn^{56}	100	13,2	2,6 час	0,85; 1,81; 2,12
Co^{59} (n, γ) Co^{60}	100	20	5,27 года	1,17; 1,33
Cu^{63} (n, γ) Cu^{64}	69	4,3	12,8 час	0,511
Cu^{65} (n, γ) Cu^{66}	31	1,8	5,1 мин	1,04
Ag^{107} (n, γ) Ag^{108}	51,35	45	2,4 мин	0,632; 0,434; 0,511
Au^{197} (n, γ) Au^{198}	100	96	2,7 дня	0,412

Некоторые элементы хорошо активируются под действием быстрых нейтронов. Активация быстрыми нейтронами происходит по реакции (*n*, *p*); (*n*, α) или (*n*, 2*n*). Энергия нейтронов при этом обычно превышает уровень в 1 МэВ. Сведения об активации некоторых элементов быстрыми нейтронами приведены в табл. 17.2.

Таблица 17.2

Активация быстрыми нейтронами (по В. М. Запорожцу, 1978)

Реакция	Распространенность изотопа, %	Энергия нейтронов, МэВ	Сечение активации, σ_a, барн	Период полураспада $T_{1/2}$	Энергия γ-излучения, МэВ
O^{16} (*n*, *p*) N^{16}	99,6	10,2	0,05	7,3 с	6,13; 7,12
F^{19} (*n*, α) N^{16}	100	1,5	0,06	7,3 с	6,13; 7,10
Al^{27} (*n*, α) Na^{24}	100	3,3	0,14	14,9 ч	2,75; 1,37
Si^{28} (*n*, *p*) Al^{28}	92,3	3,9	0,22	2,3 мин	1,78
P^{31} (*n*, *p*) Si^{31}	100	4-12	0,12	2,62 ч	1,26
Cr^{52} (*n*, *p*) V^{52}	83,8	3,27	0,1	3,8 мин	1,43
Fe^{56} (*n*, *p*) Mn^{56}	91,7	≈ 1	0,11	2,58 ч	0,84; 1,81; 2,12

Практическое значение той или иной ядерной реакции определяется в основном свойствами образовавшегося изотопа: его периодом полураспада, видом и энергией испускаемого излучения.

§ 2. Методика работ и интерпретация результатов

На практике для осуществления метода НАК в скважину помещают источник нейтронов (обычно стационарный, ампульного типа) и облучают им горную породу, предварительно измерив в ней естественную γ-активность. Время облучения должно быть пропорционально периоду полураспада исследуемого искусственного радионуклида, чтобы он успел накопиться в достаточном количестве.

На рис. 17.1 приведена зависимость наведенной активности от времени активации, выраженного в единицах периода полураспада.

Затем на место источника нейтронов устанавливают детектор γ-квантов, и измеряют наведенную активность. Наведенная активность пропорциональна числу ядер активированного элемента в породе и спадает с течением времени, как радиоактивность естественных радионуклидов, по экспоненте.

При $T_{1/2} \leq 3$ мин активационный каротаж возможен в непрерывном варианте, при этом источник нейтронов должен двигаться впереди детектора и активировать породу. Скорость каротажа должна быть такой, чтобы

время прохождения интервала, равного длине зонда L, примерно соответствовало периоду полураспада изучаемого радионуклида, точнее $V_{\text{опт}} = \dfrac{0{,}693\,L}{T_{1/2}}$, м/ч.

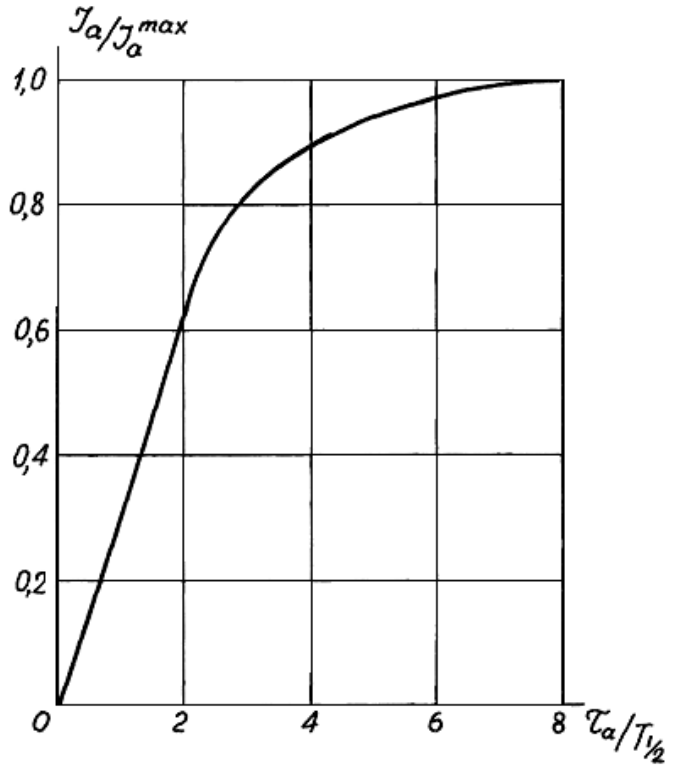

Рис. 17.1. Зависимость наведенной активности от времени активации, выраженного в единицах периода полураспада радионуклида

Недостатком метода НАК является тот факт, что при исследовании сред сложного состава, какими являются горные породы, происходит активация ядер не только интересующего исследователя элемента, но и других элементов, присутствующих в данной среде. При использовании реакции активации быстрыми нейтронами дополнительные трудности возникают в связи с тем, что при замедлении быстрых образуются медленные и тепловые нейтроны, вызывающие активацию элементов с повышенным сечением σ_a на тепловых нейтронах.

Для выделения излучения исследуемого элемента используют временну́ю (по периоду полураспада) или энергетическую селекцию. При временной селекции регистрируют изменение наведенной активности I_a во времени и строят кривую зависимости $\ln I_a = f(t)$, предварительно вычтя из измеренных значений интенсивность естественного γ-излучения. По этой кривой рассчитывают период полураспада и содержание исследуемого изотопа.

На рис. 17.2 приведены результаты измерений наведенной активности долгоживущего изотопа Cu^{64} и расчет периода его полураспада $T_{1/2}$.

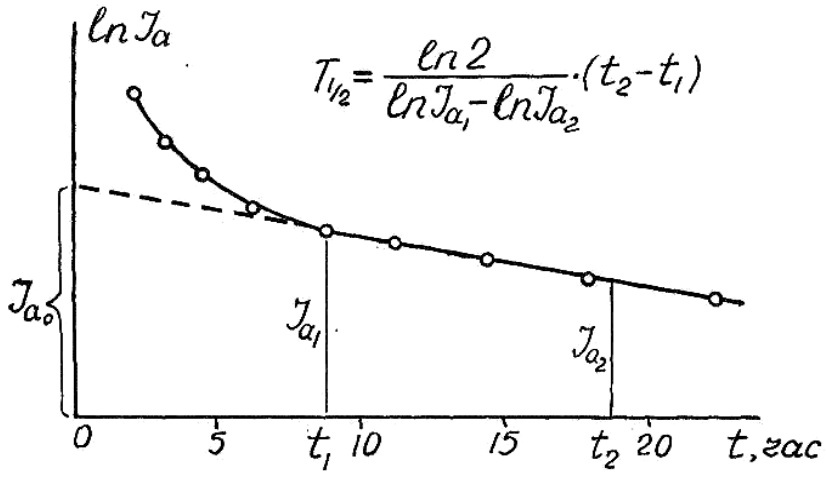

Рис. 17.2. Результаты измерений наведенной активности долгоживущего изотопа Cu^{64} и расчет периода полураспада

Быстрый спад наведенной активности в первые часы после снятия облучения объясняется распадом короткоживущих изотопов, таких как Mg^{27} и Al^{28}. Продолжение прямолинейного участка графика до оси $t = 0$ дает интенсивность наведенного излучения изотопа Cu^{64} в момент окончания облучения – I_{a_0}, по которой и рассчитывают содержание меди.

Такой способ определения меди по долгоживущему изотопу Cu^{64} был разработан в Свердловском горном институте проф. Г. С. Возженниковым (1931-2012) еще в начале 60-х годов прошлого века.

При энергетической селекции используют γ-спектрометрическую аппаратуру, которую настраивают на энергию γ-излучения соответствующего изотопа.

§ 3. Область применения метода

НАК применяют, главным образом, на рудных месторождениях для определения содержаний Cu, Mn, Al, Si, F.

Результаты применения метода нейтронной активации на медно-цинковых колчеданных рудах представлены на рис. 17.3.

Измерения проводились поточечно, через 1 м в пределах рудных подсечений. С помощью гамма-спектометра измерялось излучение короткоживущего изотопа Cu^{66}. Полное время, затрачиваемое на весь цикл активации и измерения, составляло от 10 до 30 мин на одну точку. Пересчетные коэффициенты для перехода от величины наведенной активности к содержанию меди определялись опытным путем. Совпадение результатов метода НАК с данными кернового опробования вполне удовлетворительное.

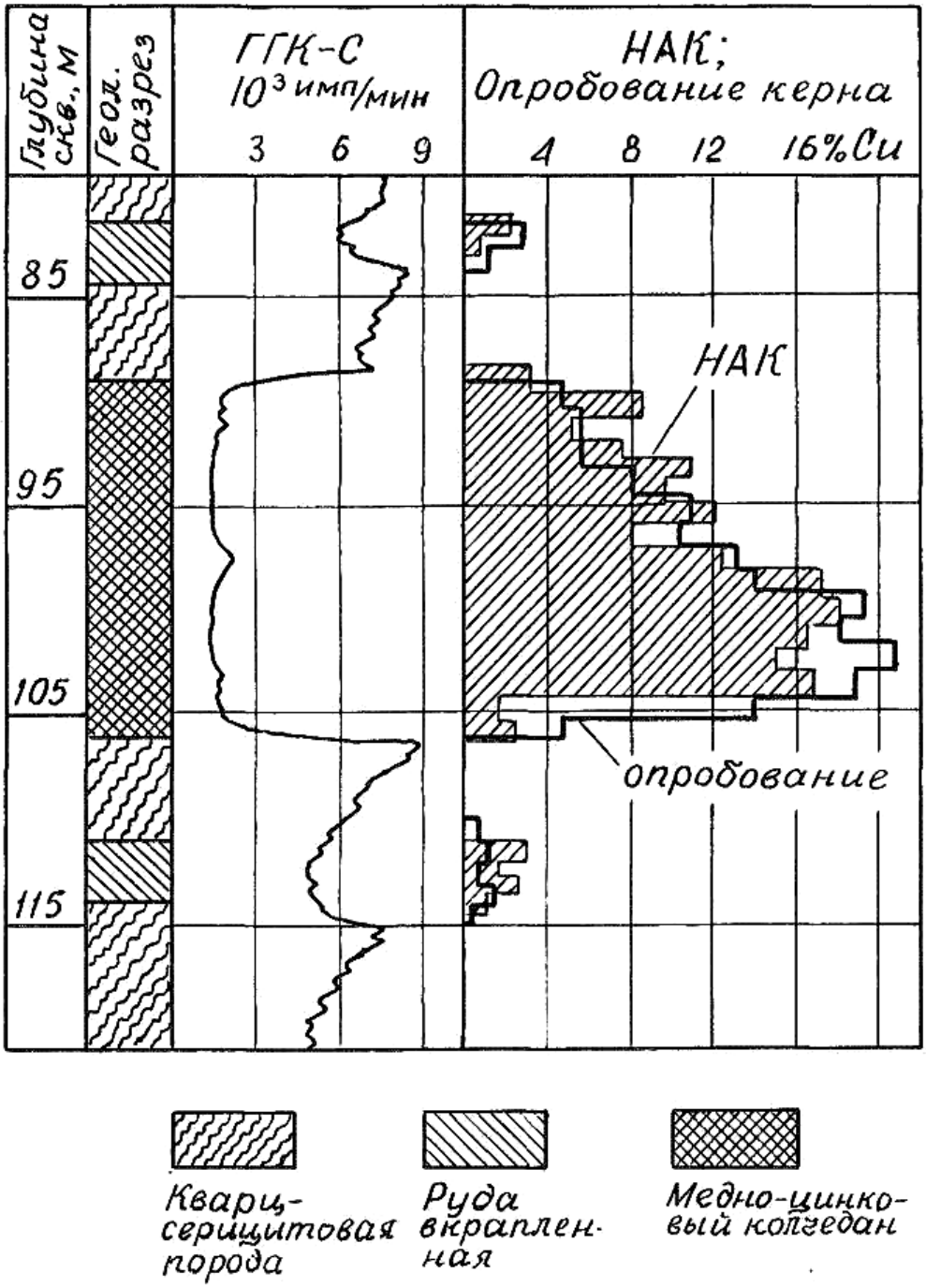

Рис. 17.3. Результаты определения содержания меди методом НАК по короткоживущему изотопу Cu^{66} в скважине медно-цинкового колчеданного месторождения (по В. В. Бахтереву, И. Н. Сенько-Булатному, А. Б. Ахметшину)

На угольных месторождениях НАК может использоваться для определения зольности углей по наведенной активности Al и Si (такая методика была разработана в Свердловском горном институте доц. И. И. Бредневым).

На месторождениях нефти НАК находит применение для картирования водонефтяного контакта (ВНК) по наведенной активности хлора и натрия.

В добывающих скважинах применяется также активационный каротаж по кислороду (КАНГК) с целью определения положения водонефтяного раздела ***внутри*** эксплуатационных скважин.

Этот метод основан на ядерной реакции

$$_8O^{16} + {}_0n^1 \rightarrow {}_7N^{16} + {}_1p^1 + \gamma.$$

Реакция нейтронной активации кислорода пороговая и идет лишь на быстрых нейтронах с энергией $E_n > 10$ МэВ. По этой причине метод требует применения импульсного генератора нейтронов. Реакция происходит только вблизи генератора, где нейтроны еще не успели утратить свою энергию. Гамма-кванты, возникающие при распаде азота, имеют высокую энергию – 6,13 и 7,12 МэВ, что примерно вдвое превышает энергию естественного γ-излучения. Период полураспада азота N^{16} – 7,3 с, это позволяет выполнять измерения в непрерывном режиме. При количественной интерпретации учитывают интенсивность гамма-излучения радиационного захвата других элементов. Для этого каротаж выполняют дважды – один раз при спуске прибора, т. е. при движении источника нейтронов впереди детектора γ-квантов – измеряют сумму $I_{КАНГК} + I_{ИНГК}$, другой раз – при подъеме, т. е. при движении детектора впереди источника – измеряют только $I_{ИНГК}$. Разность показаний при спуске и при подъеме скважинного прибора характеризует активационный эффект.

Глубинность метода невелика и не превышает 20 см, ограничиваясь поперечным сечением скважины.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается нейтронно-активационный каротаж?
2. Каким должно быть время активации?
3. Какими способами может быть выделено излучение радионуклида, интересующего исследователя, на фоне излучения других радионуклидов?
4. В каких случаях возможно проведение НАК в непрерывном варианте?

ЧАСТЬ IV
ПРОЧИЕ ВИДЫ КАРОТАЖА

Глава 18. Термометрия скважин

Термометрия занимается изучением естественных и искусственных тепловых полей в скважинах и окружающих их горных породах.

Естественные поля могут быть связаны с региональным (глубинным) тепловым полем Земли, а могут быть обусловлены и местными процессами, например, окислением сульфидных руд, радиоактивным распадом, растворением солей, притоком подземных вод или выделением газа в скважину.

Искусственные поля могут возникнуть под действием тепла бурового раствора, закачиваемых вод, схватывающегося цементного камня или специальных скважинных нагревателей. Подробно все причины возникновения тепловых полей в скважинах перечислены на рис. 18.1.

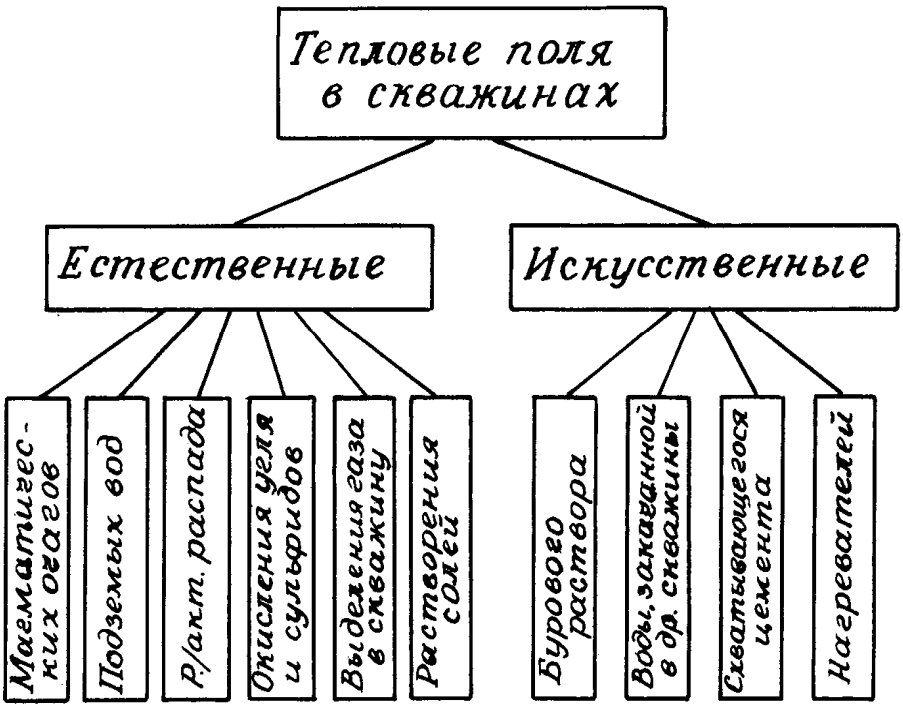

Рис. 18.1. Классификация тепловых полей в скважинах по их происхождению

Температурные измерения могут проводиться в ***установившемся*** или ***неустановившемся*** тепловом режиме скважины. При установившемся режиме температура бурового раствора не отличается от температуры стенок скважины, т. е. теплообмен между ними уже закончен.

При неустановившемся режиме происходит теплообмен между буровым раствором и горной породой. Разность температур между ними определяется по формуле:

$$\Delta t = \Delta t_0 \left(1 - e^{\frac{d^2}{16a\tau}} \right), \qquad (18.1)$$

где Δt_0 - разность температур в начальный момент времени $\tau = 0$; d диаметр скважины; a коэффициент температуропроводности (о нем дальше).

Расчеты показывают, что для установления стационарного режима с точностью до 5 % необходима экспозиция около 100 суток (при диаметре скважины 20 см).

§ 1. Физические основы метода

Согласно теории, распространение теплового поля в среде описывается дифференциальным уравнением теплопроводности (уравнение Фурье), которое для однородной изотропной среды имеет вид:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \nabla^2 t, \qquad (18.2)$$

где $\nabla^2 t$ - оператор Лапласа, в прямоугольных координатах

$$\nabla^2 t = \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2},$$

t – температура; τ – время; a – комплексный параметр, называемый коэффициентом температуропроводности ($м^2/с$), он характеризует скорость передачи температуры при теплообмене в среде или:

$$a = \frac{\lambda}{\sigma \cdot c}, \qquad (18.3)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, $\frac{Вт}{К \cdot м}$; c – удельная теплоемкость, $\frac{Дж}{кг \cdot К}$; σ – плотность, $\frac{кг}{м^3}$.

Величина, обратная λ, называется ***удельным тепловым сопротивлением*** $\xi = \frac{1}{\lambda}, \frac{м \cdot К}{Вт}$.

Интегрирование этого уравнения в условиях неустановившихся тепловых процессов, когда $\frac{\partial t}{\partial \tau} \neq 0$, представляет собой сложную задачу, решаемую лишь для наиболее простых случаев.

При установившемся процессе теплообмена $\left(\frac{\partial t}{\partial \tau}=0\right)$ это уравнение обращается в уравнение Лапласа: $\nabla^2 t=0$, т. е. распределение теплового поля описывается тем же законом, что и стационарное электрическое поле или гравитационное поле в пространстве, где нет дополнительных масс.

Проследим аналогию установившихся тепловых и электрических полей более подробно (табл. 18.1).

Таблица 18.1

Аналогия теплового и электрического установившихся полей

Характеристика поля	Электрическое	Тепловое
Закон распространения	$\nabla^2 U=0$	$\nabla^2 t=0$
Потенциал поля	U, В	t, К
Заряд	Q, Кл	Q, Дж
Ток, тепловой поток	$I=\frac{dQ}{d\tau};\frac{\text{Кл}}{\text{с}}=\text{А}$	$\frac{dQ}{d\tau};\frac{\text{Дж}}{\text{с}}=\text{Вт}$
Плотность тока, плотность теплового потока	$j=\frac{d^2Q}{d\tau\cdot ds};\frac{\text{А}}{\text{м}^2}$	$q=\frac{d^2Q}{d\tau\cdot ds};\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$
Градиент потенциала	$E=-\frac{\partial U}{\partial l};\frac{\text{В}}{\text{м}}$	$\Gamma=-\frac{\partial t}{\partial l};\frac{\text{К}}{\text{м}}$
Удельное сопротивление	$\rho=\frac{U}{I}l;\text{Ом}\cdot\text{м}$	$\xi=\frac{t}{dQ/\ dt}\cdot l;\frac{\text{К}}{\text{Вт}}\cdot\text{м}$
Закон Ома в дифференциальной форме	$E=j\rho$	$\Gamma=\xi\cdot q$

Из приведенной аналогии видно, что удельное тепловое сопротивление ξ играет такую же важную роль для тепловых полей, как и удельное электрическое сопротивление ρ для электрических. Значения ξ для различных горных пород приведены в табл. 18.2.

Таким образом, удельное сопротивление разных горных пород различается больше, чем на порядок. Его величина сильно зависит от пористости и влажности пород. (Последним фактором объясняется большой диапазон изменения теплового сопротивления осадочных пород).

Таблица 18.2

Коэффициент теплопроводности и удельное тепловое сопротивление горных пород (по Г. А. Череменскому, 1972)

№ п/п	Горная порода, вещество	Коэффициент теплопроводности λ, $\frac{Вт}{К \cdot м}$	Удельное тепловое сопротивление ξ, $\frac{К \cdot м}{Вт}$
1.	Гранит	2,3-4,1	0,24-0,43
2.	Габбро	1,7-2,9	0,34-0,59
3.	Дунит	3,1-5,0	0,20-0,32
4.	Глина	0,17-1,7	0,58-5,8
5.	Песок	0,35-3,5	0,29-2,9
6.	Песчаник	0,7-5,8	0,17-1,43
7.	Известняк	0,8-4,1	0,24-1,25
8.	Каменная соль	6,2	0,16
9.	Вода	0,6	1,67
10.	Нефть	0,14	7,15
11.	Воздух	0,024	41,6

По данным новейших исследований тепловых свойств, проведенных методом оптического сканирования (Ю. А. Попов и др., 2001), тепловое сопротивление горных пород очень изменчиво и в пределах интервала в 5-10 м, а иногда и участка керна длиной 7-20 см, может изменяться на 70-100 %. Так же, как и электрическое сопротивление, тепловое сопротивление одних и тех же горных пород может различаться в зависимости от направления, в котором оно измеряется. Наиболее велика анизотропия тепловых свойств у слоистых горных пород. Разница в теплопроводности по слоистости и поперек нее может достигать 2,0-2,5 раз ($\lambda_t > \lambda_n$).

§ 2. Вывод уравнения геотермограммы

Вывод этого уравнения дается по проф. А. К. Козырину (1917-2008).

Рассмотрим решение уравнения Лапласа для случая установившегося теплообмена между двумя полупространствами, одно из которых имеет постоянную температуру. Такой процесс наблюдается, например, в породах, перекрывающих магму, при условии их горизонтального залегания и отсутствия дополнительных источников тепла (рис. 18.2).

Начало координат расположим в пределах так называемого "нейтрального слоя", в котором сезонные и суточные колебания температуры не превышают точности измерений, а величина последней равна среднегодовой температуре t_0 данной местности.

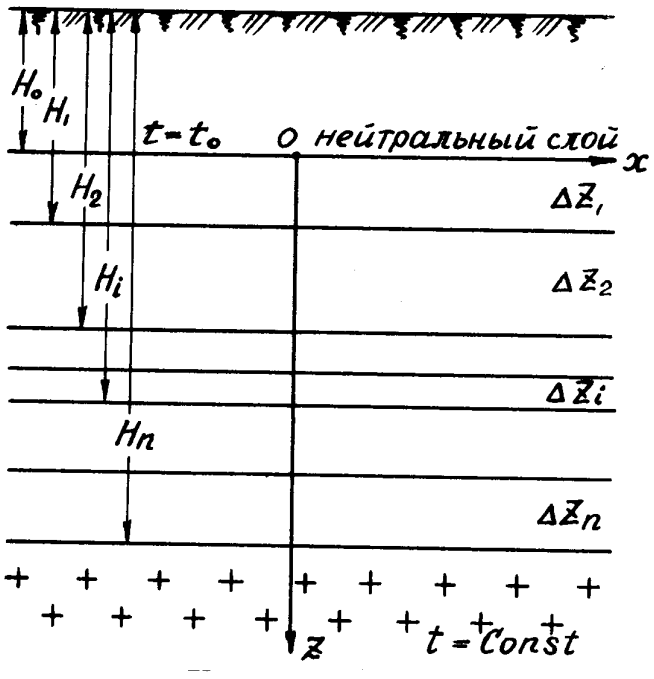

Рис. 18.2. К выводу уравнения геотермограммы

Оси x и y расположим в плоскости нейтрального слоя, а ось z направим вертикально вниз. Таким образом, распределение теплового поля не будет зависеть от координат x и y, а уравнение Лапласа $\nabla^2 t = 0$ упростится до выражения

$$\frac{\partial^2 t}{\partial z^2} = 0,$$

следовательно

$$\frac{\partial t}{\partial z} = c_1$$

и

$$t = c_1 z + c_2,$$

где c_1 и c_2 – постоянные, значение которых нужно определить.

Поскольку $\frac{\partial t}{\partial z} = -\Gamma$, а в нашей задаче температура растет в направлении оси z, можно полагать, что $c_1 = \Gamma$.

В плоскости нейтрального слоя, при $z=0$ $t=t_0$, следовательно, $c_2 = t_0$, и решением задачи будет выражение:

$$t = \Gamma \cdot z + t_0. \tag{18.4}$$

Однако это решение было бы справедливым, если бы тепловые свойства всех слоев, перекрывающих магму, были одинаковы. Но они разные. Поэтому общее решение будет иметь вид

$$t = t_0 + \sum_{i=1}^{i=n} \Gamma_i \cdot \Delta z_i = t_0 + q \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \cdot \Delta z_i, \tag{18.5}$$

где Δz_i - мощность i-го слоя.

Это уравнение ломаной линии, которая называется ***геотермограммой.***

Уравнение одного, i-го звена геотермограммы:

$$t_i = t_{i-1} + \Gamma_i \Delta z_i,$$

откуда

$$\Gamma_i = \frac{t_i - t_{i-1}}{\Delta z_i} = \frac{t_i - t_{i-1}}{H_i - H_{i-1}}, \frac{\text{К}}{\text{м}}. \tag{18.6}$$

Это величина маленькая, поэтому на практике оперируют с более крупной величиной $\Gamma_{100} = 100\Gamma_i$, которая называется ***геотермическим градиентом.***

Среднее для всей Земли значение

$$\Gamma_{100}^{\text{ср}} = 3\frac{\text{К}}{100\text{ м}}, \tag{18.7}$$

хотя в разных местах значения Γ_{100} варьируют от 0,2 до 20 $\frac{\text{К}}{100\text{ м}}$.

Используют также обратную величину - ***геотермическую ступень***

$$G = \frac{1}{\Gamma_{100}}, \tag{18.8}$$

среднее значение $G^{\text{ср}} = 33\frac{\text{м}}{\text{К}}$.

Измерение геотермического градиента и изучение геотермограмм составляет предмет ***геотермии*** или метода естественного теплового поля Земли.

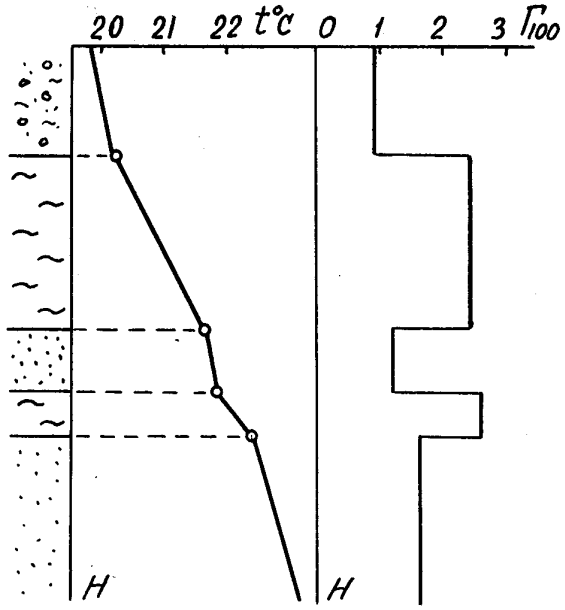

Рис. 18.3. Вид геотермограммы и графика геотермического градиента на гипотетическом геологическом разрезе

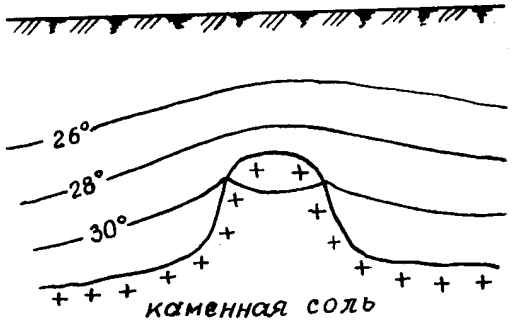

Рис. 18.4. Профиль геоизотерм над соляным куполом

Необходимым условием получения геотермограмм в скважинах является завершение теплообмена между скважиной и окружающими породами, т. е. равенство температур бурового раствора и горных пород.

В плоскости геологических разрезов результаты геотермических исследований изображаются в виде геотермограмм скважин $t = f(H)$, кото-

рые представляют собой ломаные линии с точками перелома напротив границ пластов с разными тепловыми сопротивлениями (рис. 18.3). Эти графики могут быть пересчитаны в диаграммы температурного градиента или теплового сопротивления по закону Ома в дифференциальной форме, так как $q = \text{const}$, то ξ_i пропорционально Γ_i.

Строят также профили геоизотерм (рис. 18.4).

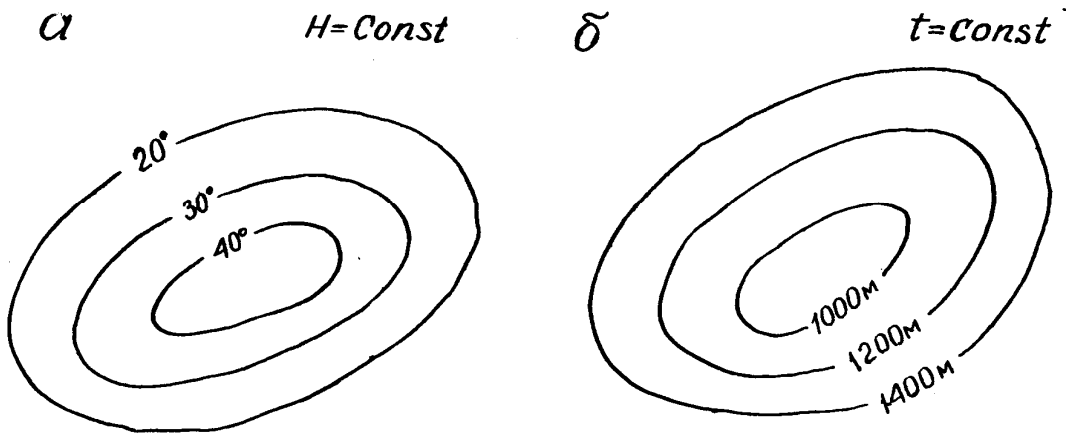

Рис. 18.5. Карта геоизотерм (*а*) и карта рельефа геоизотермы $t = 30^\circ$ (*б*)

В плане результаты геотермических исследований изображают в виде планов и карт изотермических поверхностей *(t*=const*)* или карт рельефа геоизотерм *(H*=const*),* которые выглядят так, как показано на рис. 18.5, *а* и *б*.

§ 3. Техника измерений температуры в скважинах

Для скважинных измерений используют электрические и электронные термометры. Датчиком температуры и в тех, и в других служит металлический терморезистор, выполненный в виде тонкой медной проволочки, сложенной в несколько раз и помещенной в тонкую медную трубочку, омываемую буровым раствором.

В качестве датчика могут быть использованы также полупроводниковый диод или транзистор.

Зависимость сопротивления металлического проводника от температуры, строго говоря, не линейна, но в пределах небольшого (несколько десятков градусов) диапазона температур может быть описана линейным законом:

$$R_t = R_0\left[1 + \alpha\left(t - t_0\right)\right], \qquad (18.9)$$

где R_0 – сопротивление проводника при $t=t_0$, а α – температурный коэффициент, град$^{-1}$.

У чистых металлов температурный коэффициент положителен, его величина составляет от 0,0035 до 0,0068 град$^{-1}$, у полупроводников α в десятки раз больше, но сильно зависит от температуры.

В ***электрических*** термометрах приращения сопротивления чувствительного элемента в зависимости от температуры измеряются непосредственно с помощью мостовой схемы, представленной на рис. 18.6.

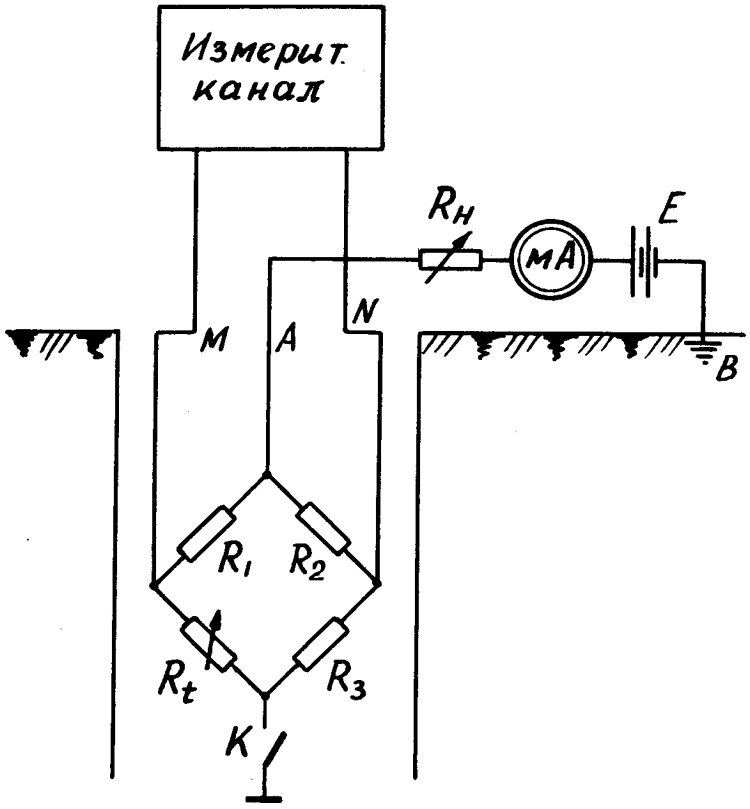

Рис. 18.6. Схема измерений со скважинным электротермометром

Ключ К выполнен в виде ртутного размыкателя, при переворачивании скважинного термометра "вверх ногами" он отсоединяет мост сопротивлений от корпуса снаряда, что необходимо для проверки сопротивления изоляции выводов скважинного снаряда относительно его корпуса.

Перед началом работы скважинный термометр градуируют, помещая его в ведро с водой, температуру которой постепенно повышают с помощью кипятильника или электроплитки. Температуру воды в ведре контролируют обычным ртутным термометром и через каждые 5° берут отсчет ΔU по измерительному прибору. По построенному графику $\Delta U = f(t)$ определяют постоянную термометра C, $\frac{\text{мВ}}{\text{град} \cdot \text{С}}$ и температуру T_0, при которой выходной сигнал равен 0 (рис. 18.7).

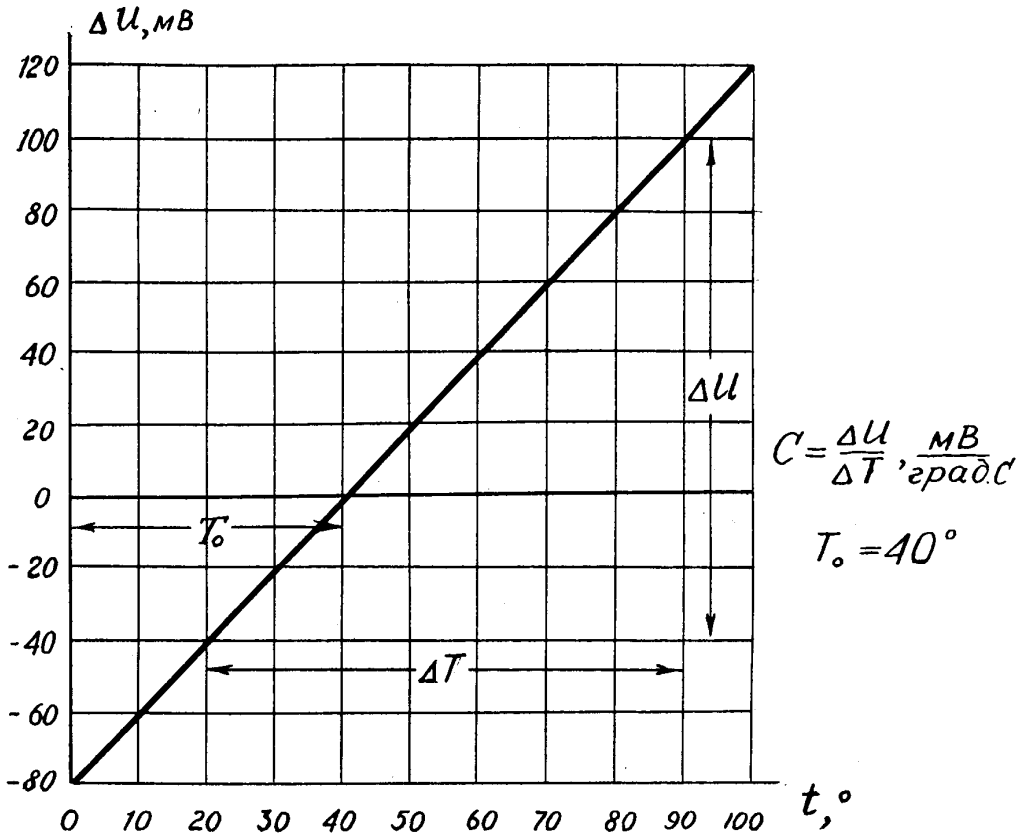

Рис. 18.7. График градуировки скважинного электротермометра

В дальнейшем температуру в скважине вычисляют по формуле

$$t = T_0 + \frac{\Delta U}{C}. \qquad (18.10)$$

Ток при работе должен быть такой же, как при градуировке. Его величина обычно указывается на корпусе прибора.

Общий вид скважинного электротермометра представлен на рис. 18.8.

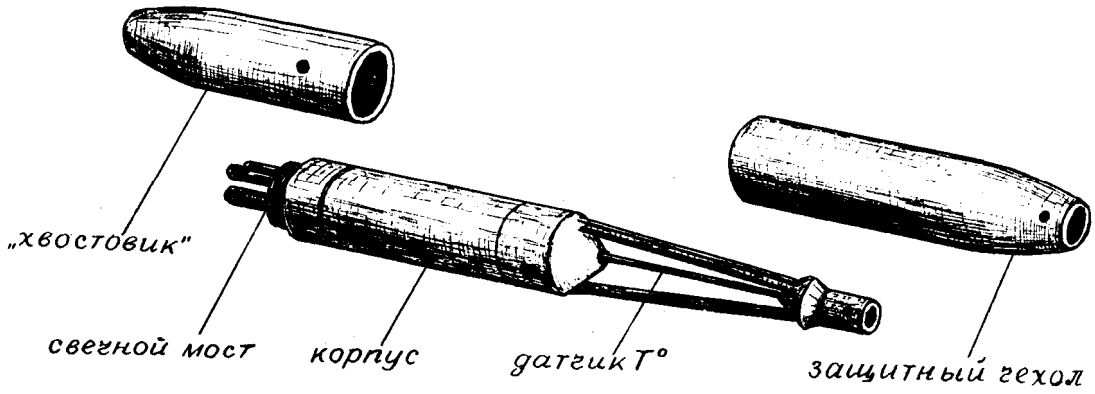

Рис. 18.8. Внешний вид скважинного электротермометра

В ***электронных*** термометрах изменения сопротивления терморезистора преобразуют в изменения частоты электрического тока, для чего терморезисторы включаются в схему *RC*-генератора, размещенного в скважинном снаряде (рис. 18.9).

Погрешность как электрических, так и электронных термометров не превышает ±0,1 ºС.

Кроме описанных скважинных термометров, существуют еще ***градиент-термометры***, регистрирующие разность температур на расстоянии 1,5-3,0 м, и ***аномалий-термометры***, измеряющие отклонение температуры от ее среднего значения.

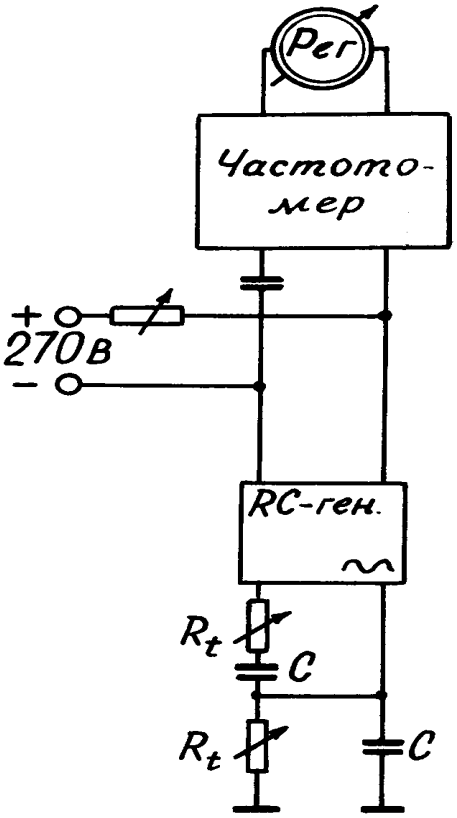

Рис. 18.9. Блок-схема скважинного термометра электронного типа

Все температурные измерения производят при ***спуске*** снаряда в скважину, чтобы избежать перемешивания скважинного флюида.

§ 4. Применение термометрии скважин для решения геологических и технических задач

Измерение естественных тепловых полей даже в неглубоких скважинах позволяет сделать определенные выводы о глубинном геологическом строении.

Так, например, в силу того, что тепловое сопротивление у каменной соли меньше, чем у терригенных осадочных пород, плотность теплового потока над соляными куполами выше, чем за их пределами, поэтому и температура в скважинах над центром купола увеличивается с глубиной более резко, чем на его периферии (рис. 18.10, *а*).

Аналогичная картина наблюдается над сводовыми частями антиклинальных складок (рис. 18.10, *б*).

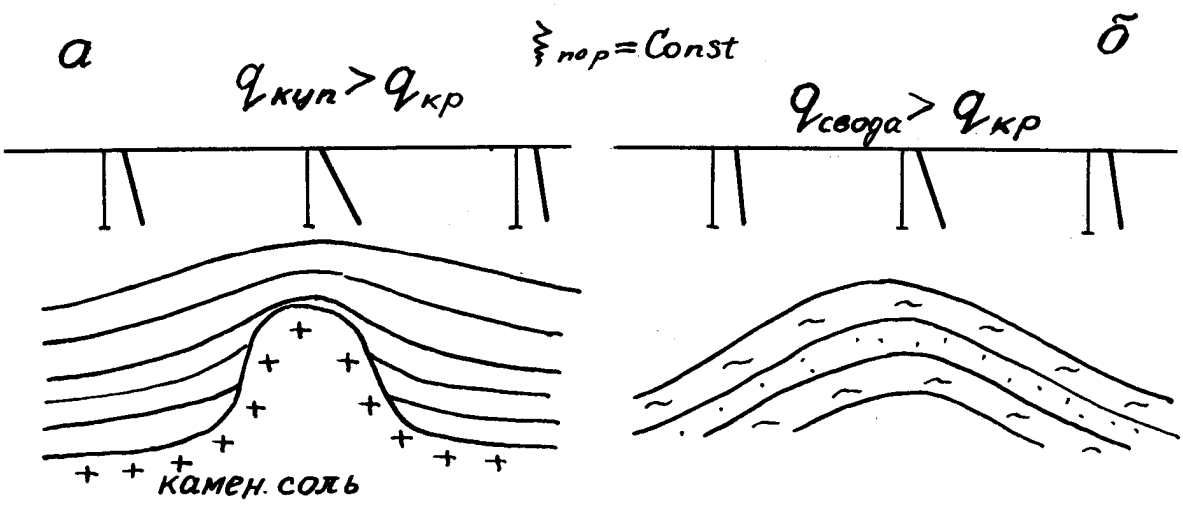

Рис. 18.10. Плотность теплового потока над соляным куполом (*а*) и над антиклинальной складкой (*б*)

Отсюда следует, что структуры, залегающие на большой глубине, могут быть обнаружены по температурным измерениям в неглубоких скважинах.

Однако широкого применения для поисков геологических структур терометрия не нашла из-за очень сильного влияния на тепловое поле подземного водообмена. Так, например, из-за этой причины температурный градиент на северном крыле Новогрозненской антиклинали составляет 0,133 ºС/м, а на южном – только 0,097 ºС/м.

Исследование локальных тепловых полей на нефтегазовых месторождениях позволяет обнаружить места выделения газа из пластов в скважину. Вследствие расширения газа при его выделении из пласта происходит поглощение тепла и понижение температуры бурового раствора. Это так называемый "дроссельный эффект" (рис. 18.11). При этом понижение температуры может достигать 10 ºС.

Величина температурной аномалии зависит от перепада давления Δp между скважиной и пластом

$$\Delta t = -\varepsilon_m \cdot \Delta p, \qquad (18.11)$$

где ε_m - коэффициент Джоуля-Томсона.

При обычных для скважин условиях (P = 5-30 МПа, t = 20÷200 °С) для расширяющегося газа этот коэффициент положителен $\varepsilon_{m_г} = 2{,}5 - 4\ {}^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$, для нефти и воды – отрицателен: $\varepsilon_{m_н} = -0{,}4 - 0{,}6\ {}^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$, $\varepsilon_{m_в} = -0{,}235\ {}^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$.

Благодаря этому, места нарушения целостности обсадных колонн выделяются положительными температурными аномалиями при компрессировании (откачке с помощью эрлифта, приводимого в действие компрессором) скважин (рис. 18.12). По мере увеличения времени между откачкой и замером температуры аномалия уменьшается за счет охлаждения жидкости в скважине, и температурная кривая приближается к геотермограмме.

Термометрия скважин позволяет выявить ***наличие затрубных перетоков пластовых вод*** и определить их направление, а в необсаженных скважинах – определить местоположение притоков подземных вод.

При установившемся режиме движущиеся в затрубном пространстве снизу вверх более высокотемпературные воды нагревают участок обсадной колонны вдоль своего движения, и на термограмме этот участок выделяется ступенькой, резким уменьшением температуры напротив кровли поглощающего горизонта (рис. 18.13, *а*); при затрубной циркуляции сверху вниз, наоборот, происходит охлаждение соответствующего участка обсадной колонны и отмечается резкое увеличение температуры на подошве поглощающего горизонта, как показано на рис. 18.13, *б*.

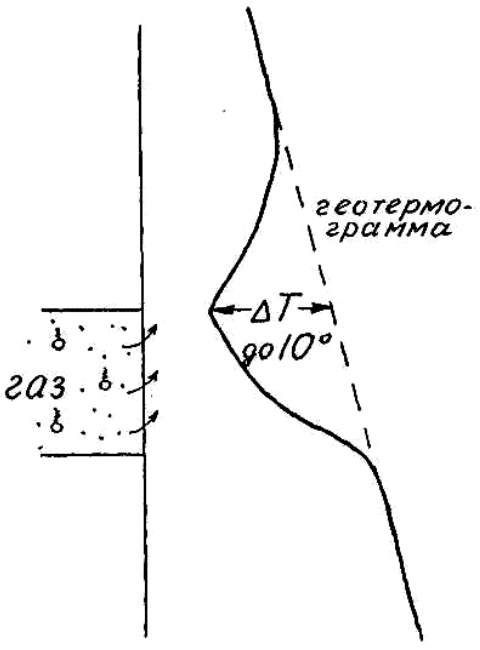

Рис. 18.11. Определение места притока газа в работающую скважину

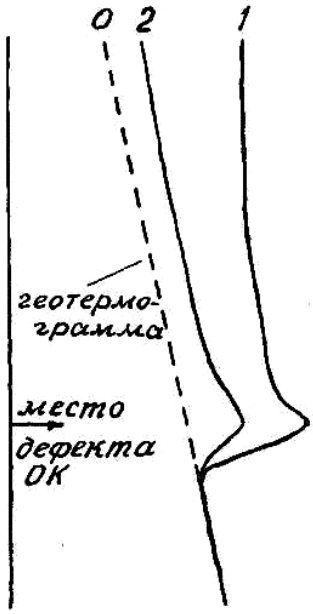

Рис. 18.12. Выявление нарушения целостности обсадной колонны по данным термометрии при компрессировании скважины: *0* - "фоновая" кривая; *1* – через 5 мин после начала откачки; *2* – через 30 мин после прекращения откачки

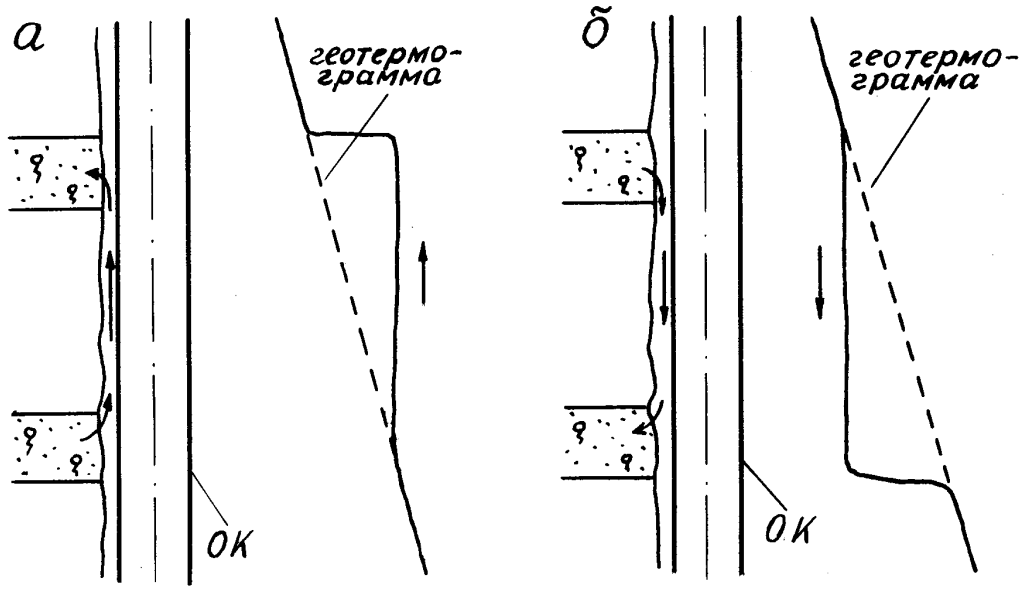

Рис. 18.13. Выявление затрубных перетоков в скважине по данным термометрии в установившемся режиме:
а – переток снизу вверх; *б* – переток сверху вниз

В большинстве случаев признаком затрубных перетоков служит уменьшение температурного градиента по сравнению с теми интервалами скважины, где перетоки отсутствуют.

При неустановившемся тепловом режиме, когда температура флюида отличается от температуры вмещающих пород, возможно несколько различных случаев соотношения между термограммой и геотермограммой. Последнюю часто для краткости называют ***геотермой.*** Термограмма может быть расположена выше геотермы (рис. 18.14, *а, б*), ниже геотермы (рис. 18.14, *в, г*) или пересекать её (рис. 18.14, *д.е.*). Во всех случаях отдающим флюид интервалом является тот, температура которого больше отличается от геотермы. Границы отдающих и поглощающих горизонтов устанавливаются по точкам резкого перегиба термограммы, как это показано на рис. 18.14.

При определении ***мест притока подземных вод в скважину*** сначала жидкость в скважине перемешивают до усреднения ее температуры от устья до забоя и снимают контрольную термограмму T_0. Затем часть жидкости из скважины откачивают (или оттартывают), понижая в ней давление и возбуждая приток подземных вод. Поскольку температура притекающей воды заведомо отличается от температуры перемешанного бурового раствора, то место притока отчетливо фиксируется на термограмме T_1, снятой после откачки. Откачки повторяют, каждый раз сопровождая их температурными измерениями (кривые T_2, T_3, T_4), пока пластовые воды не дойдут до устья скважины (рис. 18.15, *а*).

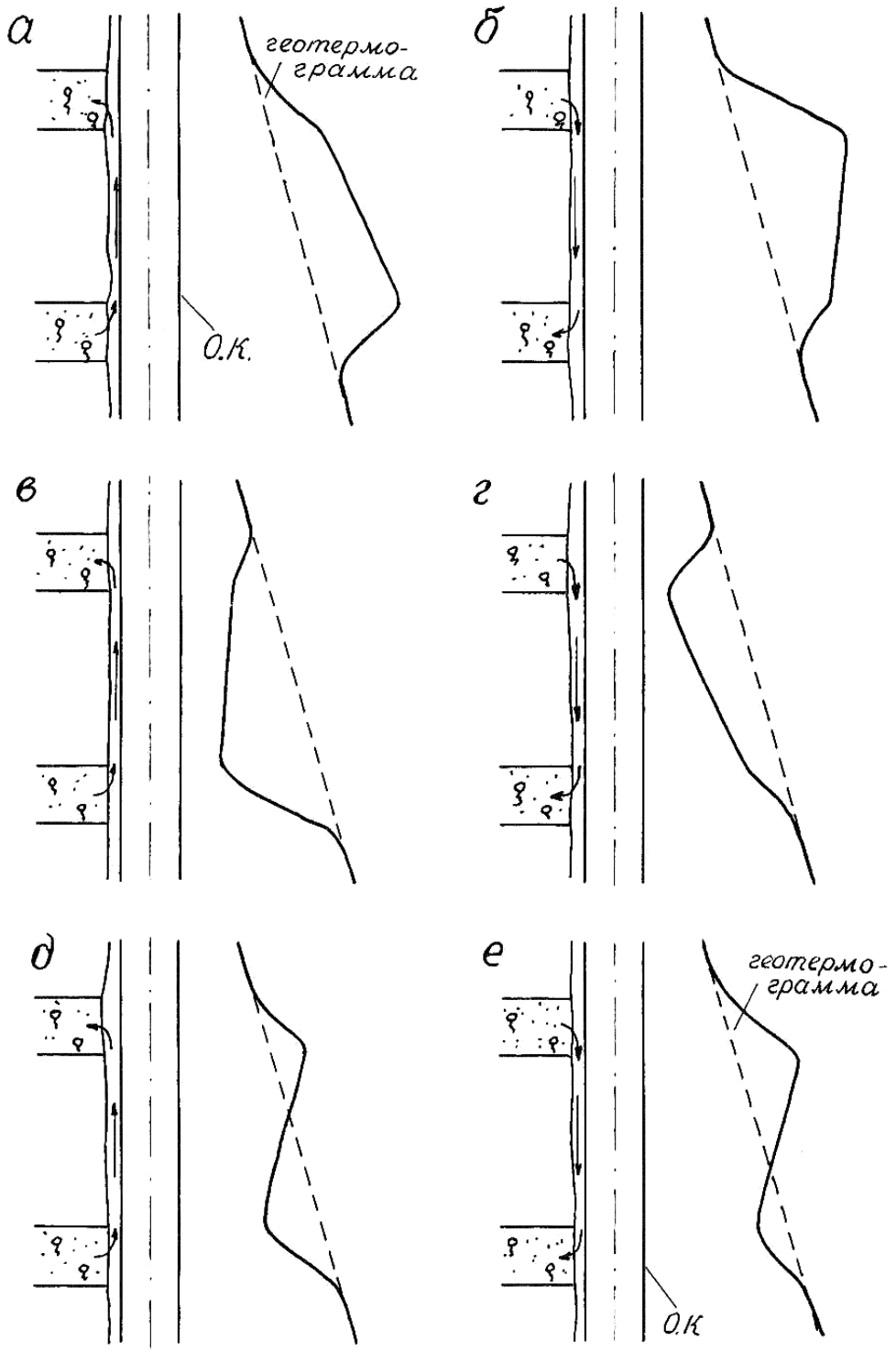

Рис. 18.14. Выявление затрубных перетоков в скважине по данным термометрии в случае неустановившегося теплового режима:
а, б – термограмма располагается выше геотермы (температура притекающих флюидов выше температуры окружающих горных пород);
в, г – термограмма располагается ниже геотермы (температура флюидов ниже температуры окружающих горных пород);
д, е – термограмма пересекает геотерму

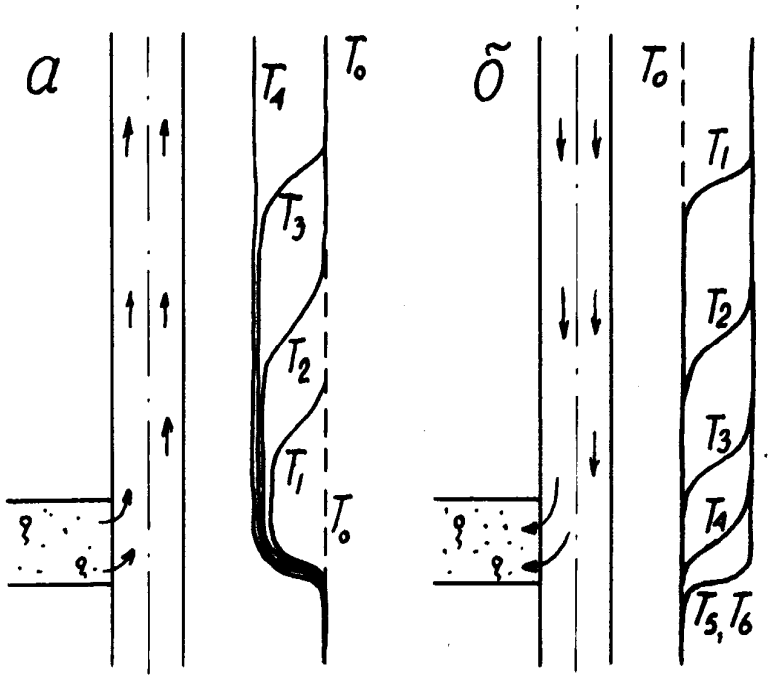

Рис. 18.15. Определение места притока подземных вод в скважину методом "оттартывания" (*а*) и методом "продавливания" (*б*)

Вместо откачки можно использовать многократные доливы в скважину воды, отличающейся по температуре от бурового раствора, например, подогретой. После каждого долива снимают термограммы скважины, на которых прослеживается опускание контакта долитой теплой воды и холодного бурового раствора. В силу несжимаемости жидкости этот контакт перестает опускаться ниже подошвы водоносного горизонта – вся доливаемая вода уходит в водоносный пласт (рис. 18.15, *б*).

Искусственные тепловые поля, возникающие при схватывании цементного камня, позволяют определить ***высоту подъема цемента*** в затрубном пространстве при цементировании обсадных колонн в скважинах. Эта операция условно называется "отбивкой цементного кольца" (ОЦК). Измерения проводят в первые сутки после заливки цемента. На термограмме та часть скважины, где за стенкой обсадной колонны залит цемент, выделяется положительной температурной аномалией от одного до нескольких градусов (рис. 18.16). Изрезанность кривой объясняется изменениями диаметра скважины.

Искусственные тепловые поля, связанные с действием бурового раствора, открывают возможность для решения задачи ***дифференциации разреза*** скважины по тепловым свойствам. Для решения этой задачи раствор в скважине перемешивают и снимают контрольную термограмму 1. Затем выдерживают скважину несколько суток и повторяют температурные измерения (кривые 2, 3).

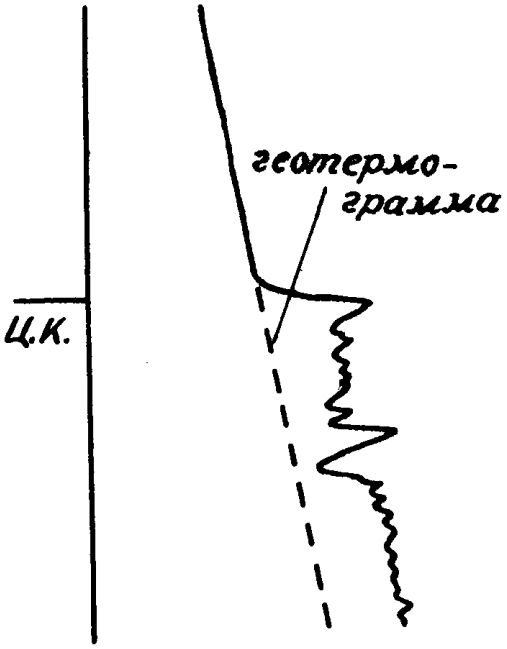

Рис. 18.16. "Отбивка" цементного кольца по данным скважинной термометрии (по Э. Т. Коннолли)

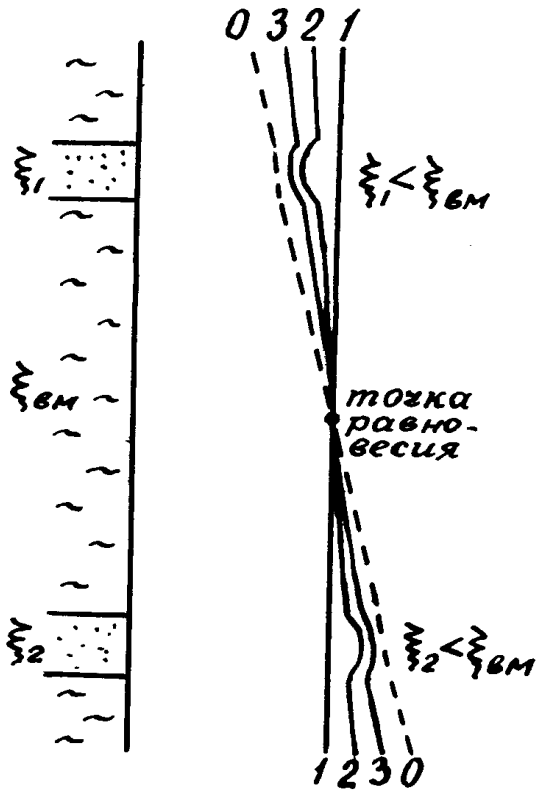

Рис. 18.17. Применение термометрии для выделения в разрезе скважины пластов, отличающихся по тепловому сопротивлению:
0 - геотермограмма; *1* – термограмма после перемешивания; *2*, *3* – термограммы, зарегистрированные через 2 и 5 суток после перемешивания раствора

Поскольку после перемешивания раствора его температура в верхней части скважины становится выше, чем температура окружающих горных пород, он начинает остывать, отдавая свое тепло горным породам. В нижней части скважины процесс идет в обратном направлении – раствор нагревается за счет теплообмена с горными породами. Теплообмен происходит интенсивнее на тех участках скважины, где тепловое сопротивление пород меньше. По этой причине на повторных термограммах 2 и 3 все пласты с пониженным тепловым сопротивлением будут выделяться как участки более быстрого приближения кривой к уровню геотермограммы (пунктирная кривая на рис. 18.17). Все термограммы, снятые с разными экспозициями, пересекаются в одной точке, называемой точкой равновесия. Здесь температура перемешанного раствора равна температуре стенок скважины, и теплообмен между ними отсутствует.

Контрольные вопросы

1. Перечислите причины, вызывающие аномалии тепловых полей в скважинах.
2. Напишите дифференциальное уравнение теплопроводности.
3. Что такое коэффициент температуропроводности?
4. От чего зависит удельное тепловое сопротивление горных пород?
5. Чему равна температура "нейтрального" слоя?
6. От каких факторов зависит глубина до "нейтрального" слоя?
7. Можно ли определить положение контактов различных пород по геотермограмме?
8. Чем занимается геотермия?
9. Напишите формулу закона Ома в дифференциальной форме для теплового поля.
10. Чем отличается скважинный электротермометр от электронного?
11. Как проводятся измерения температуры в скважинах: при подъеме или при спуске скважинного прибора? Почему?
12. Перечислите, какие технические и геологические задачи могут быть решены с помощью скважинной термометрии.

Глава 19. Акустический каротаж

§ 1. Общие сведения о методе

Акустический каротаж (АК) основан на изучении полей упругих волн в скважинах и заключается в измерении скорости распространения и затухания упругих волн звуковой или ультразвуковой (УЗ) частоты в горных породах.

Как известно, в однородной упругой среде распространяются две независимые волны: продольная P и поперечная S. Скорости распространения и той и другой зависят от модуля продольного растяжения E (модуля Юнга), модуля поперечного сжатия μ (коэффициента Пуассона) и плотности среды σ:

$$V_P = \sqrt{\frac{E(1-\mu)}{\sigma(1+\mu)(1-2\mu)}}; \qquad V_S = \sqrt{\frac{E}{2\sigma(1+\mu)}}. \tag{19.1}$$

Для большинства горных пород $V_P \approx 1{,}73\, V_S$.

Скорость упругих волн в горных породах зависит от минерального состава пород, их структурно-текстурных особенностей, пористости и влажности, а также от давления, под которым эти породы находятся.

Наименьшие скорости (от 1 до 2 км/с) наблюдаются в слабосцементированных осадочных породах. Для магматических и кристаллических метаморфических пород характерны скорости 4,5-6,5 км/с. Наибольшей ско-

ростью отличаются плотные, окремнелые известняки и доломиты (V_P = 7,1 км/с).

Более подробные сведения о скорости продольных и поперечных волн приведены в таблице 19.1.

Таблица 19.1

Скорости распространения продольных волн и интервальные времена в различных средах

Горная порода, среда	V_P, км/с	$\Delta T_P = \frac{1}{V_P}$, мкс/м
Глина	2-3,3	300-500
Песчаник	3-5,7	175-333
Известняк	2,6-7,1	141-385
Каменная соль	4,2-4,8	208-238
Кристаллические породы	4,5-6,5	154-222
Ископаемый уголь	1,9-2,9	340-525
Цементный камень	2,5-3,5	286-400
Сталь	5,2-5,7	175-192
Воздух	0,33	3030
Нефть	1,3-1,4	714-770
Вода	1,5	667
Буровой раствор	1,5-1,7	588-667

Из параметров, характеризующих коллекторские свойства, на скорость P и S волн сильнее всего влияют пористость $K_{\text{п}}$ (или объемная трещинная пустотность $K_{\text{тр}}$) и характер заполнения пор.

Наиболее отчетливая зависимость между пористостью и скоростью упругих волн отмечается для сцементированных пород с межзерновой пористостью.

Эта зависимость описывается уравнением "среднего времени":

$$\frac{1}{V} = \frac{1 - K_{\text{п}}}{V_{\text{ск}}} + \frac{K_{\text{п}}}{V_{\text{ж}}}, \qquad (19.2)$$

где V – скорость продольных упругих волн в породе; $V_{\text{ск}}$ – скорость продольных упругих волн в минеральном скелете породы; $V_{\text{ж}}$ – скорость упругих волн в жидкости, заполняющей поры.

Два последних параметра определяются в лабораторных условиях (или могут быть взяты по справочным данным), а V определяется непосредственно в скважине по данным АК.

Из уравнения "среднего времени" можно получить выражение для коэффициента пористости:

$$K_{\text{П}} = \frac{V_{\text{ж}}\,(V_{\text{ск}} - V)}{V\,(V_{\text{ск}} - V_{\text{ж}})}. \qquad (19.3)$$

Из теории распространения упругих волн известно, что скорости продольных волн в водонасыщенных ($V_{P_{\text{в}}}$), нефтенасыщенных ($V_{P_{\text{н}}}$) и газонасыщенных ($V_{P_{\text{г}}}$) породах подчиняются следующему соотношению: $V_{P_{\text{в}}} > V_{P_{\text{н}}} > V_{P_{\text{г}}}$, а поперечных – соотношению $V_{S_{\text{в}}} < V_{S_{\text{н}}} < V_{S_{\text{г}}}$. Различие между крайними членами этих рядов может достигать 20 %. Однако наличие зоны проникновения сглаживает это различие.

Значительно заметнее сказывается характер насыщения пор на величине коэффициента затухания продольных α_P и поперечных α_S волн.

При сохранении постоянства минерального состава и коэффициента пористости выполняются следующие соотношения:

$$\alpha_{P_{\text{в}}} < \alpha_{P_{\text{н}}} < \alpha_{P_{\text{г}}}, \qquad \text{но} \qquad \alpha_{S_{\text{в}}} > \alpha_{S_{\text{н}}} > \alpha_{S_{\text{г}}}. \qquad (19.4)$$

Но из-за влияния зоны проникновения это различие удается использовать для определения характера насыщения пластов только в обсаженных скважинах после расформирования зоны проникновения.

§ 2. Акустические волны в необсаженной скважине

При акустическом каротаже используют обычно так называемые "трехэлементные" зонды. Такой зонд состоит из двух источников – излучателей упругих волн и одного приемника или, наоборот, двух приемников и одного излучателя.

Излучатели магнитострикционного типа, цилиндрической формы. Они периодически вырабатывают пакеты из 3-4 периодов УЗ колебаний с частотой 10-75 кГц с колоколообразной формой огибающей. Частота посылки импульсов 12,5-25 Гц. Импульсная форма упругого сигнала применяется для того, чтобы можно было избежать взаимного наложения волн разных типов.

В качестве приемников упругих колебаний применяют пьезоэлектрические преобразователи сферической формы. Между излучателем и приемниками располагаются акустические изоляторы, служащие для поглощения упругих волн, распространяющихся по корпусу скважинного прибора.

Прибор удерживается по оси скважины с помощью центрирующих фонарей (на рис. 19.1 не показаны).

Рассмотрим распространение упругих волн в скважине по Ю. И. Горбачеву на примере зонда, содержащего один излучатель и два приемника (рис. 19.1).

Расстояние от излучателя до ближайшего приемника называется длиной зонда L, а расстояние между приемниками – базой зонда ΔL. Точка записи располагается посредине базы зонда.

Фронт упругой волны P_0, возбуждаемой излучателем в жидкости, в первом приближении можно считать сферическим. Эта волна – продольная, поперечные волны в жидкости не распространяются. Достигнув стенки скважины под некоторым углом падения γ_0, волна P_0 образует две проходящие волны – продольную P_0P_1, распространяющуюся под углом γ_{1P}, и поперечную P_0S_1, распространяющуюся под углом γ_{1S}. Одновременно образуется и отраженная волна P_0P_0.

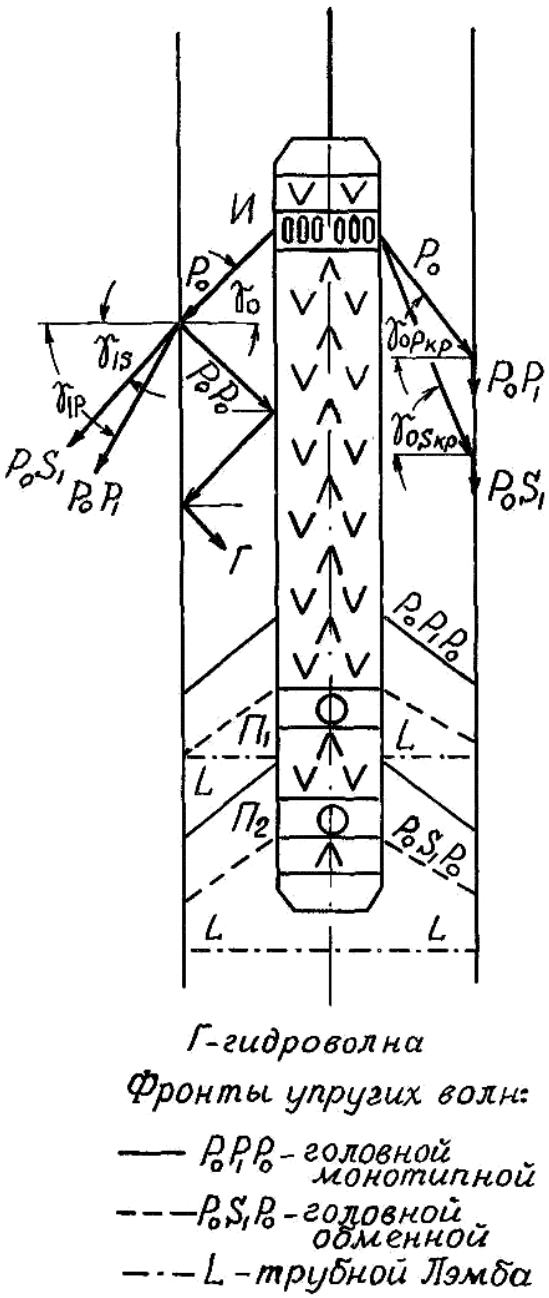

Рис. 19.1. Схема распространения упругих волн при возбуждении их в необсаженной скважине

Когда угол падения становится равным углу полного внутреннего отражения $\gamma_0 = \gamma_{0P_{кр}}$, волна P_0P_1 начинает скользить вдоль поверхности раздела двух сред, постепенно затухая за счет поглощения энергии в среде и излучения ее в скважину. Скорость этой волны, которая носит название ***головной продольной волны***, равна скорости продольных волн в горной породе.

Поскольку в этом случае угол $\gamma_{1P} = \pi/2$, то на основании закона Снеллиуса можно записать $\dfrac{V_0}{V_{1P}} = \sin \gamma_{0P_{кр}}$. Соответственно,

$$\gamma_{0P_{кр}} = \arcsin \frac{V_0}{V_{1P}}, \qquad (19.5)$$

где V_0 – скорость упругих волн в скважинной жидкости; V_{1P} – скорость продольных волн в горных породах, слагающих стенку скважины.

Когда угол падения достигает величины $\gamma_0 = \gamma_{0S_{кр}}$, вдоль поверхности раздела начинает скользить головная поперечная волна P_0S_1. Второй критический угол:

$$\gamma_{0S_{кр}} = \arcsin\frac{V_0}{V_{1S}}. \qquad (19.6)$$

Проходя вдоль поверхности раздела сред, волны P_0P_1 и P_0S_1 возбуждают в жидкости продольные волны $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$.

Первую из них называют ***головной монотипной***, вторую – ***головной обменной***, так как в этой волне происходит обмен энергиями между волнами разного типа – продольными *P* и поперечными *S*.

Поскольку скорость продольных и поперечных волн разная, $V_P > V_S$, то при достаточной длине зонда волновые пакеты, соответствующие волнам $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$, оказываются разделенными во времени, как это показано на рис. 19.2.

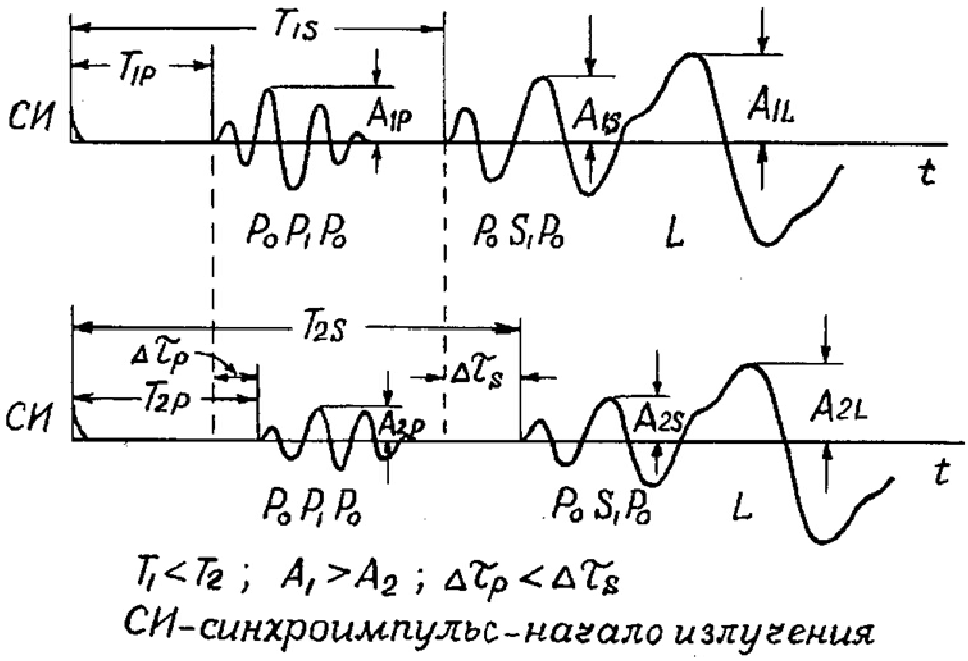

Рис. 19.2. Вид и анализ волновых картин на двух приемниках зонда акустического каротажа

На этом же рисунке видно, что по волновой картине могут быть определены времена распространения продольной и поперечной волны до первого T_{1P} и T_{1S} и до второго T_{2P} и T_{2S} приемников, а по ним вычислены разности времен $\Delta\tau_P = T_{2P} - T_{1P}$ и $\Delta\tau_S = T_{2S} - T_{1S}$. Как видно по рис. 19.1,

при осевом положении зонда часть пути упругих волн от излучателя до приемника проходит по скважинной жидкости, которая будет влиять на величину T_1 и T_2. Однако, поскольку эта скважинная часть пути одинакова для обоих приемников, то на разности времен $\Delta\tau_P$ и $\Delta\tau_S$ скважина сказываться не будет.

По разности времен можно вычислить скорость продольных и поперечных волн, м/с:

$$V_P = \frac{\Delta L}{\Delta\tau_P} \quad \text{и} \quad V_S = \frac{\Delta L}{\Delta\tau_S}. \tag{19.7}$$

Величина, обратная скорости упругой волны, называется ***интервальным временем***, мкс/м:

$$\Delta T_P = \frac{1}{V_P} = \frac{\Delta\tau_P}{\Delta L} \quad \text{и} \quad \Delta T_S = \frac{1}{V_S} = \frac{\Delta\tau_S}{\Delta L}. \tag{19.8}$$

Кроме головных волн, в скважине образуются волны других типов. Это – гидроволны *Г*, многократно отраженные от стенок скважины и корпуса прибора, и трубные или волны Лэмба – *L*. (Некоторые исследователи называют их волнами Лэмба-Стоунли – *St-L*).

Амплитуда многократно отраженных волн *Г* быстро уменьшается, а путь, проходимый ими, очень велик, поэтому их можно не учитывать.

Трубная волна имеет фронт, перпендикулярный стенке скважины, в связи с чем не происходит отражений, уменьшающих ее амплитуду. По этой причине трубная волна распространяется по скважине на большие расстояния без значительного затухания. Однако если на пути трубной волны встречаются проницаемые участки, ее амплитуда падает за счет излучения энергии в окружающую среду. Этот факт используют для выделения проницаемых пластов (см. рис. 19.5).

§ 3. Методика и интерпретация АК

Современная аппаратура акустического каротажа обеспечивает регистрацию аналоговых диаграмм кинематических $T_{1P}, T_{2P}, \Delta T_P, T_{1S}, T_{2S}, \Delta T_S$ и динамических параметров $A_{1P}, A_{2P}, A_{1S}, A_{2S}, A_{1L}, A_{2L}$, а также диаграмм коэффициентов затухания, дБ/м:

$$\alpha_P = \frac{1}{\Delta L} 20 \lg \frac{A_{1P}}{A_{2P}} \quad \text{и} \quad \alpha_S = \frac{1}{\Delta L} 20 \lg \frac{A_{1S}}{A_{2S}}. \tag{19.9}$$

Кроме того, аппаратура позволяет записывать полную волновую картину колебаний ВК и фазокорреляционные диаграммы ФКД с определенным шагом дискретизации по глубине.

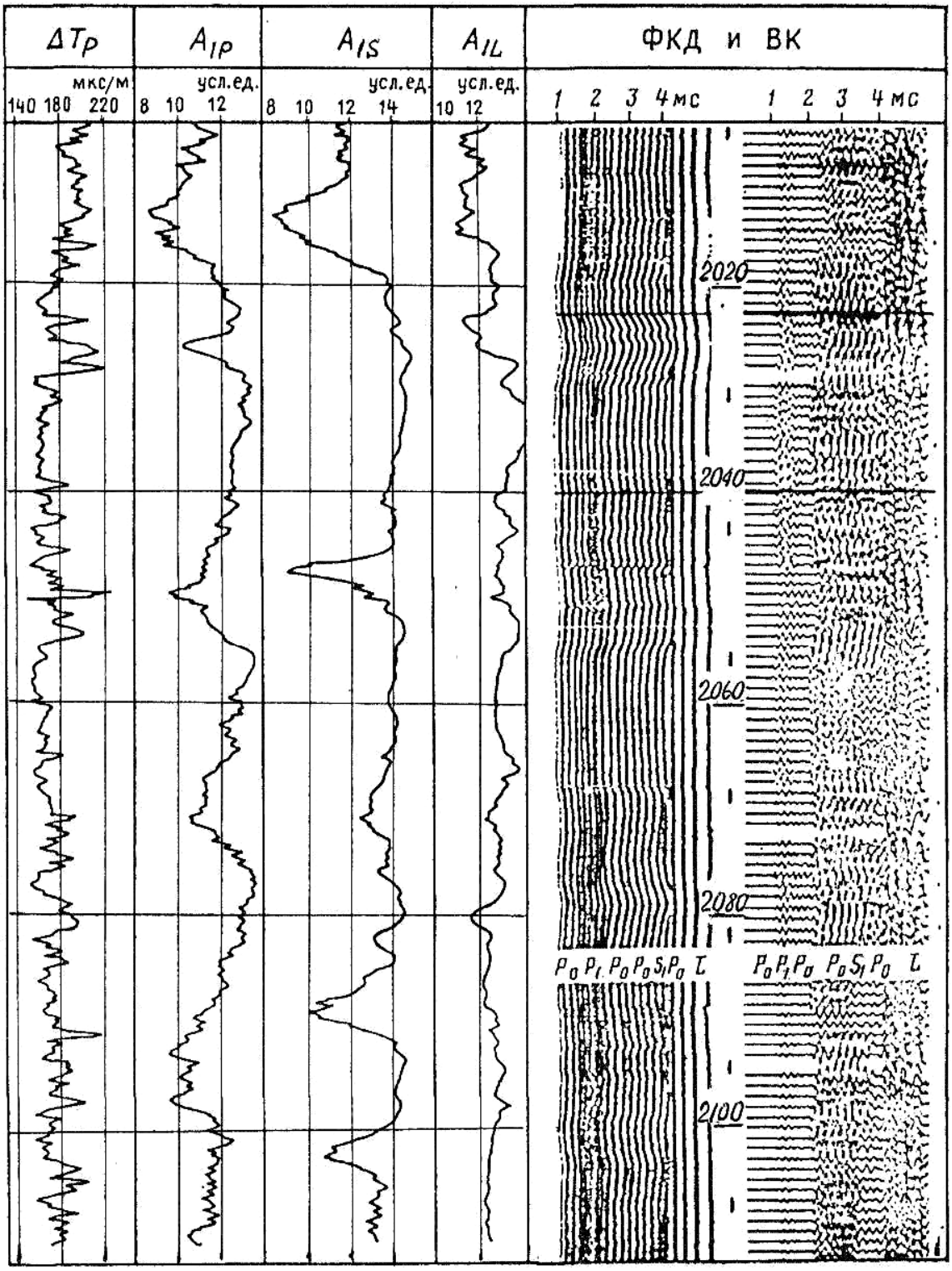

Рис. 19.3. Результаты акустического каротажа на карбонатном разрезе (по Ю. И. Горбачеву, 1988)

Запись волновых картин осуществляют с помощью специальных магнитных регистраторов, что облегчает их ввод в ЭВМ для обработки.

Фазокорреляционные диаграммы представляют собой запись линий равных фаз разных волн. Толщина линий на ФКД пропорциональна амплитуде сигнала. По ФКД можно идентифицировать волны различных типов, оценить их кинематические и динамические параметры, расчленить разрез скважины по литологии.

На рис. 19.3 представлены частичные результаты акустического каротажа на карбонатном разрезе. На этом фрагменте вынесены диаграммы интервального времени для продольных волн ΔT_P и динамических параметров, зарегистрированных первым приемником A_{1P}, A_{1S}, A_{1L} .

Карбонатный разрез в целом характеризуется высокими скоростями упругих волн и, соответственно, низкими (160-220 мкс/м) значениями интервального времени.

В рассматриваемом примере нефтегазонасыщенные коллектора – пористые, трещиноватые, кавернозные участки – отличаются повышенными значениями интервальных времен ΔT_P (участки 2023-2029 м; 2047-2056 м). Им же обычно соответствуют и увеличения коэффициента затухания (на рис. 19.3 эта диаграмма не приведена).

По диаграммам интервального времени могут быть определены границы и мощности пластов, отличающихся по скорости распространения упругих волн.

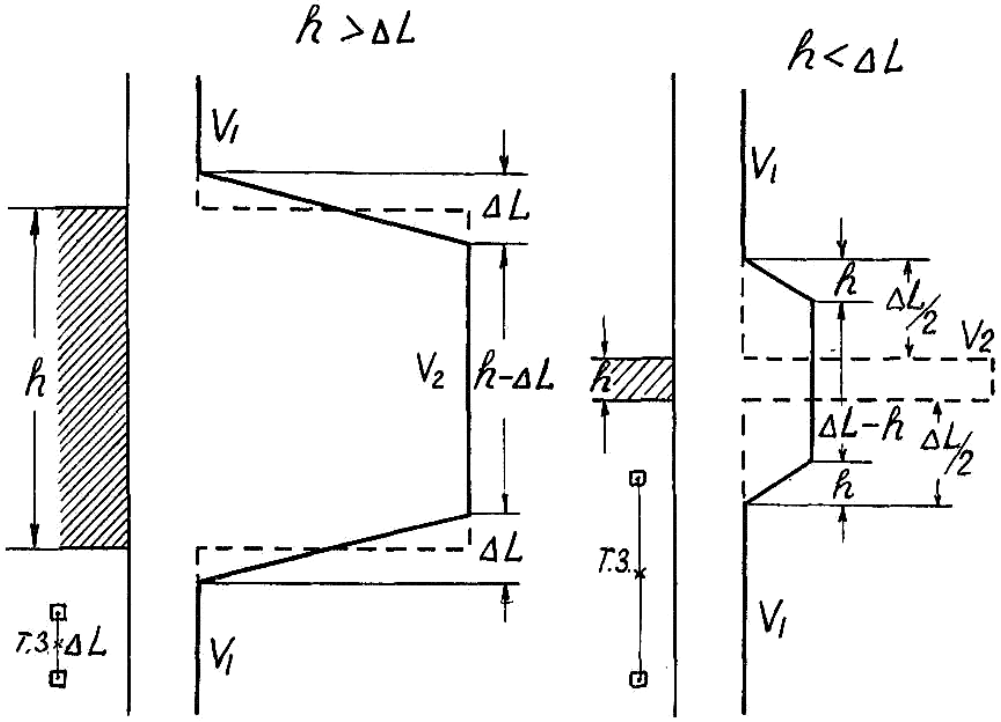

Рис. 19.4. Диаграммы акустического каротажа над пластами большой и малой мощности, отличающимися повышенной скоростью распространения упругих волн

Для пластов большой мощности *(h > ΔL)* мощность определяется по правилу полумаксимума аномалии, для тонких *(h < ΔL)* – ширина аномалии на уровне полумаксимума равна базе зонда, а мощность пласта равна длине наклонного участка кривой. В обоих случаях при равенстве акустических свойств подстилающих и перекрывающих пород аномалии на кривых V или ΔT симметричны относительно середины пласта, но в первом случае $V_{max} = V_{пл}$, а во втором – $V_{max} < V_{пл}$, как это показано на рис. 19.4, *а* и *б*.

§ 4. Область применения метода и решаемые задачи

Область применения метода – это, главным образом, месторождения нефти и газа. Здесь АК решает задачи литологического расчленения разрезов скважин и выделения коллекторов, определения коэффициента пористости (или трещиноватости) и характера насыщения пор, определения положения водонефтяного контакта (ВНК) и газожидкостных контактов (ГЖК).

Схематический характер диаграмм АК в пределах залежи, содержащей гранулярный коллектор, насыщенный (сверху вниз) газом, нефтью и водой, показан на рис. 19.5.

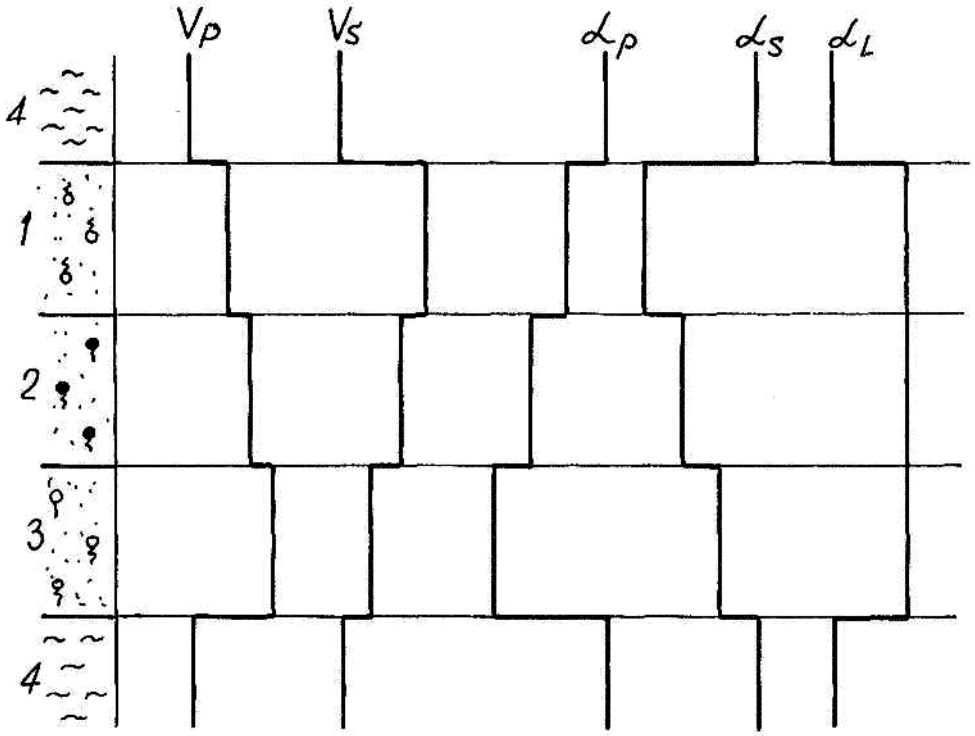

Рис. 19.5. Схема изменения основных акустических параметров при пересечении залежи, содержащей газонасыщенные (*1*), нефтенасыщенные (*2*) и водонасыщенные пласты (*3*), перекрытые непроницаемомыми породами (*4*)
(по Б. Н. Ивакину и др., 1978)

АК находит применение также при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений: с его помощью прослеживают изменение текущего положения ВНК и ГЖК в обсаженных эксплуатационных и наблюдательных скважинах и изучают качество цементирования обсадных колонн. Метод акустической цементометрии АКЦ будет рассмотрен нами в разделе "Операции в скважинах".

В последнее время АК начинает применяться при разведке рудных и угольных месторождений, хотя непосредственное выделение рудных тел по данным АК, как правило, невозможно, так как руды в большинстве случаев не отличаются от вмещающих пород по своим акустическим свойствам; зато АК хорошо выделяет рудоконтролирующие зоны, которые обычно отличаются повышенной пористостью, трещиноватостью и слоистостью.

В углеразведочных скважинах по АК возможно выделение угольных пластов, определение их мощности и строения, поскольку ископаемые угли отличаются по скорости распространения упругих волн от вмещающих песчано-глинистых пород (см. табл. 19.1).

При решении инженерных задач акустический каротаж применяют в комплексе с плотностным ГГК и нейтронным каротажем для оценки прочностных и деформационно-упругих свойств горных пород.

Кроме ультразвукового метода, описанного выше, при исследовании скважин находят применение: низкочастотный широкополосный акустический метод (НШАМ), в котором изучается акустическое поле в диапазоне частот от 5 до 20 кГц; интегральный акустический метод и вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), при которых источник колебаний устанавливается на поверхности, а приемники в скважине; метод акустического прозвучивания (МАП), при котором источник и приемник упругих волн устанавливаются в разных скважинах, и некоторые другие.

Контрольные вопросы

1. Какие типы волн возникают при возбуждении упругих колебаний в скважине?
2. Какие параметры измеряются в акустическом каротаже?
3. Как устроен зонд акустического каротажа?
4. Какие излучатели и какие приемники применяются в аппаратуре АК?
5. Что такое база зонда АК?
6. Почему при акустическом каротаже используются кратковременные импульсы упругих колебаний?
7. Как связана скорость упругих волн с пористостью? Напишите уравнение "среднего времени" и получите из него выражение для коэффициента пористости.
8. Каково соотношение коэффициентов поглощения продольных волн в водонасыщенных, нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторах?
9. Каково это соотношение для коэффициентов поглощения поперечных волн?

10. Нарисуйте диаграмму АК для пласта, мощность которого равна базе зонда.

11. Перечислите задачи, которые решаются с помощью АК при разведке нефтяных, рудных и угольных месторождений.

Глава 20. Магнитный каротаж

Магнитный каротаж или, точнее, каротаж магнитной восприимчивости (КМВ), заключается в измерении магнитной восприимчивости (к) горных пород и руд, слагающих стенки скважины. КМВ – это основной метод исследования скважин на месторождениях магнитных железных руд, он применяется также на месторождениях бокситов, полиметаллов и марганцевых руд.

§ 1. Физические основы метода

Датчиком магнитной восприимчивости в скважинной аппаратуре служит катушка индуктивности, намотанная на ферритовом стержне длиной 10-12 см (рис. 20.1). Индуктивное сопротивление катушки зависит от электромагнитных свойств среды, в которой она находится.

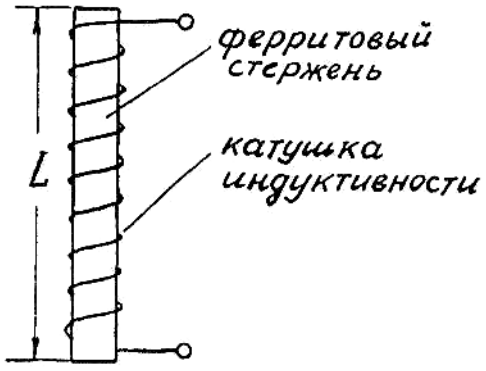

Рис. 20.1. Конструкция датчика аппаратуры КМВ

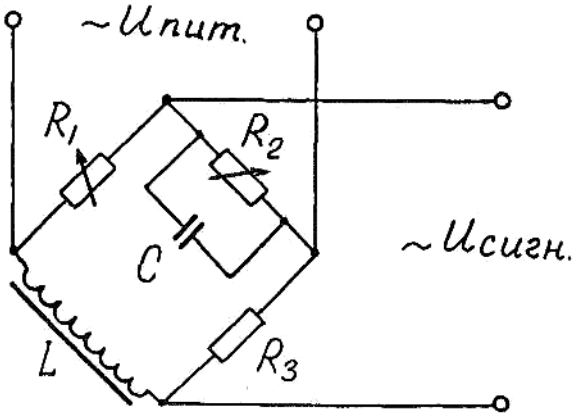

Рис. 20.2. Мост Максвелла

Для измерения изменений индуктивного сопротивления катушки ее включают в мост переменного тока (мост Максвелла) (рис. 20.2), как это сделано в аппаратуре КМВ-1 и КМВ-2, или в схему LC-генератора, выходная частота которого зависит от индуктивности датчика, т. е. от к окружающей среды (аппаратура ТСМК-40, ТСМК-30 и др.).

§ 2. Интерпретация результатов КМВ

С помощью КМВ решаются такие задачи, как литологическое расчленение разрезов скважин, определение контактов и мощностей интервалов с повышенными магнитными свойствами, определение истинной величины магнитной восприимчивости пород и руд, определение процентного содержания железа в рудах.

Литологическое расчленение разрезов по данным КМВ основано на различном содержании магнитных минералов (в основном, магнетита) в разных горных породах. Из изверженных пород минимальными значениями к характеризуются породы кислого состава – граниты, сиениты и др.; повышенными – породы основного и ультраосновного состава; из осадочных пород наибольшими значениями к отличаются глины. Осредненные данные по магнитной восприимчивости ряда горных пород приведены в табл. 20.1.

Таблица 20.1

Магнитная восприимчивость горных пород

Горная порода	Магнитная восприимчивость, к, 10^{-5} ед. СИ
Гранит	0-50
Габбро	1000-5000
Перидотит	1000-25000
Известняк	0-20
Песчаник	10-100
Глина	10-500
Мрамор	-5-0
Сланцы	50-5000
Магнетитовая руда	125000-1000000

Определение границ интервалов с повышенными магнитными свойствами выполняется по правилу полумаксимума аномалии, так как расчеты и измерения на моделях показывают, что аномалии на кривых к имеют простую форму, симметричную относительно середины интервала, как это показано на рис. 20.3.

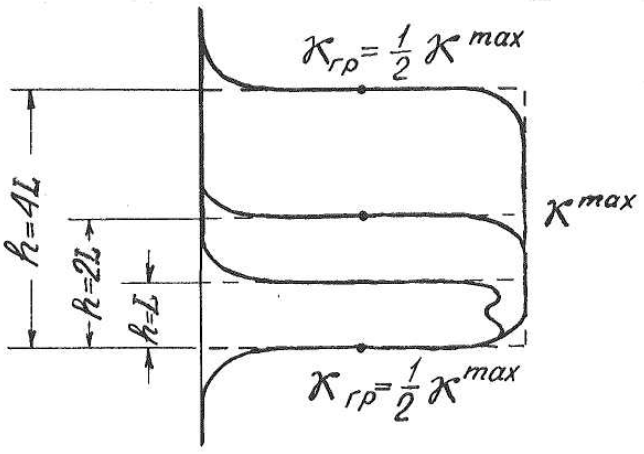

Рис. 20.3. Аномалии КМВ над пластами различной мощности с повышенной магнитной восприимчивостью

Если мощность пласта h меньше длины L датчика к, то ширина аномалии перестает зависеть от h и становится равной L, в середине аномалии появляется небольшое понижение, а ее максимум не достигает того значения, которое он мог бы иметь при большей мощности пласта.

Истинная магнитная восприимчивость пород и руд должна определяться для количественной интерпретации данных полевой магнитометрии. Величину $к_{ист}$ находят по результатам градуировки скважинных каппаметров, для чего изготавливают набор специальных эталонов, каждый из которых представляет собой картонный или пластмассовый барабан с цилиндрическим отверстием вдоль оси. Внешний диаметр барабанов должен, по крайней мере, вдвое превышать длину датчика к, а диаметр центрального отверстия должен быть равен диаметру исследуемых буровых скважин. Высота барабанов должна быть в 4-5 раз больше длины датчика. Барабаны заполняют смесью скульптурного гипса или цемента с измельченным магнетитом.

Магнитную восприимчивость каждого эталона определяют с помощью контактного (лабораторного) каппаметра. При градуировке скважинный снаряд помещают внутрь отверстия барабана так, чтобы датчик к располагался в середине отверстия по высоте и был прижат к его стенке (рис. 20.4). На каждый измерительный диапазон скважинного каппаметра должно быть изготовлено 3-4 эталона с различной магнитной восприимчивостью. Типичный график градуировки $l = f(к_{ист})$ показан на рис. 20.5.

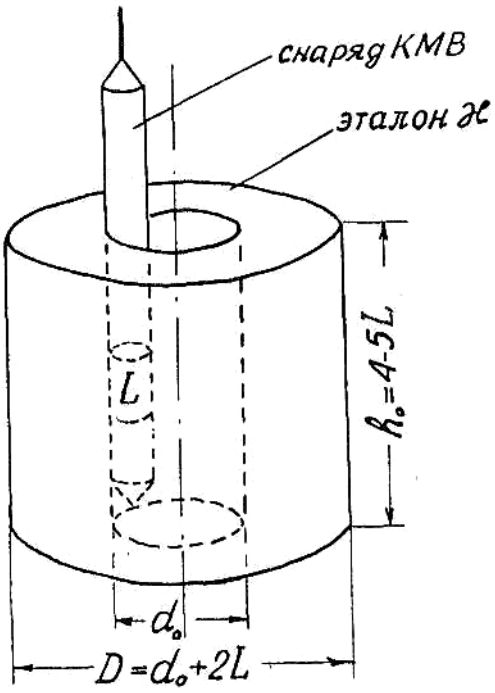

Рис. 20.4. Размещение скважинного прибора КМВ внутри эталона магнитной восприимчивости при градуировке

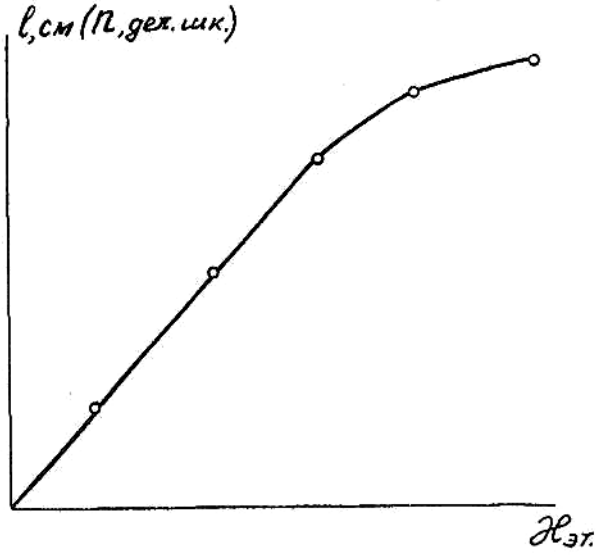

Рис. 20.5. Градуировочный график аппаратуры КМВ

Определение процентного содержания железа по диаграммам КМВ основано на том, что между ним и величиной к магнитных руд существует корреляционная зависимость $\kappa_{ист} = \varphi(C_{Fe})$. В общем случае эта зависимость не является линейной. Для определения C_{Fe} можно использовать не истинные значения к, а отсчеты l, снятые непосредственно с диаграмм КМВ. Поскольку $l = f(\kappa_{ист})$, то и $l = \Psi(C_{Fe})$, причем последняя зависимость получается даже более близкой к линейной, чем предыдущая ($\kappa_{ист} = \varphi(C_{Fe})$).

Для экспериментального построения зависимости $l = \Psi(C_{Fe})$ используют скважины с хорошим (близким к 100 %) выходом керна. Керн, отобранный из рудных интервалов, опробуют и определяют содержание в нем железа с помощью химанализа. С диаграмм КМВ снимают осредненные значения к или средние отсчеты l против опробованных интервалов. Зависимость $l = \Psi(C_{Fe})$ (рис. 20.6) отсекает на оси содержаний небольшой отрезок p, который характеризует содержание в рудах железа, приходящегося на его немагнитные минералы (силикаты или карбонаты).

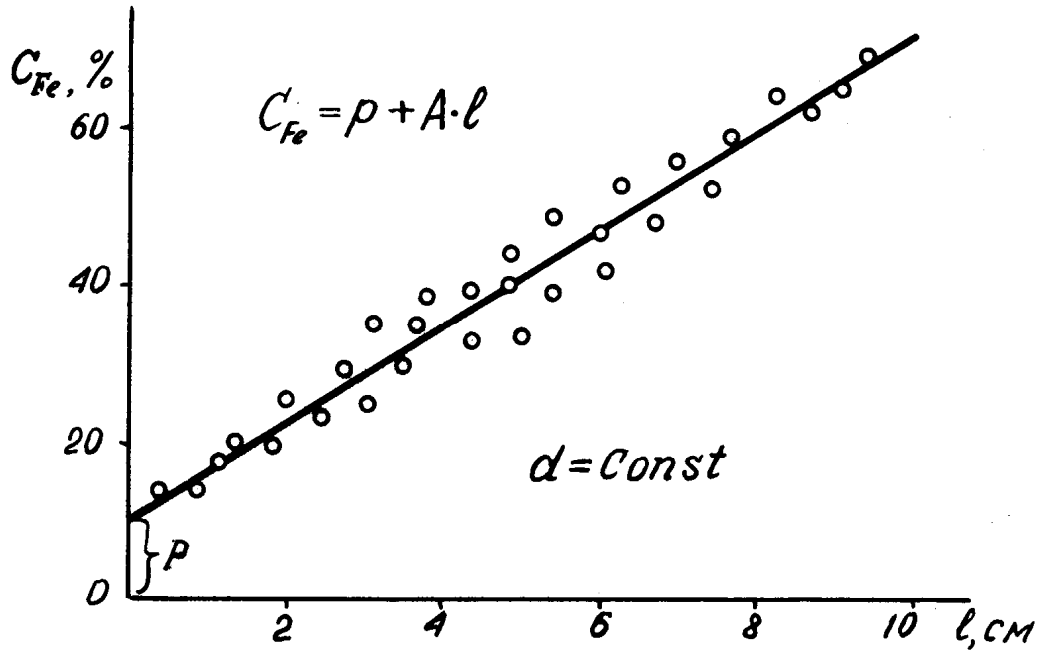

Рис. 20.6. Зависимость показаний КМВ от содержания железа в руде.
Диаметр скважины 79 мм, месторождение Северо-Песчанское (по О. Н. Молчанову)

Содержание железа в руде может быть рассчитано как

$$C_{\text{Fe}} = A \cdot l + p, \qquad (20.1)$$

где A – угловой коэффициент, показывающий, сколько процентов железа соответствует единичному отклонению кривой на диаграмме КМВ.

Кстати, слагаемое $A \cdot l$ характеризует то количество железа, которое может быть извлечено из руды при ее магнитной сепарации.

Погрешность определения содержаний описываемым способом составляет 1-2 % абсолютных.

Описанные зависимости составляют обязательно для одного и того же диаметра скважины, поскольку диаметр скважины влияет на результаты измерений. По этой же причине КМВ обязательно сопровождают кавернометрией.

Зависимости $\kappa = \varphi(C_{\text{Fe}})$, построенные для одного месторождения, не применимы для других, поскольку они являются не функциональными, а статистическими, и на них влияет еще целый ряд других факторов, таких, как минеральный состав руд, их структура и текстура и т. п.

Так, например, железистые кварциты с содержанием Fe 21 % имеют $\kappa \approx 3$ ед. СИ, а у диабазов с содержанием Fe 27 % – $\kappa \approx 0{,}9$ ед. СИ.

Контрольные вопросы

1. Что является предметом измерения в магнитном каротаже?
2. Как устроен датчик аппаратуры КМВ?
3. Какие геологические задачи решаются с помощью КМВ?
4. Как располагается скважинный прибор в цилиндрическом эталоне при градуировке аппаратуры КМВ?
5. Почему зависимость $\kappa = f(C_{\text{Fe}})$, построенную на одном месторождении магнитных руд, нельзя использовать на других месторождениях?
6. С какими методами ГИС следует комплексировать каротаж магнитной восприимчивости и почему?

Глава 21. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)

ЯМК основан на изучении электромагнитного поля, возникающего в результате взаимодействия магнитного и механического моментов ядер атомов химических элементов горных пород с внешним импульсным магнитным полем.

В настоящее время получили распространение два метода ЯМК: метод изучения свободной прецессии ядер в магнитном поле Земли и метод спинового эха в поле сильных постоянных магнитов.

§ 1. Метод свободной прецессии ядер в магнитном поле Земли

Этот метод носит название метода Паккарда-Вариана по имени его авторов.

Физические основы метода. Ядра атомов всех химических элементов, кроме своей массы (A) и заряда (Z), характеризуются еще собственным механическим вращательным моментом – спином ($\bar{S}$) и магнитным моментом ($\bar{\mu}$). Отношение $\frac{\mu}{S} = \gamma$ называется ***гиромагнитным отношением***. Свои спины и магнитные моменты имеют и элементарные частицы.

Спин может принимать только целые или полуцелые значения (0; 0,5; 1,0; 1,5), выраженные в единицах $h/2\pi$, где h - постоянная Планка ($h = 6{,}6261 \cdot 10^{-34}$ Дж/Гц). Спины электрона, позитрона и нейтрона равны 0,5, т. е. имеют значение $S = 0{,}5h/2\pi$.

Магнитный и механический моменты ядра совпадают по направлению. Благодаря этому, в классическом представлении ядро можно уподобить волчку, вдоль оси которого расположен магнит.

В постоянном внешнем магнитном поле магнитный момент ядра стремится сориентироваться по направлению этого поля, но из-за наличия механического момента ядро обладает гироскопическими свойствами, вследствие чего магнитный момент разворачивается не сразу, а прецессирует, подобно оси волчка, вокруг направления поля. Впервые на это явление указал еще в 1895 г. английский физик Дж. Лармор (1857-1942), поэтому частота прецессии называется ***ларморовой частотой***. Она зависит от напряженности внешнего магнитного поля и гиромагнитного отношения ядра:

$$\omega_L = \gamma \cdot H \,. \qquad (21.1)$$

В поле Земли ядра также прецессируют, так как вследствие теплового движения атомов ориентировка их моментов по направлению поля Земли неустойчива (рис. 21.1*а*).

Реальная среда может рассматриваться как система ядер, магнитные моменты и спины которых взаимодействуют не только с внешним магнитным полем, но и с окружающими их частицами и друг с другом. Такая система ядер в целом характеризуется суммарным магнитным моментом единицы объема вещества – ***вектором ядерной намагниченности*** $\overline{M}$.

Из-за прецессии этот вектор имеет две пространственные составляющие; одна составляющая $\overline{M}_{\text{II}}$ совпадает по направлению с внешним магнитным полем, другая $\overline{M}_{\perp}$ – перпендикулярна ему (рис. 21.1, *б*).

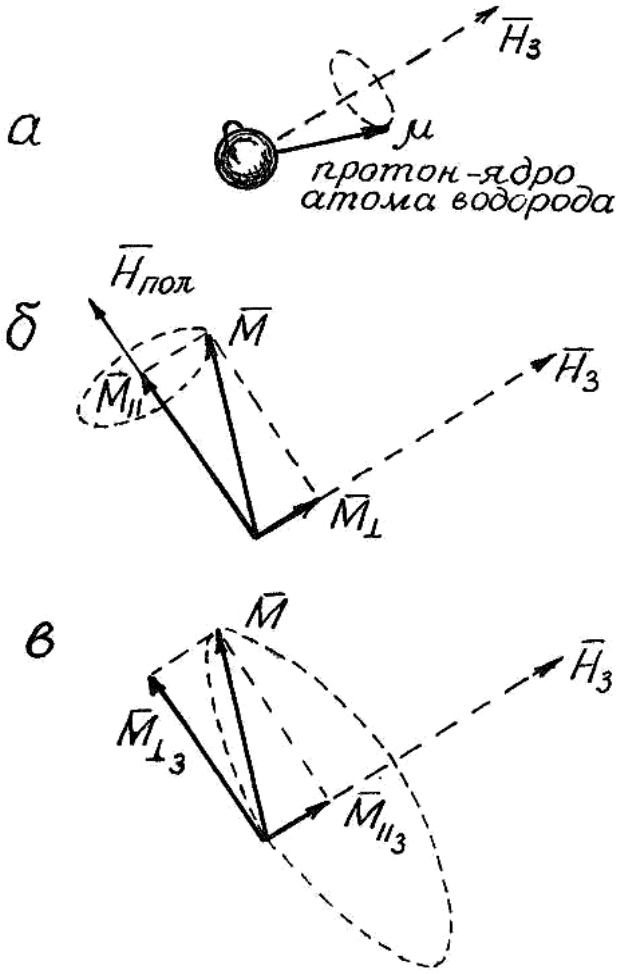

Рис. 21.1. Процесс прецессии магнитного момента ядра около направления земного магнитного поля (*а*), вектора ядерной намагниченности около направления постоянного поляризующего поля (*б*), вектора ядерной намагниченности около направления магнитного поля Земли после выключения поля поляризации (*в*)

При воздействии на исследуемую среду внешнего импульсного поля, называемого поляризующим, с напряженностью $\overline{H}_{\text{пол}}$, перпендикулярного напряженности земного поля $\overline{H}_{\text{З}}$ вектор ядерной намагниченности ориентируется по направлению поляризующего поля (при условии $\overline{H}_{\text{пол}} >> \overline{H}_{\text{З}}$). Новое состояние вектора ядерной намагниченности устанавливается постепенно, в ходе прецессии магнитного момента ядра около направления поляризующего поля. Этот процесс называется ***ядерной маг-***

нитной релаксацией. При включении поляризующего поля она описывается выражением

$$\overline{M}_{\text{II}} = \overline{M}_{\text{II}\infty}(1 - e^{-\frac{t_{\text{пол}}}{T_1}}), \qquad (21.2)$$

где $\overline{M}_{\text{II}\infty}$ – продольная составляющая вектора ядерной намагниченности, соответствующая неограниченной длительности поляризации; $t_{\text{пол}}$ – время действия поляризующего поля; T_1 – постоянная времени, характеризующая скорость изменения ориентировки магнитного момента ядра вдоль поляризующего поля.

Постоянная T_1 называется ***временем продольной релаксации.***

Продольную релаксацию называют также ***спин-решеточной***.

После снятия внешнего поляризующего поля вектор $\overline{M}$ возвращается в исходное положение (по направлению поля Земли) тоже не сразу, а в течение процесса поперечной релаксации, прецессируя вокруг вектора $\overline{H}_3$ с ларморовой частотой, которая, для водорода, например, составляет около 2,1 кГц.

По мере приближения вектора $\overline{M}$ к направлению $\overline{H}_3$ составляющая $\overline{M}_{\perp 3}$ уменьшается по закону:

$$\overline{M}_{\perp 3} = \overline{M}_{\perp 0} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}}, \qquad (21.3)$$

где $\overline{M}_{\perp 0}$ – значение поперечной составляющей магнитного момента сразу после снятия поляризующего поля ($t = 0$); T_2 – время поперечной релаксации.

Время поперечной релаксации характеризует скорость возвращения ядер к ориентировке по магнитному полю Земли.

Поперечную релаксацию называют также спин-спиновой релаксацией.

Время T_2 всегда больше, чем время T_1, поскольку $\overline{H}_3 << \overline{H}_{\text{пол}}$.

Под временем релаксации понимают интервал времени, в течение которого сигнал уменьшается в e раз.

При вращении ядер в ходе прецессии вращающаяся поперечная составляющая $\overline{M}_{\perp 3}$ создает электромагнитное поле, напряженность которого можно измерить с помощью приемной катушки индуктивности, которую размещают в скважинном приборе ЯМК.

В катушке возникает гармонический сигнал, который называют ***сигналом свободной прецессии – ССП***:

$$E = E_0 \cdot e^{-t/T_2} \cdot \cos\omega_L t. \qquad (21.4)$$

По измеренному сигналу E можно определить начальную амплитуду сигнала E_0 и время поперечной релаксации T_2, а по зависимости E_0 от времени поляризации – найти T_1, можно также определить частоту сигнала ω_L.

Величины E_0, T_1 и T_2 связаны с составом и физическими свойствами горных пород, но на T_2 влияет еще и неоднородность магнитного поля Земли. По частоте сигнала ω_L можно рассчитать напряженность магнитного поля Земли.

Из всех элементов, имеющихся в горных породах, только ***ядра атомов водорода, входящие в состав свободной жидкости***, обладают достаточно большим гиромагнитным отношением (табл. 21.1), чтобы создать ЭДС такую, которую можно было бы зарегистрировать в условиях буровых скважин. Водород в составе связанной воды, очень вязкой нефти, твердых и других высокомолекулярных углеводородов дает столь быстро затухающую ЭДС, что их присутствие в разрезе скважин на результатах ЯМК не сказывается. Следовательно, объектом исследования в этом варианте ЯМК являются ядра атомов водорода, входящего в тот или иной свободный флюид (воду, нефть или газ).

Таблица 21.1

Ядерно-магнитные характеристики некоторых изотопов (по Ю. И. Горбачеву)

Изотоп	Гиромагнитное отношение, $\gamma/2\pi$, Гц/Э	Относительная амплитуда сигнала ССП	Ларморова частота в магнитном поле Земли, ω_L, кГц
$_1H^1$	4257	1,00	2,178
$_6C^{13}$	1071	0,016	0,503
$_8O^{17}$	577	0,029	0,288
$_{11}Na^{23}$	1128	0,093	0,563
$_{12}Mg^{25}$	261	0,027	0,130
$_{13}Al^{27}$	1110	0,207	0,554

Амплитуда начального сигнала E_0 зависит от содержания свободного флюида и потому называется **индексом свободного флюида – ИСФ.**

В воде ИСФ равен 100 %, в горной породе, не содержащей свободной воды, – 0 % , в пластах-коллекторах ИСФ дает значения эффективной пористости в процентах.

Время продольной релаксации T_1 зависит от подвижности молекул во флюиде, которая определяется вязкостью жидкости. Чем выше вязкость, тем меньше T_1.

По этой причине по величине T_1 можно различать водонасыщенные и нефтенасыщенные породы. На величину T_1 оказывают влияние изменения температуры, поскольку с ростом температуры вязкость падает.

Аппаратура и методика. В аппаратуре метода свободной прецессии одна и та же катушка индуктивности используется и для создания поляри-

зующего магнитного поля и для измерения ССП. Для этого ее поочередно подключают сначала к источнику постоянного тока, а затем к измерительной схеме. Ось катушки располагается горизонтально.

Блок-схема аппаратуры представлена на рис. 21.2, *а*, а осциллограммы сингалов – на рис. 21.2, *б*.

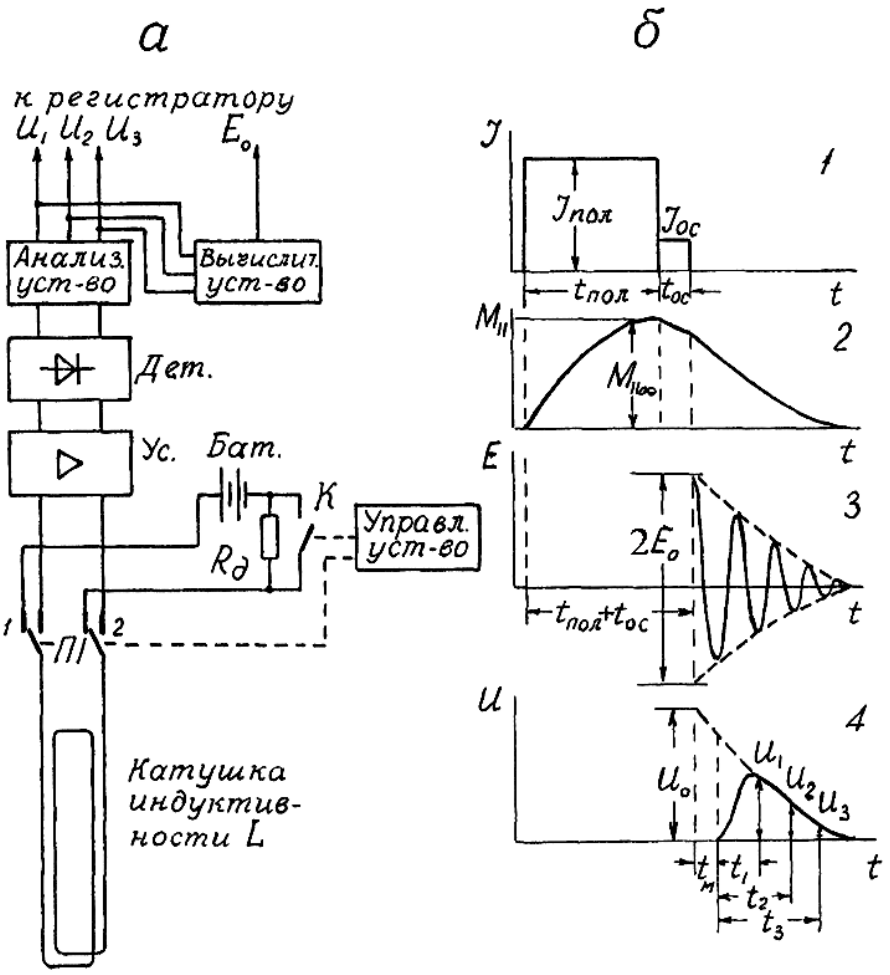

Рис. 21.2. Блок-схема аппаратуры ЯМК по методу свободной прецессии (*а*) и осциллограммы (*б*) поляризующего тока – *1*, вектора ядерной намагниченности – *2*; сигнала свободной прецессии – *3* и выходного сигнала аппаратуры – *4*

В *1* позиции переключателя П1 через катушку индуктивности L пропускается $I_{\text{пол}}$, создающий поляризующее магнитное поле, перпендикулярное земному. Сила тока равна ≈ 2А, напряженность возникающего магнитного поля порядка 200 эрстед.

Поляризующее поле настолько больше земного, что магнитные моменты ядер ориентируются практически по поляризующему полю.

Время пропускания $t_{\text{пол}}$ составляет около 3-5 T_1, так что составляющая вектора ядерной намагниченности $\overline{M}_{\text{II}}$ успевает достичь значения насыщения $\overline{M}_{\text{II}\infty}$.

С целью уменьшения влияния переходных процессов ток в катушке L выключают не сразу, а сначала уменьшают его до уровня $I_{ос}$. С этой целью управляющее устройство размыкает контакт К и вводит в цепь питания катушки дополнительное сопротивление $R_д$ (осциллограмма *1*). Через интервал времени $t_{ос}$ то же управляющее устройство выключает ток поляризации, переводя контакты переключателя П1 в позицию *2*. За время $t_{ос}$ магнитный момент $\overline{M}_{II}$ незначительно уменьшается по своей величине и практически не меняет своего направления (осциллограмма *2*).

В позиции *2* катушка L переключается на измерение сигналов свободной прецессии (осциллограмма *3*), которые возникают только под действием поперечной составляющей $\overline{M}_{\perp 3}$. Измерение ССП начинается спустя некоторое "мертвое время" $t_м$ после выключения остаточного тока, чтобы избежать переходных процессов, связанных выключением $I_{ос}$ (осциллограмма *4*).

Мертвое время современной аппаратуры составляет около 20 мс, поэтому сигналы с $T_2 < 20$ мс не могут быть зарегистрированы. К таким сигналам относятся ССП от связанной воды в коллекторах и глинах, от глинистого раствора. Временами $T_2 > 20$ мс характеризуются только поровые, т. е. "свободные флюиды".

Сигнал ССП усиливается усилителем Ус, выпрямляется выпрямителем Дет и поступает на анализирующее устройство.

Усиленное и продетектированное напряжение представляет собой огибающую сигнала свободной прецессии и уменьшается по той же экспоненте.

Для увеличения амплитуды измеряемого сигнала катушка зонда и усилитель настроены в резонанс на ларморову частоту водорода (ω_L = 2,1 кГц). Вследствие влияния резонансных цепей измерительного тракта аппаратуры форма сигнала искажается таким образом, что в момент времени $t_м$, когда катушка подключается к Ус, амплитуда сигнала еще равна нулю, затем, в течение некоторого времени, нарастает и лишь после достижения максимума начинает затухать по экспоненциальному закону (осциллограмма *4*).

Для определения начального значения U_0 (E_0) продетектированное напряжение подается на анализирующее устройство, которое измеряет и запоминает значения этого напряжения U_i в фиксированные моменты времени t_i а именно, оно измеряет 3 значения U_1, U_2, U_3 в моменты времени t_1, t_2 и t_3, отсчитанные от начала измерений.

Эти значения U_1, U_2, U_3 выводятся на регистрирующий прибор и записываются на диаграммной ленте. Кроме того, значения подаются на вход вычислительного устройства, которое определяет начальную амплитуду по одной из ее формул:

$$E_0 = U_1^{\frac{t_2}{t_2 - t_1}} \Big/ U_2^{\frac{t_1}{t_2 - t_1}} \qquad (21.5)$$

или

$$E_0 = U_1^{\frac{t_3}{t_3 - t_1}} \Big/ U_3^{\frac{t_1}{t_3 - t_1}} . \qquad (21.6)$$

Эта величина E_0 также выводится на регистратор и фиксируется как кривая индекса свободного флюида - ИСФ.

При записи диаграмм ЯМК должен быть обеспечен оптимальный режим измерений, т. е. выдержаны оптимальные времена поляризации, измерения и интерпретации, а также скорость перемещения зонда.

Частота переключений коммутатора $П_1$ составляет 0,1-2 Гц.

Времена измерения t_1, t_2 , t_3 устанавливаются так, чтобы обеспечить минимальную погрешность при переходе от $U_1 - U_3$ к E_0. Обычно t_1 = 35 мс, t_2 = 50 мс, t_3 = 70 мс. В зависимости от типа прибора измерения выполняют при остановках прибора через 0,5-1 м или непрерывно.

Скорость каротажа ограничена временем поляризации и измерения:

$$V_{\text{опт}} = \frac{9L_3}{t_{\text{пол}} + t_{\text{ос}} + t_{\text{изм}}}, \qquad (21.7)$$

где L_3 – длина зонда (катушки индуктивности).

Обычно скорость ЯМК не превышает 250 м/час.

Интерпретация результатов. Диаграмма ЯМК симметрична относительно середины пластов. Вертикальная разрешающая способность метода определяется длиной катушки L_3. При мощности пластов $h > L_3$ их границы определяют в середине участков подъема и спада диаграммы (правило полумаксимума аномалии), существенные значения ИСФ снимают в середине аномалии. При $h < L_3$ амплитуда аномалии снижается, а границы отмечаются ближе к ее вершине (рис. 21.3). Существуют специальные палетки для определения показаний, исправленных за недостаточную мощность пласта.

С помощью поточечных измерений в пределах пластов-коллекторов определяют время продольной релаксации T_1. Для этого используют зависимость начальной амплитуды сигнала ССП от продолжительности $t_{\text{пол}}$, действия поляризующего поля: выполняют 2 замера – один при небольшом времени $t_{\text{пол}}$, другой при большом $t_{\text{пол}} \to \infty$ (практически достаточно, чтобы $t_{\text{пол}} \geq 3T_1$). Из выражения (21.2) следует, что

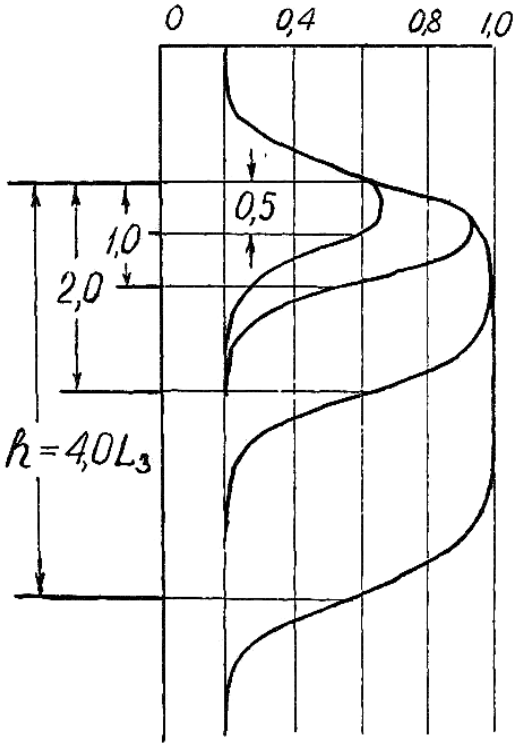

Рис. 21.3. Диаграммы ИСФ при ЯМК методом свободной прецессии в земном магнитном поле на пластах различной мощности

$$\frac{t_{\text{пол}}}{T_1} = \ln \frac{E_{0\infty} - E_{0(t_{\text{пол}})}}{E_{0\infty}}. \quad (21.8)$$

Таким образом, по измеренным значениям $E_{0(t_{\text{пол}})}$ и $E_{0\infty}$ находят T_1.

Время продольной релаксации T_1 позволяет определить тип флюида и степень смачиваемости (т. е. гидрофильности) минерального скелета коллектора. Поскольку на контакте со смачиваемой поверхностью жидкость сорбируется на ней, это эквивалентно увеличению ее вязкости, T_1 снижается тем сильнее, чем больше удельная поверхность и чем выше ее адсорбционная активность.

Область применения метода и решаемые задачи. Метод используется для исследования разрезов глубоких скважин нефтяных и газовых месторождений с целью выделения пластов-коллекторов, определения характера их насыщения (нефть, газ или вода), определения эффективной пористости и оценки проницаемости коллекторов.

Как уже отмечалось выше, индекс свободного флюида условно считают соответствующим коэффициенту эффективной пористости:

$$K_{\text{п.эф}} = K_{\text{п}}(1 - K_{\text{во}}),$$

где $K_{\text{во}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности.

На характер зависимости ИСФ от содержания свободной воды не влияют литологические, структурные и другие особенности породы, поэтому все пласты с повышенными значениями E_0 относят к коллекторам. В песчано-глинистом разрезе максимальные показания соответствуют чистым неглинистым песчаникам, минимальные – аргиллитам.

В коллекторах трещинного типа ИСФ характеризует суммарное содержание свободной жидкости в порах и трещинных пустотах.

На рис. 21.4 приведен пример применения метода на одном из нефтяных месторождений Татарии. Пласты гранулярных карбонатных коллекторов в интервалах 1053,5-1058,0 м и 1062,0-1082,5 м, которые хорошо выделяются по микрозондам, характеризуются эффективной пористостью до 10 % у первого и до 16 % у второго из них.

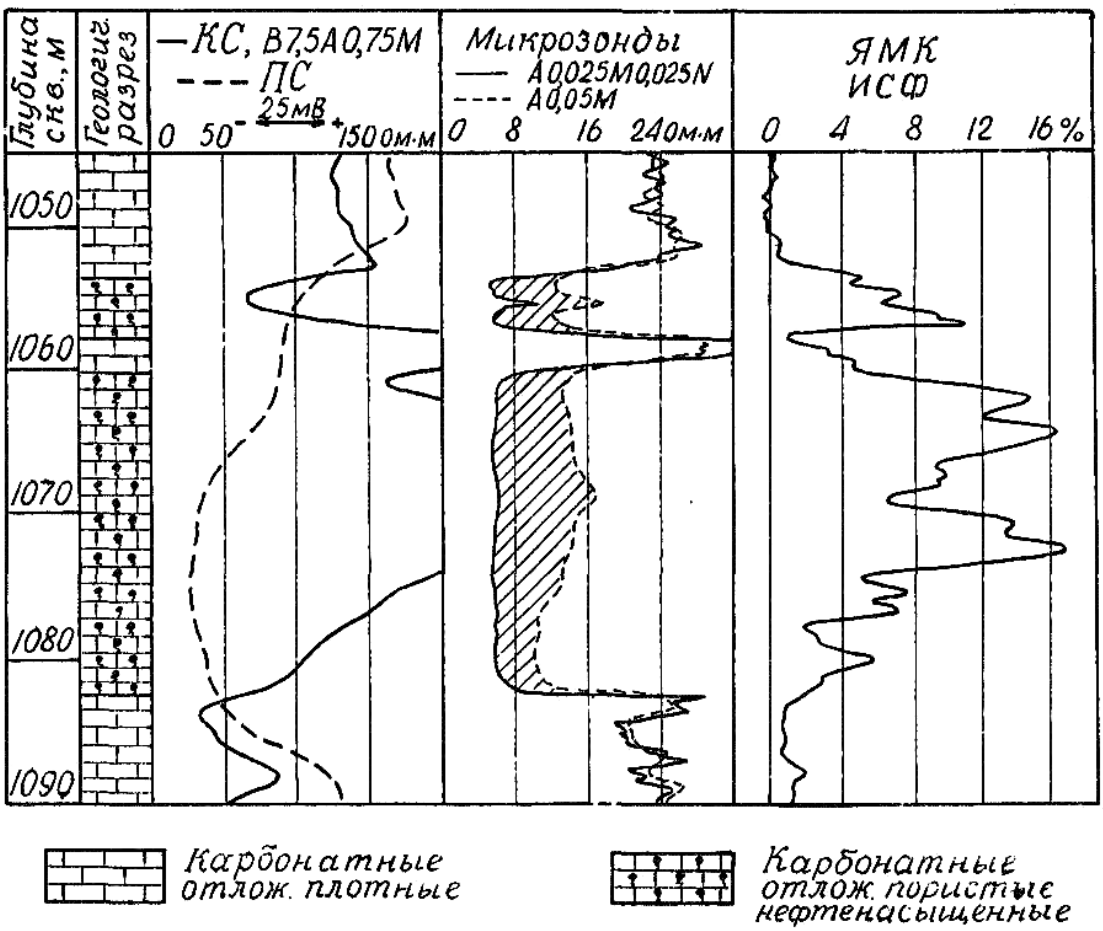

Рис. 21.4. Пример выделения коллекторов и определения их эффективной пористости по диаграмме индекса свободного флюиде (ИСФ) в карбонатном разрезе

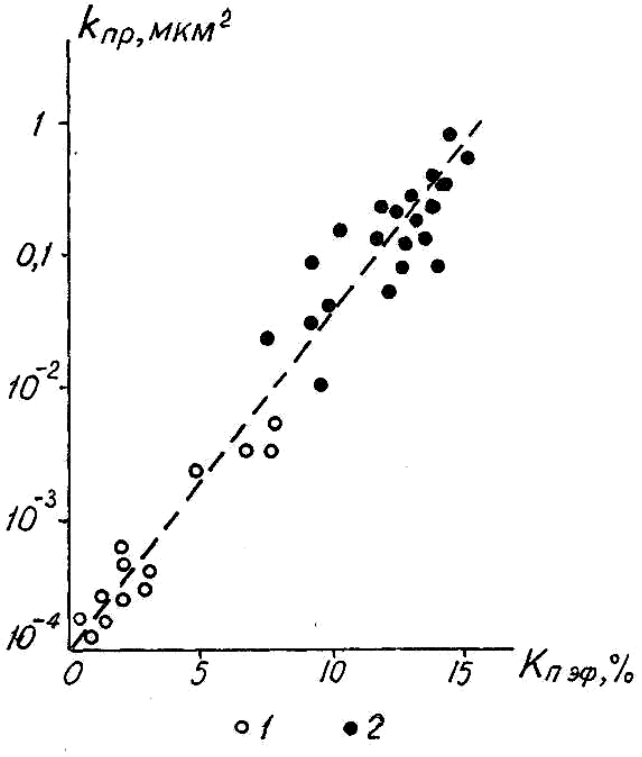

Рис. 21.5. Зависимость коэффициента проницаемости от эффективной пористости для карбонатных (*1*) и терригенных (*2*) коллекторов Ромашкинского месторождения (по С. М. Аскельроду и В. Д. Неретину, 1990)

Проницаемость коллекторов оценивается по корреляционной зависимости между проницаемостью и эффективной пористостью, которую, в свою очередь, определяют по кривой ИСФ. Для примера на рис. 21.5 представлена зависимость коэффициента пористости для терригенных и карбонатных коллекторов Ромашкинского месторождения (по С. М. Аксельроду и В. Д. Неретину, 1990).

Метод не применим при наличии в породах даже незначительных примесей магнитных минералов, так как в этом случае наведенная ЭДС очень быстро исчезает.

Не применим также ЯМК и в обсаженных скважинах, так как стальные обсадные колонны экранируют магнитное поле.

Глубина исследования этим методом ЯМК не превышает 30 см. Столь малый радиус исследования объясняется тем, что поляризующее магнитное поле на оси катушки убывает пропорционально кубу расстояния от нее. По этой причине зона проникновения часто искажает полученные результаты.

§ 2. Метод спинового эха в поле сильных постоянных магнитов

Этот метод основан на явлении ядерного магнитного резонанса.

Физические основы метода. Ядерным магнитным резонансом (ЯМР) называется избирательное поглощение веществом электромагнитной энергии, обусловленное ядерным магнетизмом.

ЯМР наблюдается при воздействии на вещество двух взаимно перпендикулярных магнитных полей: сильного постоянного поля $\overline{H}_{\text{пол}}$ и слабого радиочастотного поля $\overline{H}_{\sim}$.

В постоянном поле $\overline{H}_{\text{пол}}$ магнитные моменты ядер μ прецессируют вокруг направления $\overline{H}_{\text{пол}}$ с ларморовой частотой $\omega_L = \gamma H_{\text{пол}}$ под углом φ (см. рис. 21.1). В плоскости, перпендикулярной $\overline{H}_{\text{пол}}$, эта прецессия создает переменный магнитный момент $\mu_\perp = \mu \cdot \sin\varphi$, вращающийся в плоскости, перпендикулярной $\overline{H}_{\text{пол}}$. По отношению друг к другу ядра обладают разными фазами, их моменты $\mu_\perp$ направлены в разные стороны (рис. 21.6, *а*), и суммарная составляющая момента ядерной намагниченности $\overline{M}_\perp$ в направлении, перпендикулярном $\overline{H}_{\text{пол}}$, равна 0.

Внешнее радиочастотное поле $\overline{H}_{\sim}$ вращается в той же плоскости с частотой $\omega_{\sim}$ и взаимодействует с магнитными моментами ядер μ. Взаимодействие становится заметным даже при небольшой амплитуде $\overline{H}_{\sim}$, если частота $\omega_{\sim}$ близка к ларморовой частоте ω_L, а направления вращения $\mu_\perp$ и

$\overline{H}_{\sim}$ одинаковы. При $\omega_{\sim} = \omega_L$ наступает резонанс. Магнитные моменты ядер μ и их спины *S* совмещаются по фазе с полем $\overline{H}_{\sim}$, и в результате появляется составляющая вектора ядерной намагниченности $\overline{M}_{\perp}$, перпендикулярная поляризующему полю (рис. 21.6, *б*).

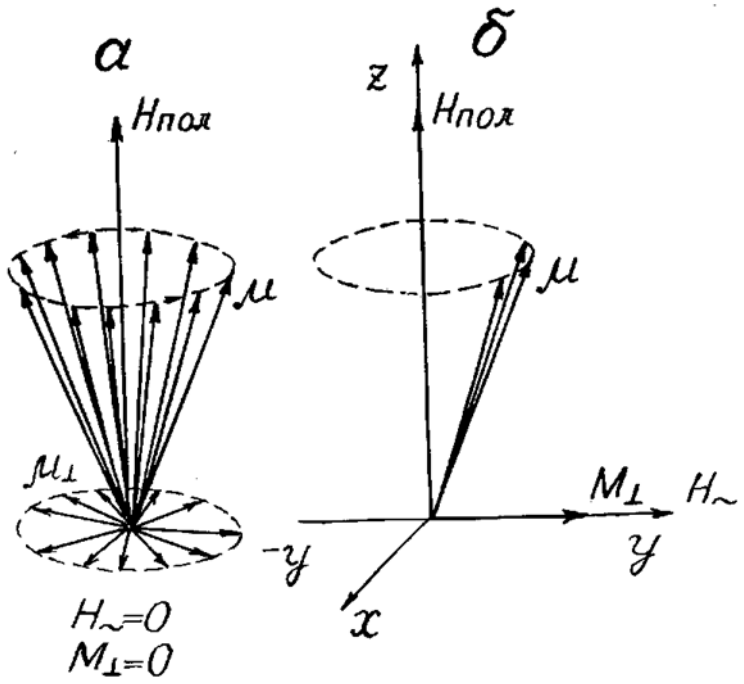

Рис. 21.6. Ориентация магнитных моментов ядер атомов одного типа в постоянном магнитном поле $\overline{H}_{\text{пол}}$ вне действия поперечного радиочастотного поля $\overline{H}_{\sim}$ (*а*) и под действием поля $\overline{H}_{\sim}$ (*б*)

При этом ядра переходят на более высокий энергетический уровень. Переход сопровождается поглощением электромагнитной энергии поля $\overline{H}_{\sim}$. Вращающееся радиочастотное поле может быть заменено переменным.

Существует несколько способов изучения ЯМР. В каротаже нашел применение способ спинового эха в поле сильных постоянных магнитов. Этот способ по имени его разработчиков носит название способа Карра – Парселла – Мейбума – Гилла (КПМГ).

В способе КПМГ для создания поля $\overline{H}_{\text{пол}}$ 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 (рис. 21.7). Соответственно ларморова частота ядер водорода в таком поле составляет около 2,3 МГц. Измерительная катушка индуктивности также вытянута вдоль оси прибора. Плоскость ее витков располагается вдоль поляризующего поля.

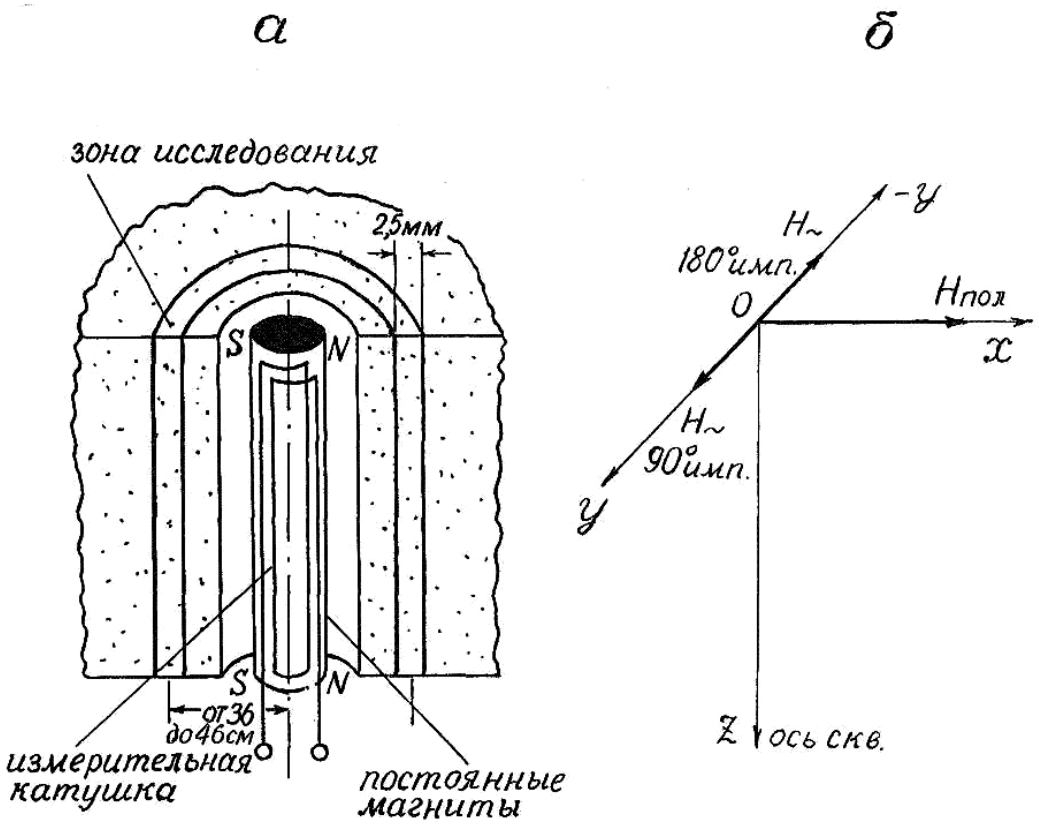

Рис. 21.7. Устройство скважинного прибора ЯМК по методу Карра-Парселла-Мейбума-Гилла (*а*) и взаимная ориентировка поляризующего и радиочастотного полей в нем (*б*)

Под действием сильного поляризующего поля ориентировка спинов ядер окружающей среды в направлении $\overline{H}_{\text{пол}}$ происходит очень быстро – примерно за 2 с. Это магнитное поле воздействует на породу в течение всего цикла измерений.

Затем, ориентированные по $\overline{H}_{\text{пол}}$, магнитные моменты ядер отклоняют от этого направления с помощью переменного магнитного поля $\overline{H}_{\sim}$, направление которого во всех точках пространства перпендикулярно полю $\overline{H}_{\text{пол}}$. Например, если по направлению $\overline{H}_{\text{пол}}$ расположить координатную ось *X*, то $\overline{H}_{\sim}$ действует по оси *Y* (рис. 21.7, б). Частота $\omega_{\sim}$ переменного поля равна ларморовой частоте ядер водорода (протонов) в выбранной зоне исследования, т. е. 2,3 МГц. Поскольку поле постоянных магнитов неоднородно (оно быстро убывает по мере удаления от них, т. е. от оси скважины), то $\omega_{\sim}$ частота будет совпадать с ларморовой частотой протонов только в небольшом цилиндрическом слое горных пород, имеющем толщину порядка 2,5 мм. Длительность радиочастотного импульса выбирают такой, чтобы под его действием вектор ядерной намагниченности успел повернуться на 90° от первоначального направления, от *X* до *Y*. В серийной каротажной аппаратуре длительность этого импульса составляет 16 мкс.

После прекращения радиочастотного импульса, называемого 90-градусным, ядерные магнитные моменты возвращаются к прежней ориентировке, прецессируя около направления $\overline{H}_{\text{пол}}$, а составляющая $\overline{M}_{\perp}$ создает в измерительной катушке сигнал, аналогичный сигналу свободной прецессии (ССП) в методе ЯМК в земном магнитном поле.

Сначала спины всех ядер прецессируют в унисон, но поскольку магнитное поле $\overline{H}_{\text{пол}}$ неоднородно, то постепенно изменяется их частота, стремясь к ларморовой частоте, соответствующей напряженности поля $H_{\text{пол}}$ в данной точке. Происходит "расфазировка" спинов, и сигнал ССП угасает. После этого, согласно способу КПМГ, на среду воздействуют еще раз радиочастотным магнитным импульсом, также перпендикулярным полю $\overline{H}_{\text{пол}}$, но направленным по оси *Y* в противоположную сторону – так называемым 180-градусным импульсом. Длительность этого импульса вдвое больше, чем 90-градусного.

Спины ядер начинают ориентироваться по направлению *–Y,* при этом быстрее всего достигнут этого направления те спины, которые во время предыдущего, 90-градусного, импульса не дошли до направления *+Y,* а ядра, имевшие опережение по фазе, станут отстающими. После выключения 180-градусного импульса спины ядер снова начинают прецессировать около направления $\overline{H}_{\text{пол}}$. Через некоторое время, выходя из синхронизации, ядра возвращаются на более низкий энергетический уровень, $\overline{M}_{\perp}$ составляющая ядерной намагниченности генерирует в измерительной катушке сигнал, который условно называется ***спиновым эхом*** (ССЭ). Этот сигнал довольно быстро затухает. Однако 180-градусные импульсы повторяют несколько сотен раз в течение одного цикла измерений. Вследствие взаимодействия спинов амплитуда каждого последующего сигнала ССЭ снижается.

Огибающая последовательности сигналов спин-эхо характеризует время спин-спиновой релаксации T_2, а значение огибающей E_0, отнесенное к началу процесса, пропорционально количеству прецессирующих ядер (рис. 21.8). Наиболее сильный и длительный сигнал создают ядра атомов водорода, которые по сравнению с другими ядрами обладают наибольшим гиромагнитным отношением (см. табл. 21.1).

Методика измерений. Измерения ведутся циклически при непрерывном движении скважинного прибора или при его остановках. Каждый цикл состоит из поляризации среды полем постоянных магнитов и последующей регистрации импульсов спинового эха. Для обеспечения полной поляризации среды необходимо, чтобы время поляризации было, по крайней мере, втрое больше времени продольной релаксации T_1 (см. предыдущий параграф).

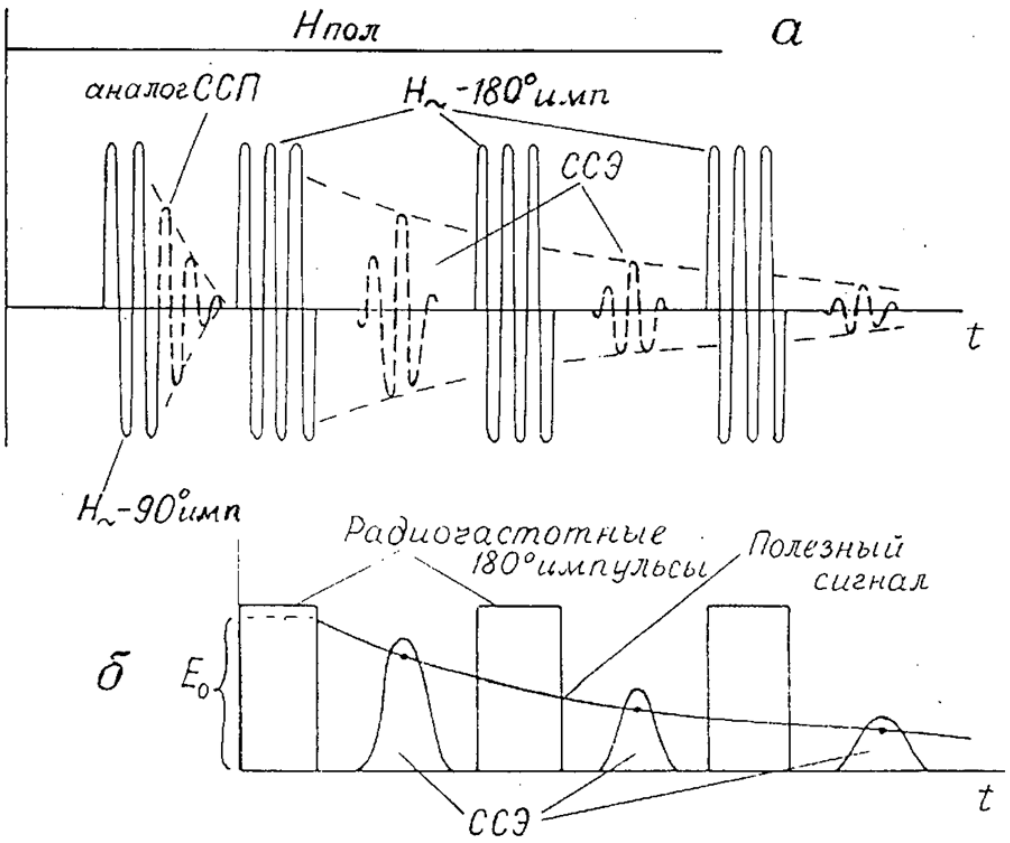

Рис. 21.8. Схема, поясняющая принцип измерения сигнала спинового эха: *а* – радиочастотные импульсы $H_{\sim}$, сигнал, аналогичный свободной прецессии ССП и сигнал спин-эхо ССЭ; *б* – полезный сигнал T_2 – огибающая импульсов ССЭ

Методика измерений. Измерения ведутся циклически при непрерывном движении скважинного прибора или при его остановках. Каждый цикл состоит из поляризации среды полем постоянных магнитов и последующей регистрации импульсов спинового эха. Для обеспечения полной поляризации среды необходимо, чтобы время поляризации было, по крайней мере, втрое больше времени продольной релаксации T_1 (см. предыдущий параграф).

Как уже отмечалось, зона исследования зонда представляет собой цилиндрический слой с толщиной стенки около 2,5 мм и радиусом от 36 до 46 см. Величину радиуса можно регулировать за счет изменения частоты радиочастотного поля. На этом приеме основан томографический вариант ядерно-магнитного каротажа – ЯМТК.

Аппаратура, реализующая метод КПМГ, имеет очень малое "мертвое время" и позволяет регистрировать полезный сигнал во временном диапазоне от 0,1 до 1000 мс.

Интерпретация результатов. Как показано на рис. 21.9, полезный сигнал неодинаково быстро убывает во времени от ядер водорода, находящихся в составе свободной или связанной воды, в соответствии со значениями времени поперечной релаксации T_2 ядер водорода в этих случаях.

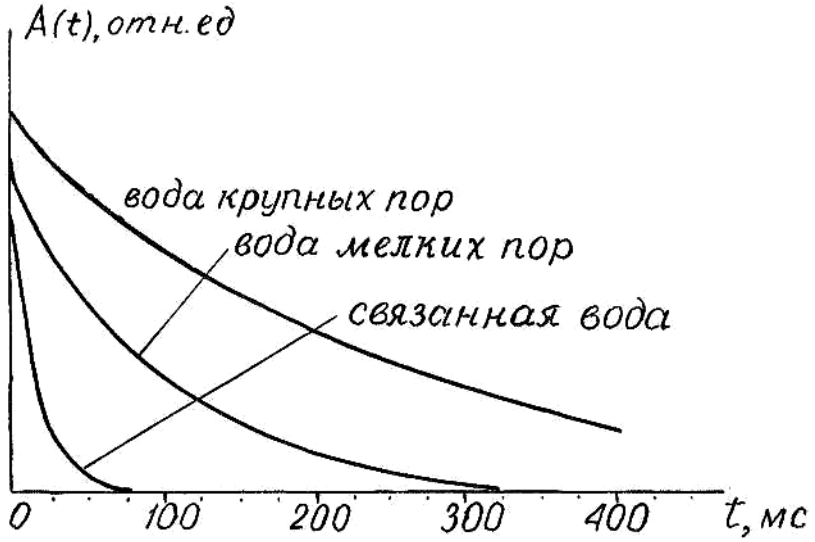

Рис. 21.9. Изменения во времени сигнала спин-эхо от ядер атомов водорода в составе воды в порах разного диаметра

Время релаксации T_2 зависит от размеров пор. Чем меньше размер пор, тем меньше время релаксации. Причиной быстрого затухания релаксации в малых порах служат соударения ядер водорода с поверхностью пор. В крупных порах такие соударения происходят реже и времена релаксации увеличиваются. Самые малые времена T_2 соответствуют ядрам водорода в составе связанной воды в глинах и в капиллярах (см. рис. 21.9).

Огибающая импульсной последовательности сигналов ССЭ является суммой различных по значениям T_2 отдельных компонент, каждая из которых соответствует группам пор разного размера или разным флюидам, содержащим водород (вода, нефть, газ).

Посредством специальной математической обработки из этой огибающей можно выделить вклад каждой из компонент и получить кривую распределения T_2 во времени.

Кривая распределения T_2 может быть разбита на интервалы, характерные для различных групп пор или типов флюидов (рис. 21.10). Площади, ограниченные кривой распределения в пределах этих интервалов, дают количественную оценку объемной доли каждого компонента порового флюида.

Так, например, содержанию связанной глинами воды соответствуют площади в интервале T_2 от 0,1 до 3 мс, капиллярно-связанной воде – 3-20 мс и свободной воде в крупных порах – T_2 = 20-1000 мс и более.

В итоге по содержанию воды в различных по крупности порах можно определить пористость и глинистость пород.

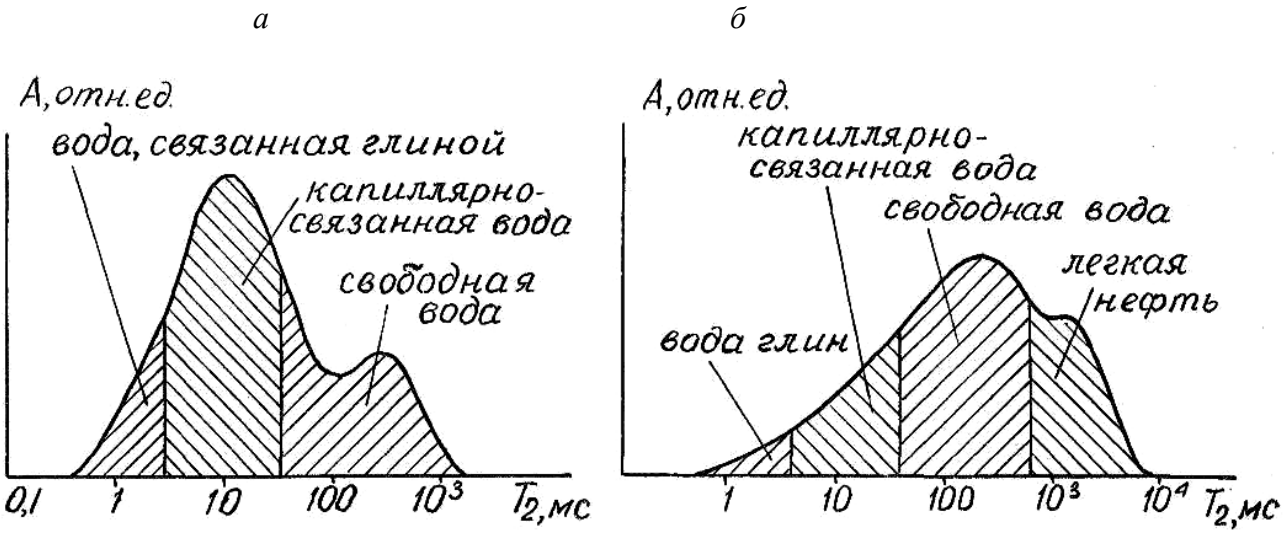

Рис. 21.10. Распределение времени спин-спиновой релаксации в зависимости от компонент воды (*а*) и от состава флюида (*б*)

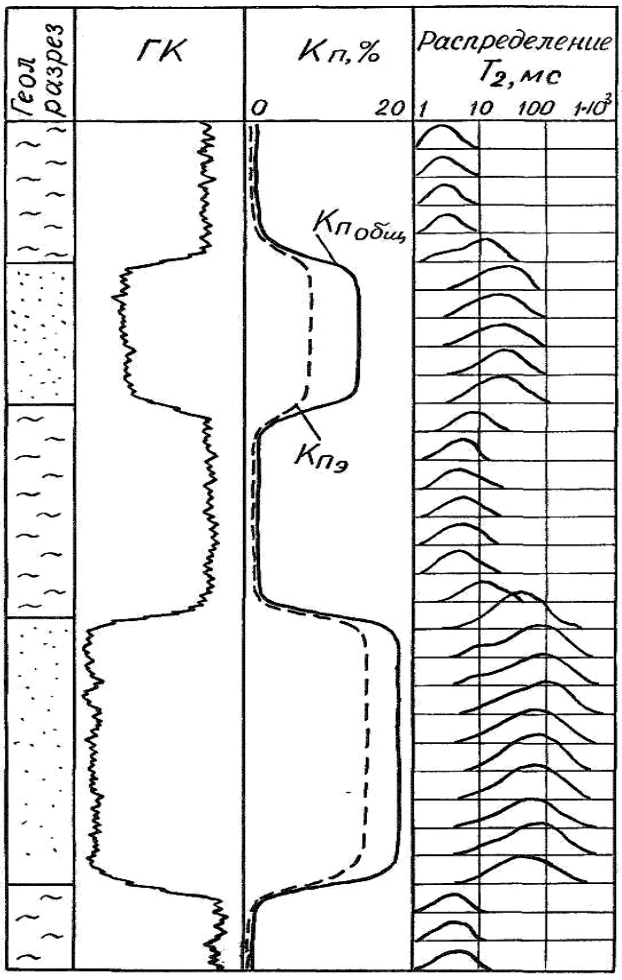

Рис. 21.11. Пример результатов ЯМК по методу спинового эха на песчано-глинистом разрезе (по С. М. Аксельроду, 1998)

Изменяя время поляризации или интервалы времени между сигналами спин-эхо, можно либо подавлять, либо подчеркивать вклад того или иного компонента пластового флюида. Так, при малом времени поляризации можно получить вклад только от связанной воды, поскольку свободная вода или нефть будут существенно недополяризованы и поэтому внесут лишь небольшой вклад в последовательность импульсов ССЭ.

Измерения при двух временах поляризации позволяют получить при большом времени $t_{пол}$ сигнал от всех компонентов воды, а при малом – только от связанных, и таким образом определить долю свободной воды в крупных порах.

Определение общей и эффективной пористости по ЯМК не требует учета минерального состава пластов.

Эффективная пористость может быть также рассчитана как разность между общей пористостью, определенной по НГК или АК, и содержанием связанной воды, найденным по ЯМК.

Проницаемость коллекторов оценивается по $K_{\text{пэф}}$ так же, как в методе свободной прецессии ядер в магнитном поле Земли (см. рис. 21.5).

На рис. 21.11 представлены результаты ЯМК по методу спинового эха в поле постоянных магнитов и диаграмма ГК на песчано-глинистом разрезе. По кривым распределения T_2 определена общая и эффективная пористость.

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.

Для обработки результатов ЯМК по методу спин-эха разработано эффективное программное обеспечение.

Контрольные вопросы

1. "Гиромагнитное отношение" – что это такое?
2. Поясните физическую сущность метода свободной прецессии ядер в магнитном поле Земли.
3. Что такое ларморова частота? Чему она равна?
4. Поясните по рис. 21.2 принцип действия аппаратуры ЯМК по методу свободной прецессии ядер в земном магнитном поле.
5. Почему в методе свободной прецессии невозможно измерить сигнал от магнитного поля ядер атомов водорода в составе связанной воды?
6. Назовите преимущества и недостатки метода свободной прецессии в магнитном поле Земли.
7. Поясните, в чем заключается явление ядерного магнитного резонанса.
8. Поясните физическую сущность способа Карра-Парселла-Мейбума-Гилла.
9. Какие геологические задачи могут быть решены посредством измерения сигнала спинового эха в поле постоянных магнитов?
10. Укажите преимущества и недостатки метода спинового эха в поле постоянных магнитов.
11. Каким образом можно регулировать глубину исследования при ЯМК по методу спинового эха?

Глава 22. Механический каротаж

Механический каротаж или ***каротаж по продолжительности проходки*** заключается в автоматической регистрации времени τ, затрачиваемого на углубление скважины на определенный фиксированный интервал протяженностью 0,1; 0,2; 0,4; 0,5; 1,0; 2,0 или 5,0 м.

Протяженность интервала (шаг квантования) выбирают, исходя из сложности геологического разреза: чем сложнее разрез, тем меньше шаг квантования. В случае, если этот шаг не превышает 1м, метод называется ***детальным механическим каротажем – ДМК.***

Продолжительность проходки измеряется в мин/м.

При одинаковых технических условиях бурения продолжительность проходки зависит от сопротивляемости горных пород их механическому разрушению, т. е. их прочности, которая характеризуется критическим сопротивлением механическому разрушению $\sigma_{кр}$.

Наиболее крепкими являются изверженные и метаморфические породы, особенно некоторые граниты и кварциты, затем идут карбонатные осадочные породы, конгломераты, песчаники, глинистые сланцы. Наименьшей крепостью отличаются глины и пески-плывуны. Различие пород по их механической крепости и позволяет использовать измерения τ для литологического расчленения разреза скважин непосредственно в процессе бурения:

$$\tau = \frac{S^2}{k \cdot n \cdot p^2} \cdot \sigma_{кр}, \qquad (22.1)$$

где S – площадь породоразрушающего наконечника; n – число оборотов за единицу времени бурового снаряда; p – его давление на забой; k – коэффициент, учитывающий тип породоразрушающего наконечника и степень его износа.

Параметры p и n регистрируются на самой буровой установке по показаниям приборов, входящих в комплект измерительной аппаратуры на буровой, коэффициент k определяется опытным путем. Величина $\sigma_{кр}$ у различных горных пород может отличаться на несколько порядков.

Диаграммы продолжительности проходки имеют очень характерный вид – они представляют собой ломаные линии, длина каждого отрезка которых по вертикали равна в масштабе 1 м (рис. 22.1). Диаграммы механического каротажа очень хорошо коррелируются с диаграммами КС, хотя обе они отражают изменение совершенно различных физических свойств горных пород.

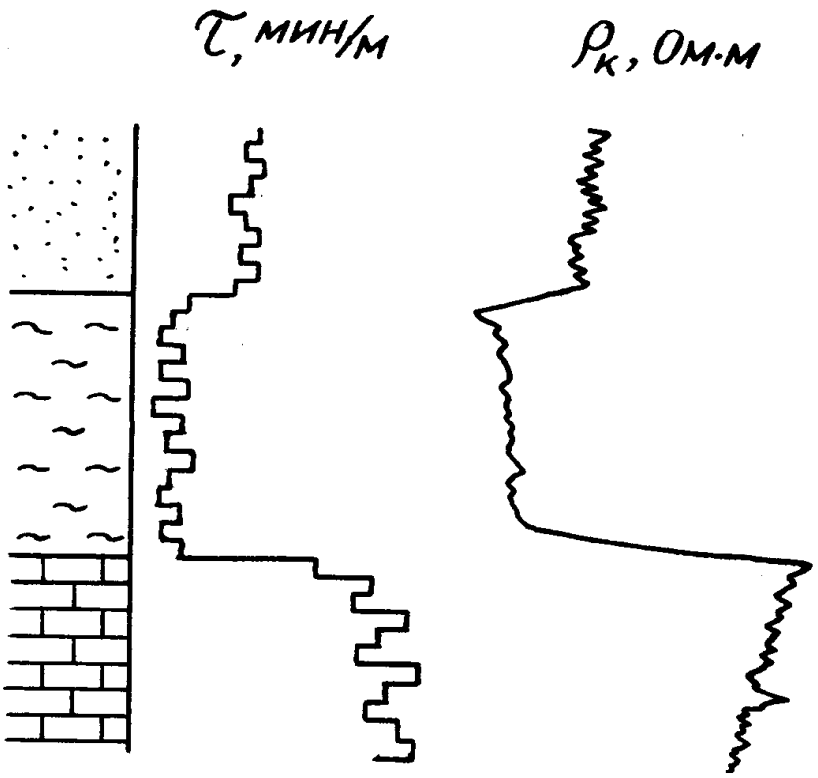

Рис. 22.1. Диаграмма механического каротажа
и ее сопоставление с диаграммой КС

Большое преимущество механического каротажа перед КС заключается в том, что его диаграммы получают прямо в процессе бурения скважин, без дополнительных затрат времени и средств.

Интересно отметить, что хотя первый автоматический прибор для регистрации τ был предложен известным советским геофизиком-промысловиком В. Н. Дахновым еще в 1937 г., за границей к этому методу пришли сравнительно недавно, около 30 лет назад.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается механический каротаж?
2. Каковы преимущества механического перед другими видами каротажа?
3. Какие породы отличаются максимальной и какие – минимальной продолжительностью проходки?
4. На сколько категорий подразделяют все горные породы по буримости работники буровой службы?
5. Почему диаграммы продолжительности проходки хорошо коррелируются с диаграммами КС?

Глава 23. Газовый или геохимический каротаж

Газовый каротаж предназначен для своевременного выявления нефтеносных и газоносных пластов, к которым приближается забой скважины во время ее бурения. Этот метод был разработан в СССР в 1933-34 гг., несколько позднее он появился в США под названием mud logging (mud – грязь).

§ 1. Физические основы метода

В горных породах, даже залегающих на очень большой глубине, всегда содержится небольшое количество газов, которые могут находиться в них в свободном, сорбированном или растворенном состоянии. Это азот, гелий, углекислый газ, углеводородные газы. Последние распространены в горных породах нефтяных, газовых и угольных месторождений. Для газовых месторождений характерно преобладание метана (CH_4), доля которого составляет более 93 %; в газах нефтяных месторождений преобладают тяжелые углеводороды: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}) и гексан (C_6H_{14}), доля метана составляет менее 48 % (табл. 23.1).

Таблица 23.1

Состав углеводородных газов на месторождениях углеводородного сырья

Газ		Вид залежи		
		газовая	газоконденсатная	нефтяная
Метан	CH_4	93,5	82	48
Этан	C_2H_6	3,0	4,5	3
Пропан	C_3H_8	2,0	3,5	2
Бутан	C_4H_{10}	1,0	4,3	2
Пентан	C_5H_{12}	-	1	2
Гексан	C_6H_{14}	-	1	2
Гептан	C_7H_{16}	-	3,0	40

При высоких температурах сама нефть может находиться в газообразном состоянии (газоконденсат). На больших глубинах при высоком давлении в 1 $м^3$ нефти может содержаться до 200 $м^3$ природного газа, приведенного к нормальным условиям.

При вскрытии скважиной газоносного или нефтеносного пласта горная порода подвергается разрушению, а газ, содержавшийся в ней, выделяется в буровой раствор и увлекается им на поверхность. Дегазируя раствор на поверхности и изучая количество и состав газов в нем, можно непрерывно определять содержание углеводородных газов в горных породах. В этом и заключается ***газовый каротаж***.

Вместе с буровым раствором с забоя скважины извлекается и выносится на поверхность измельченная горная порода – шлам. В шламе гор-

ных пород нефтяных месторождений содержатся частицы битуминозных веществ, способных люминесцировать в ультрафиолетовых лучах. На изучении люминесценции битумов в шламе и буровом растворе основан ***люминесцентно-битуминологический анализ*** (ЛБА), который выполняется одновременно с газовым каротажем. ЛБА позволяет с высокой точностью определять малые (до 0,01-0,005 %) содержания нефти, а в некоторых случаях по цвету свечения распознавать качество нефти: для легкой, маслянистой нефти характерны светлые тона, для тяжелой, густой – темные.

§ 2. Аппаратура и регистрируемые параметры

Аппаратура для газового каротажа и ЛБА называется автоматическими газокаротажными станциями (АГКС).

Рассмотрим схему газовоздушных линий классической газокаротажной станции (рис. 23.1).

На пути бурового раствора, вытекающего из устья скважины в отстойник, устанавливают дегазатор, в котором углеводородные газы (УВГ) выделяются из бурового раствора и, смешиваясь с атмосферным воздухом, образуют газовоздушную смесь (ГВС). Из дегазатора ГВС проходит через отстойник, где оседают капельки жидкости; реометр, который измеряет скорость движения ГВС; увлажнитель, придающий ей постоянную влажность, и нагреватель, служащий для поддержания постоянной температуры смеси, и поступает на ***газоанализатор*** для измерения содержания в ней УВГ.

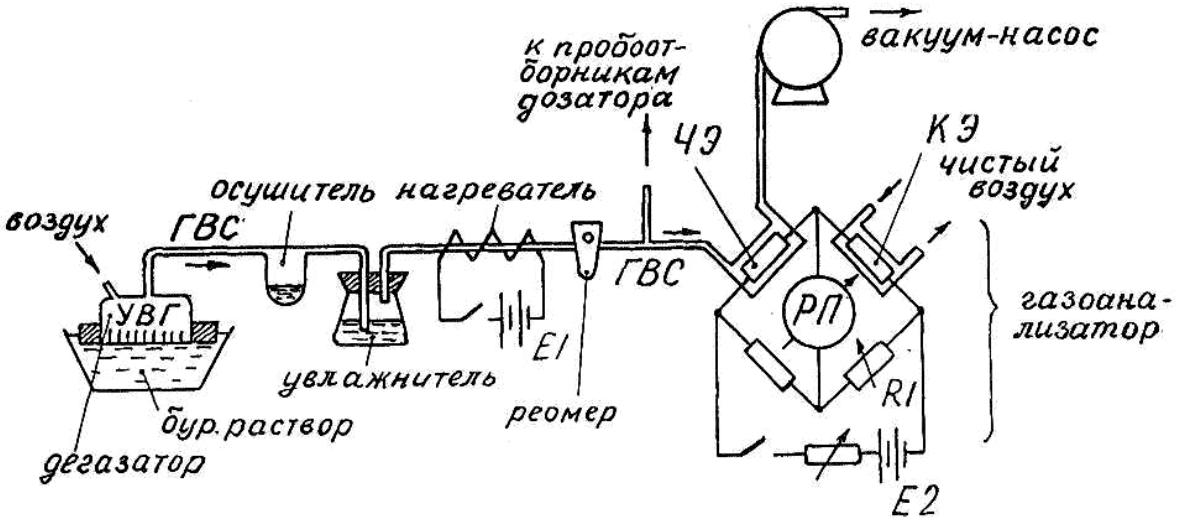

Рис. 23.1. Схема газовоздушных линий автоматической газокаротажной станции

Газоанализатор представляет собой мост сопротивлений, два плеча которого выполнены в виде тонкой платиновой проволочки, нагреваемой током от источника Е2 до температуры 850 ºС. Одна такая проволочка по-

мещена в измерительную камеру, через которую прокачивается исследуемая ГВС, и образует так называемый чувствительный элемент ЧЭ. Другая, совершенно идентичная проволочка, образует компенсирующий элемент КЭ, она помещена в такую же камеру, как измерительная, но через нее прокачивается чистый воздух с той же скоростью, что и УВГ через измерительную камеру. Служит КЭ для учета охлаждающего действия движущегося газа на чувствительный элемент. При температуре 850 ºС мост сопротивлений уравновешивается с помощью реостата $R1$, и регистрирующий прибор РП дает нулевые показания.

При наличии в газовоздушной смеси, проходящей через измерительную камеру, углеводородных газов, последние сгорают, выделяющееся тепло повышает температуру чувствительного элемента. Сопротивление чувствительного элемента увеличивается, баланс измерительной схемы нарушается, и регистрирующий прибор дает показания, характеризующие суммарное содержание углеводородных газов (и легких, и тяжелых вместе) в газовоздушной смеси – $Г_{сум}$, %. Эти показания непрерывно фиксируются на диаграммной ленте самописца, которая протягивается синхронно с углублением скважины.

Для градуировки прибора через него пропускают газовоздушные смеси с известным содержанием УВГ. Чувствительность газоанализатора по метану составляет 0,1 %, а диапазон измерений его – от 0 до 10 %.

После газоанализатора ГВС проходит через вакуумметр и вакуумным насосом выбрасывается в атмосферу.

Перед газоанализатором отдельные порции ГВС могут быть отобраны с помощью отводной линии для последующего покомпонентного анализа, позволяющего определить содержание в ГВС каждого из УВГ – от метана до гексана. Эти пробы отбираются по заданной программе (например, через 1 м проходки скважины) или по команде оператора в специальный пробоотборник (дозатор) емкостью около 200 см^3. Пробоотборник представляет собой стеклянный стакан, в котором помещен баллон из полиамидной пленки. От баллона отходит трубка, через которую проба газа поступает в него из схемы газовоздушных

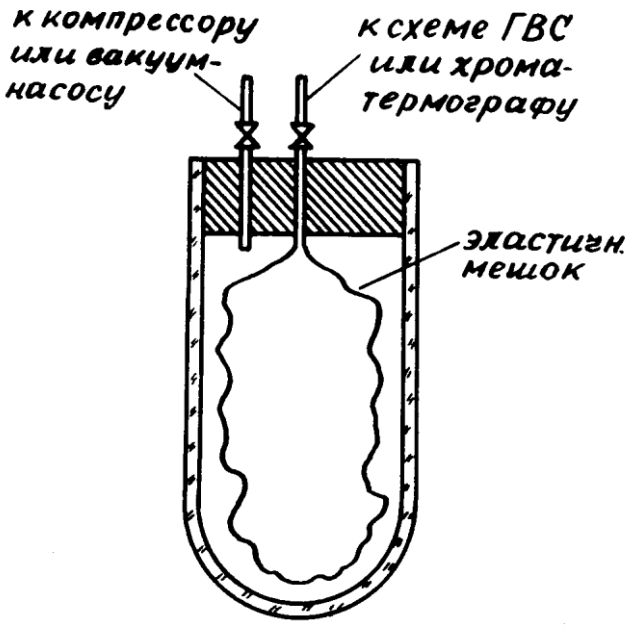

Рис. 23.2. Устройство дозатора

линий станции или отбирается из него на анализ, а в пробке стакана имеется трубка, которую подключают либо к вакуум-насосу, либо к компрессору (рис. 23.2).

При отборе пробы трубку подключают к вакуум-насосу, полиамидный мешок раздувается и засасывает пробу ГВС, при подключении трубки к компрессору в стакан закачивается воздух, который выдавливает пробу из мешка для анализа.

Для покомпонентного анализа используется устройство, которое называется ***хроматермографом.*** Основными узлами его являются дозатор Д, разделительная колонка РК, пламенно-ионизационный детектор ПИД и прибор регулируемого нагрева ПРН (рис. 23.3).

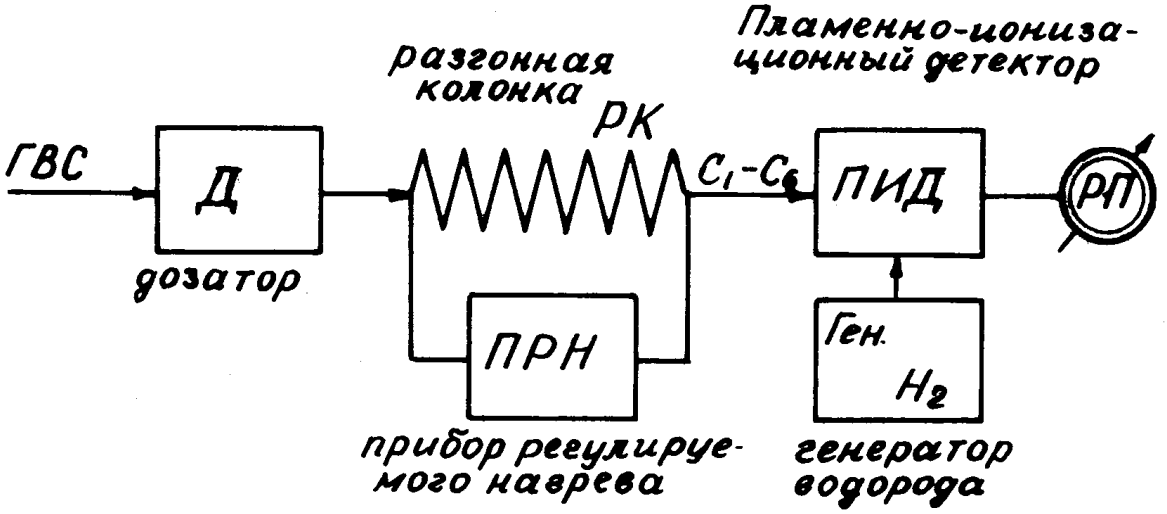

Рис. 23.3. Схема хроматермографа газокаротажной станции

Разделительная колонка представляет собой стеклянную трубку, заполненную сорбентом – веществом с большой удельной поверхностью. Поверх трубки намотана спираль нагревателя, подключенного к ПРН.

При анализе проба ГВС из дозатора выдувается на разделительную колонку. При комнатной температуре сорбент в РК впитывает все углеводородные газы, кроме метана.

Метан проходит через РК и поступает на пламенно-ионизационный детектор ПИД. В ПИД находится горелка, в которой сжигается водород, поступающий с генератора водорода (Ген. H_2). Сопло горелки расположено между электродами, на которые подается высокое напряжение. Пламя чистого водорода почти не содержит ионов, и его электропроводность близка к 0, поэтому регистрирующий прибор, включенный в цепь электродов, фиксирует нулевой ток. При сгорании углеводородных газов образуются ионы, число которых пропорционально числу атомов углерода в молекуле УВГ и его концентрации. Благодаря этому в цепи электродов про-

текает ток. Амплитудное значение этого тока регистрируется самописцем РП на диаграммной ленте, протягиваемой с постоянной скоростью, т. е. в функции времени.

Таким образом, при анализе пробы первое показание РП пропорционально содержанию в ней метана C_1 (рис. 23.4).

Через некоторое время T_2 ПРН повышает температуру разделительной колонки, из нее выделяется этан и РП фиксирует его содержание – C_2.

Еще через некоторое время T_3 температура РК повышается еще больше, и РП фиксирует содержание пропана C_3 и так далее, до гексана C_6. Через интервал времени T_7 через РК прокачивается чистый воздух для ее очистки и охлаждения. Весь цикл измерения одной пробы занимает около 6 мин. Перед началом работ хроматермограф калибруют пропусканием через него эталонной смеси с содержанием $C_1^{эт} - C_6^{эт}$ около 2 % и определяют пересчетный коэффициент

$$k_i = \frac{A_i}{C_i^{эт}}. \qquad (23.1)$$

В новых газокаротажных станциях для покомпонентного анализа УВГ используют масс-спектрометры и инфракрасные спектрометры.

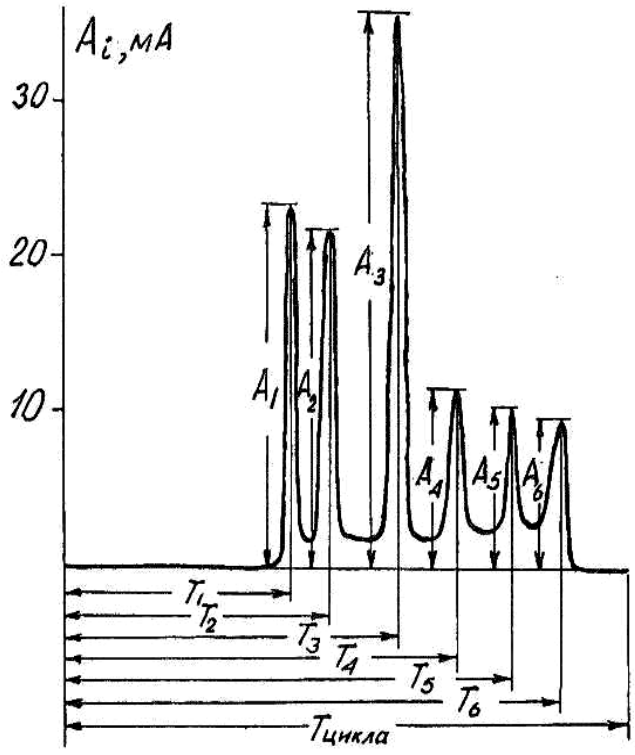

Рис. 23.4. Примерный вид хроматограммы компонентного анализа углеводородных газов нефтяного месторождения

Кроме параметров $\Gamma_{сум}$, % и C_1-C_6, % на газокаротажной станции регистрируется еще продолжительность проходки τ, $\frac{мин}{м}$ и расход бурового раствора на выходе из скважины $Q_{вых}$, л/с.

Последние два параметра необходимы для того, чтобы рассчитать коэффициент разбавления газа в буровом растворе E, $м^3/м^3$ и от $\Gamma_{сум}$ перейти к ***приведенному газосодержанию*** $\Gamma_{пр}$, $м^3/м^3$ (т. е. к количеству газа в $м^3$, содержащемуся в каждом $м^3$ горной породы, поскольку содержание УВГ в ГВС не равно их содержанию в самой породе из-за разубоживания газа в буровом растворе и неполного извлечения его из раствора в дегазаторе):

$$Г_{\text{пр}} = K_{\text{д}} \cdot E \cdot Г_{\text{сум}}, \qquad (23.2)$$

где $K_{\text{д}}$ – коэффициент дегазации, который показывает, во сколько раз содержание газа в буровом растворе выше, чем в газовоздушной смеси; E – коэффициент разбавления, который показывает, во сколько раз объем бурового раствора, прокачанного через скважину, больше объема горной породы, разрушенной за то же время при бурении.

$K_{\text{д}}$ определяют опытным путем, сравнивая количество УВГ, извлеченное дегазатором из раствора, с их полным содержанием в растворе. Последнее определяют посредством глубокой дегазации раствора.

Коэффициент разбавления рассчитывают, зная продолжительность проходки τ и расход бурового раствора $Q_{\text{вых}}$,

$$E = \frac{V_{\text{б.р.}}}{V_{\text{г.п.}}} = \frac{Q_{\text{вых}} \cdot \tau \cdot l}{\frac{\pi d^2}{4} \cdot l}, \qquad (23.3)$$

где d – диаметр скважины; l – интервал углубления скважины.

С учетом того, что в эту формулу d подставляют в см, τ измеряется в мин/м, $Q_{\text{вых}}$ – в л/с, а E – в м^3/м^3, окончательное значение

$$E = 0{,}77 \cdot 10^3 \frac{Q_{\text{вых}} \cdot \tau}{d^2}, \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}. \qquad (23.4)$$

Диаграммная лента, на которой регистрируются показания $Г_{\text{сум}}$, τ и $Q_{\text{вых}}$, с помощью сельсинной передачи протягивается синхронно с углублением бурового снаряда, поэтому при газовом каротаже различают ***действующую*** $H_{\text{д}}$ и ***истинную*** $H_{\text{ист}}$ глубину скважины.

Действующая глубина – это та, которую показывает счетчик глубин на АГКС, т. е. глубина забоя скважины в каждый момент.

Истинная глубина – это та глубина, к которой относятся результаты измерения $Г_{\text{сум}}$, полученные в данный момент:

$$H_{\text{ист}} = H_{\text{д}} - \Delta H, \qquad (23.5)$$

где ΔH называется глубиной отставания, она представляет собой интервал углубления скважины за то время $T_{\text{от}}$, которое тратит буровой раствор на движение от забоя скважины до поверхности:

$$\Delta H = \frac{T_{\text{от}}}{\tau}. \qquad (23.6)$$

Время отставания $T_{от}$ определяют либо расчетным путем, как $T_{от} = \frac{V_{скв}}{Q_{вых}}$, либо экспериментально, как половину промежутка времени, потраченного каким-либо индикатором, добавленным в буровой раствор (краситель анилин), на движение от устья скважины до забоя и обратно.

Для $Q_{вых}$ и τ действующая глубина совпадает с истинной $H_д = H_{ист}$.

В настоящее время механический и газовый каротаж выполняются с помощью станций геолого-технологических исследований (ГТИ), аппаратура которых обеспечивает не только регистрацию вышеперечисленных, но и многих дополнительных параметров, характеризующих процесс бурения (частоту вращения ротора, вес бурового инструмента, вращающий момент ротора, давление промывочной жидкости и ее уровень в емкостях), а также свойства промывочной жидкости (плотность, вязкость, температуру и сопротивление). Одновременно на станциях ГТИ исследуется и шлам.

Для выполнения люминесцентно-битуминологического анализа в комплект станции ГТИ входит люминоскоп. Внутри у него имеется приспособление для установки пробирки с жидкой пробой и для исследования твердых проб. Пробы бурового раствора отбирают вблизи устья скважины объемом около 200 см^3, разбавляют в 2-3 раза чистой водой, часть пробы заливают в пробирку и ведут визуальное наблюдение за ее свечением в люминоскопе. Свечение исследуемой пробы сравнивают со свечением эталонной и таким образом определяют содержание нефти в пробе и качество нефти.

Пробы шлама перед люминесцентным анализом промывают в воде до полного удаления глинистого материала, высушивают и измельчают. Содержание битумов в пробе определяют также посредством сравнения их свечения со свечением эталонной пробы.

Контрольные вопросы

1. Для чего нужен газовый каротаж?
2. Каков состав углеводородных газов на нефтяных и газовых месторождениях?
3. Поясните схему газовоздушных линий газокаротажной станции.
4. Чем отличается суммарное газосодержание $Г_{сум}$ от приведенного $Г_{пр}$?
5. Каким образом изучают покомпонентный состав углеводородных газов?
6. В чем заключается люминесцентно-битуминологический анализ ЛБА?
7. Что такое истинная и действующая глубина скважины при газовом каротаже?
8. Как рассчитать время отставания бурового раствора?
9. Какие параметры измеряются и какие вычисляются при газовом каротаже?

ЧАСТЬ V
ОПЕРАЦИИ В СКВАЖИНАХ

Этот раздел ГИС включает методы исследования технического состояния самих скважин и выполнение ряда работ (операций) в них.

Глава 24. Кавернометрия и профилеметрия

§ 1. Кавернометрия

Кавернометрия (КМ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины.

Дело в том, что фактический диаметр скважины не всегда определяется диаметром бурового наконечника (долота). Так, на хрупких породах (ископаемых углях, например), в зонах дробления диаметр скважин увеличивается по сравнению с номинальным $d_н$; из-за выкрашивания и вывалов пород в скважине образуются каверны. Каверны образуются и в глинистых пластах из-за размывания глин в процессе бурения. Уменьшение диаметра по сравнению с номинальным наблюдается обычно против пластов-коллекторов. Благодаря хорошей проницаемости в них задавливается буровой раствор. Из-за малого диаметра пор в пласт проникает только фильтрат (жидкая основа) бурового раствора, а глина оседает на стенках скважины, образуя глинистую корку, которая уменьшает диаметр скважины.

Знание диаметра скважины необходимо для решения как технических, так и геологических задач. Так, например, знать диаметр скважины нужно для того, чтобы правильно установить обсадную трубу в скважине (рис. 24.1), рассчитать объем цемента, необходимого для закрепления обсадных колонн, правильно выбрать скважинные приборы для каротажа.

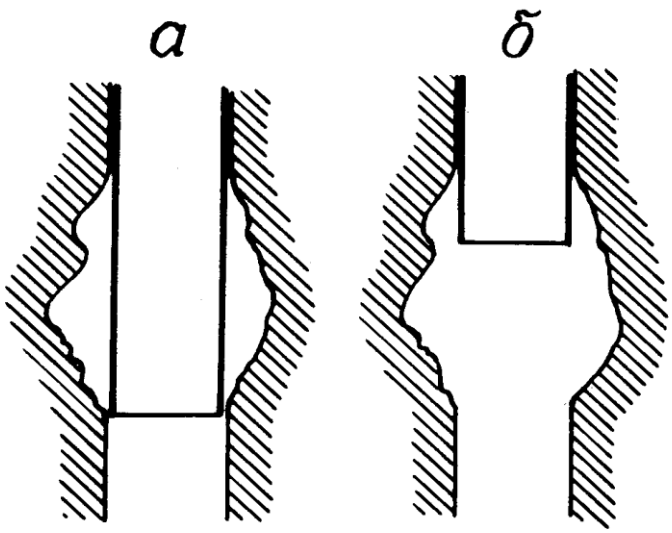

Рис. 24.1. Пример правильной (*а*) и неправильной (*б*) установки обсадной трубы в скважине

Знание диаметра скважины необходимо при количественной интерпретации результатов таких методов, как КС, БКЗ, БК, ИК, ГК, НГК и др., а также для литологического расчленения разреза (рис. 24.2).

Приборы для измерения диаметра скважины называются ***каверномерами***. Они бывают различными по конструкции: рычажными, фонарными, управляемыми и неуправляемыми. В любом случае в них имеется какой-то следящий механизм, скользящий по стенке скважины, и преобразователь положения этого механизма в электрический сигнал, чаще всего, посредством изменения активного сопротивления электрической цепи.

На рис. 24.3 показана нижняя часть рычажного каверномера.

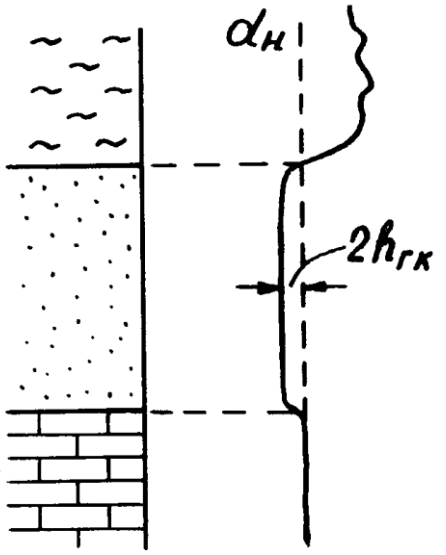

Рис. 24.2. Зависимость среднего диаметра скважины от литологии разреза

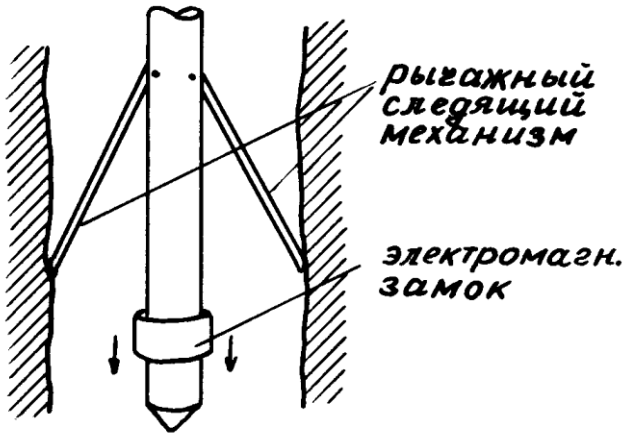

Рис. 24.3. Устройство каверномера рычажного типа

К корпусу этого скважинного прибора крепятся на шарнирах 3 подпружиненных рычага, образующих следящий механизм. Нижние концы рычагов скользят по стенке скважин. Один из рычагов управляет ползунком переменного сопротивления R_d, два других служат для центрирования каверномера по оси скважины (поэтому измеряемый параметр и характеризует средний диаметр скважины). Перед спуском такого каверномера в скважину его рычаги прижимаются к корпусу и удерживаются в этом состоянии с помощью специального чашеобразного замка, который по достижении снарядом забоя раскрывают посредством специального электромагнита, на который подают питание с поверхности.

Каверномер фонарного типа (рис. 24.4) не нуждается в замковом устройстве, конструкция его рычагов, на виде сбоку напоминающих китайский фонарик, обеспечивает ему хорошее прохождение как вверх, так и вниз по скважине. На этом же рисунке изображена электрическая схема измерений с каверномером.

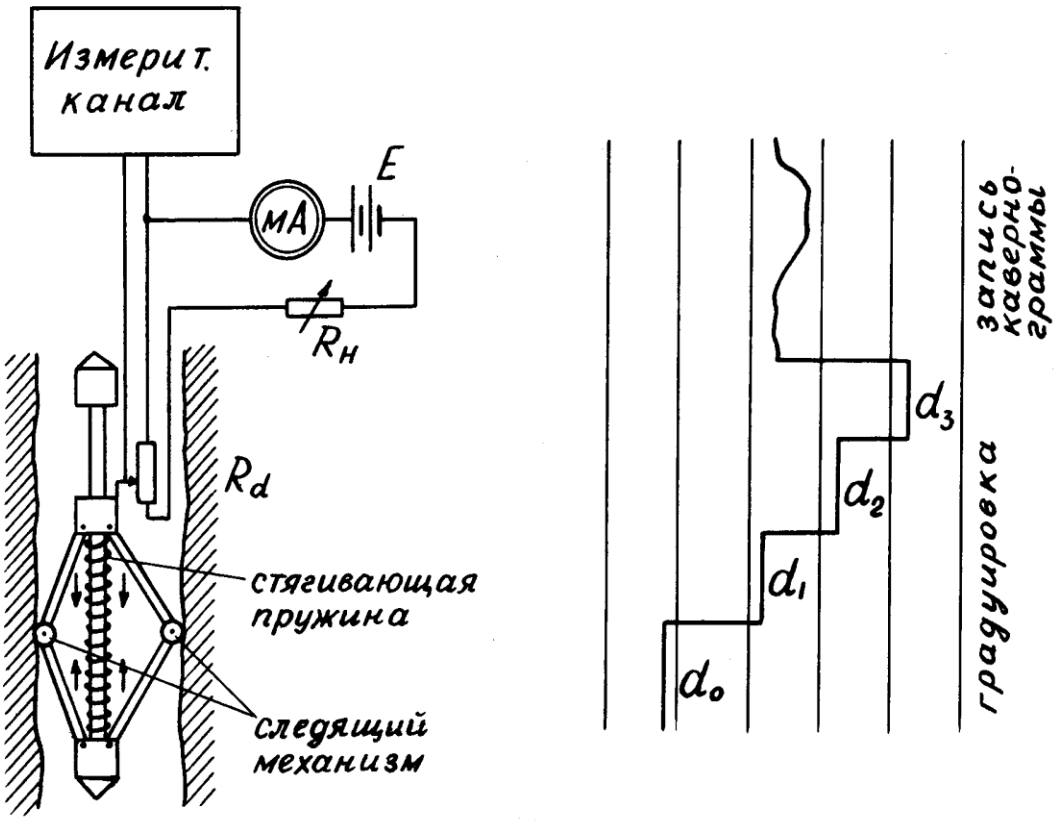

Рис. 24.4. Схема измерений со скважинным каверномером и пример записи результатов градуировки каверномера

Перед спуском прибора в скважину выполняют градуировку прибора. Для этого на концы рычагов одевают кольца известного диаметра, и соответствующие им показания регистрирующего прибора записывают на диаграммной ленте в виде своеобразных ступенек. Масштаб записи регулируют посредством изменения питающего тока.

Современные каверномеры имеют абсолютную погрешность порядка ±0,5 см, микрокаверномеры – до ±0,1 см.

§ 2. Профилеметрия

Профилеметрия – это измерение сразу нескольких диаметров в одном поперечном сечении скважины. Необходимость в таких измерениях возникает потому, что скважины не всегда имеют сечение круговой формы. На глинах, алевролитах и других непрочных породах часто образуются так называемые "желоба" со стороны висячего бока наклонной скважины – трубы бурового набора, имеющие диаметр меньший, чем буровой наконечник, проделывают углубление в стенке скважины – желоб. Такие же углубления может образовывать и каротажный кабель при подъеме скважинного прибора (рис. 24.5).

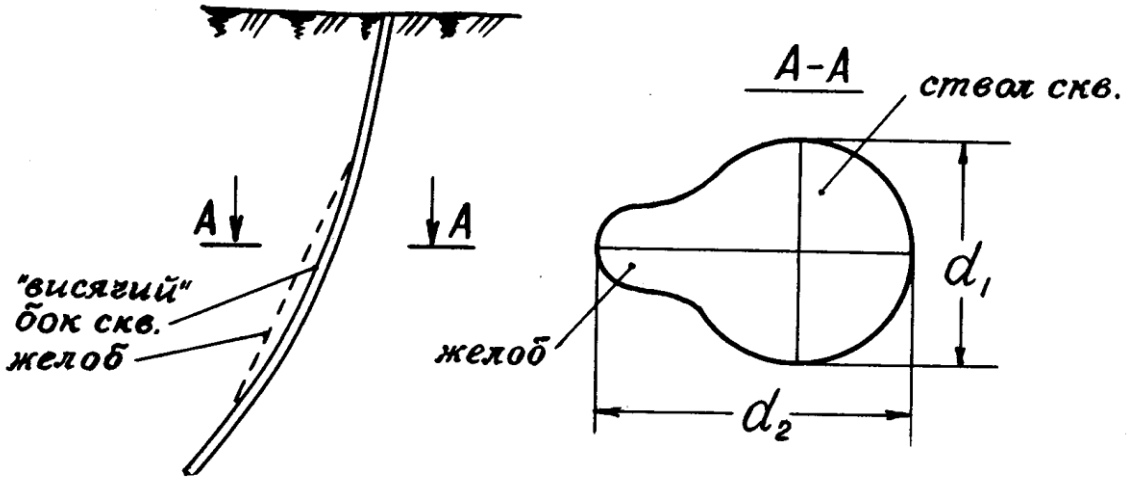

Рис. 24.5. Образование желоба в висячем боку наклонной буровой скважины

Эти желоба создают опасность "прихвата" бурового снаряда или скважинного прибора при их подъеме. Возможно также изменение сечения обсаженной скважины из-за неравномерного действия горного давления и сжатия обсадных труб.

При профилеметрии обычно измеряют 2 взаимно перпендикулярных диаметра с помощью 2 пар рычагов, каждый из которых управляет своим реостатным (или индуктивным) преобразователем, вырабатывающим электрический сигнал, пропорциональный отклонению рычагов от корпуса СП.

Имеются также приборы, называемые ***радиусомерами*** (рис. 24.6).

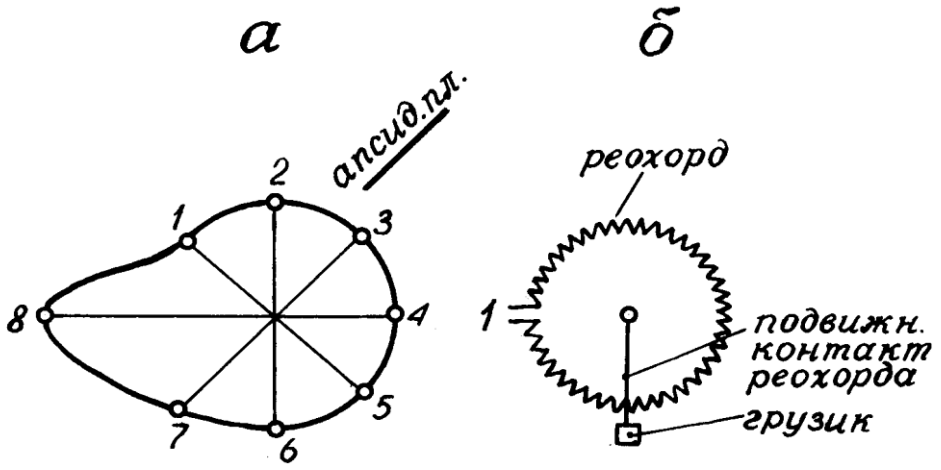

Рис. 24.6. Результаты измерений со скважинным радиусомером СПР-1 (*а*) и конструкция датчика положения радиусомера относительно апсидальной плоскости скважины (*б*)

Такой прибор имеет 8 рычагов, каждый из которых управляет своим реостатным преобразователем. Кроме того, в нем имеется еще и датчик положения прибора относительно ***апсидальной*** плоскости, т. е. вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины в точке измерения. Этот датчик (см. рис. 24.6, *б*) представляет собой кольцевой реостат (реохорд), установленный перпендикулярно продольной оси СП. Начало реохорда совмещено с положением первого рычага. Подвижный контакт реохорда снабжен грузиком, благодаря которому контакт располагается в апсидальной плоскости скважины в стороне, противоположной той, куда направлен забой скважины. Сопротивление участка реохорда от начала до подвижного контакта определяет положение первого рычага относительно апсидальной плоскости, положение последней относительно сторон света определяют по результатам инклинометрии. В СП радиусомера имеется переключатель, который по команде с поверхности производит опрос всех датчиков, включая датчик ориентировки прибора. В наземном измерительном пульте содержится также указатель позиций скважинного переключателя.

Результаты измерений с радиусомером представлены на рис.24.6, *а*.

Контрольные вопросы

1. Почему каверномер измеряет средний диаметр скважины?
2. Для чего нужно знать средний диаметр скважины?
3. На каких породах фактический диаметр больше номинального? На каких меньше? На каких породах они равны?
4. Для чего нужна профилеметрия скважин?
5. Какова погрешность современных каверномеров и профилемеров?

Глава 25. Инклинометрия

Инклинометрия – это измерение углов искривления буровой скважины.

Буровые скважины задают либо вертикальными, либо наклонными, исходя из геологических или технических соображений. Наклонные скважины приходится бурить при добыче нефти с морских платформ, с насыпных оснований в болотистых районах Западной Сибири, чтобы, не меняя положения буровой вышки, вскрыть нефтяную залежь в нескольких местах (рис. 25.1, *б*), наклонными бурят и дополнительные стволы, ответвляющиеся от основного. На рудных месторождениях наклонные скважины задают при разведке крутопадающих рудных тел (рис. 25.1, *а*). В процессе бурения скважины могут отклоняться от заданного направления – искривляться.

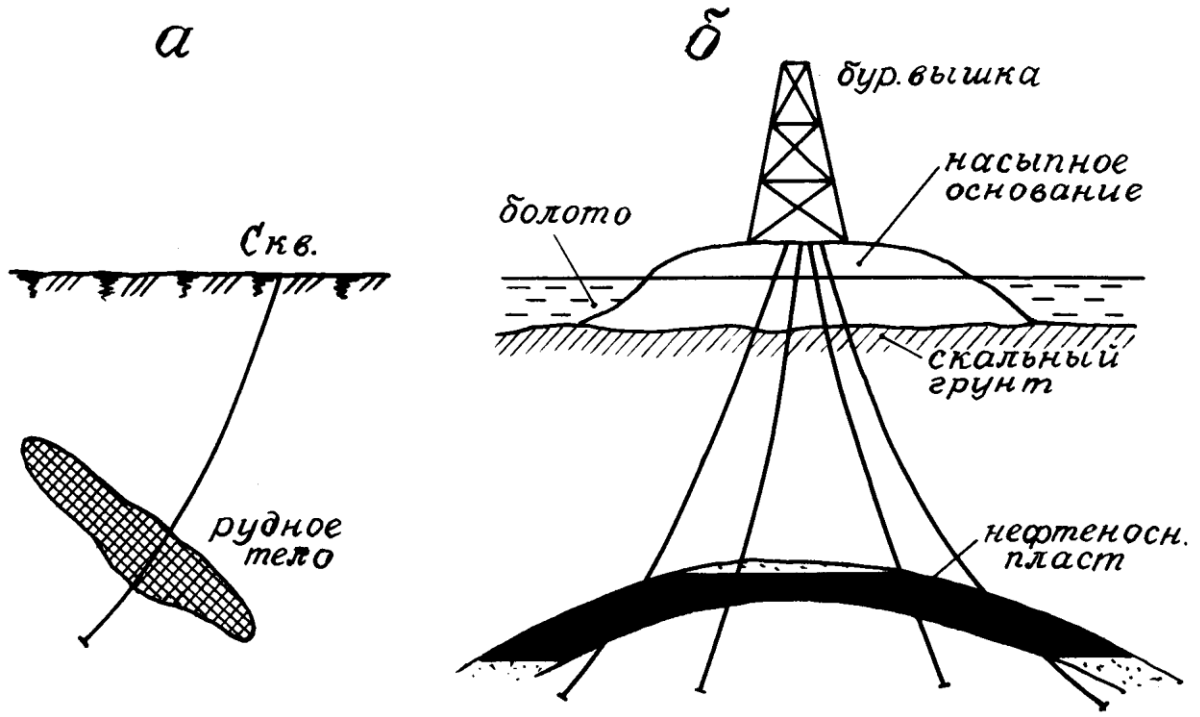

Рис. 25.1. Расположение наклонных скважин при разведке рудной (*а*) и нефтяной (*б*) залежи в Западной Сибири

Положение скважины в пространстве определяется ее глубиной и двумя угловыми параметрами – зенитным и азимутальным углами.

Зенитный угол – это угол между осью скважины и вертикалью.

Азимутальный угол – это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией скважины.

Иногда прибегают к такому термину как ***угол наклона*** скважины – это угол, дополняющий зенитный до 90º.

Знать углы искривления необходимо, чтобы правильно определить, в какой точке пространства скважина пересекает полезное ископаемое, на какой истинной глубине, чтобы по видимой мощности рассчитать истинную, т. е. чтобы не допустить ошибок при подсчете запасов. Приборы для измерения искривления скважин называются ***инклинометрами***.

Наибольшим распространением пользуются ***электроинклинометры*** с датчиком азимутального угла в виде буссоли с магнитной стрелкой. Упрощенная электрическая схема такого инклинометра приведена на рис. 25.2.

Датчик азимутального угла представляет собой буссоль с магнитной стрелкой. Вместо лимба с отсчетами в ней имеется кольцевой реостат (реохорд) R_α, а магнитная стрелка снабжена контактом, скользящим по этому реостату.

Датчик зенитного угла – это отвес, положение которого преобразуется в электрический сигнал с помощью аналогичного реохорда R_φ.

Оба датчика размещены в поворотной рамке, снабженной осью, совпадающей с продольной осью СП, и эксцентричным грузиком. Под дей-

ствием грузика рамка устанавливается так, что плоскость качания отвеса совпадает с апсидальной плоскостью скважины, плоскость буссоли располагается горизонтально благодаря горизонтальной оси, закрепленной в поворотной рамке, и собственному грузику буссоли.

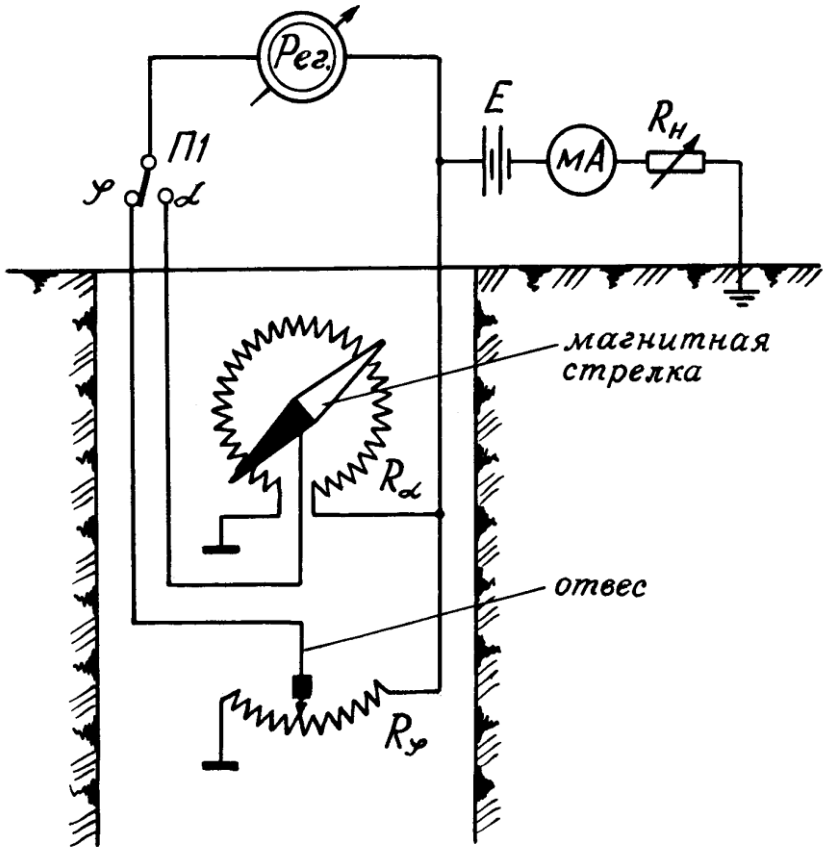

Рис. 25.2. Упрощенная электрическая схема скважинного инклинометра

Начало реохорда азимутального угла совмещено с плоскостью качания отвеса и смотрит в сторону направления нижнего конца прибора.

При измерениях, которые выполняют поточечно, контакты магнитной стрелки и отвеса прижимают с помощью специального арретирного устройства к соответствующим реохордам и поочередно (в зависимости от положения переключателя П1) измеряют величину сопротивления между началом каждого из реохордов и его подвижным контактом. Величина этих сопротивлений характеризует, соответственно, азимутальный и зенитный углы.

Измерения углов искривления проводят через 20, 50 или 100 м в зависимости от глубины скважины.

Кроме электроинклинометров, есть еще так называемые ***одноразовые инклинометры***. Эти инклинометры также имеют буссоль и отвес, но их положение просто фиксируется в приборе с помощью часового механизма и определяется визуально после извлечения прибора из скважины. Однора-

зовые инклинометры свободно опускают в устье скважины и через некоторое время извлекают с помощью бурового инструмента. Измерения производятся силами буровой бригады без привлечения геофизической службы.

Инклинометры с магнитной стрелкой не пригодны для измерений в обсаженных скважинах или скважинах, пересекающих магнитные руды.

В таких случаях используют ***гироскопические*** инклинометры. В этих приборах датчиком азимута служит раскрученный гиромотор – гироскоп, уравновешенный в карданном подвесе. Уравновешенный, т. е. подвешенный за центр тяжести, гироскоп обладает свойством сохранять постоянной ориентировку оси своего вращения. Как магнитная стрелка смотрит северным концом на северный полюс, так и уравновешенный гироскоп, как его ни поворачивай, направляет свою ось туда, куда она смотрела при его раскручивании.

В последние годы в нашей стране разработаны гироскопические инклинометры непрерывного действия, которые оснащены неуравновешенными гироскопами. Неуравновешенный гироскоп (подвешенный выше центра тяжести) стремится расположить ось своего вращения параллельно оси вращения Земли – на этом свойстве гироскопов основано действие гиро-компасов, которые устанавливаются на морских и воздушных судах, а также на космических снарядах.

Зенитный угол в гироскопическом инклинометре измеряется с помощью такого же отвеса, как и в других инклинометрах.

Абсолютная погрешность описанных инклинометров по азимутальному углу составляет ±4-5º, а по зенитному ±0,5º.

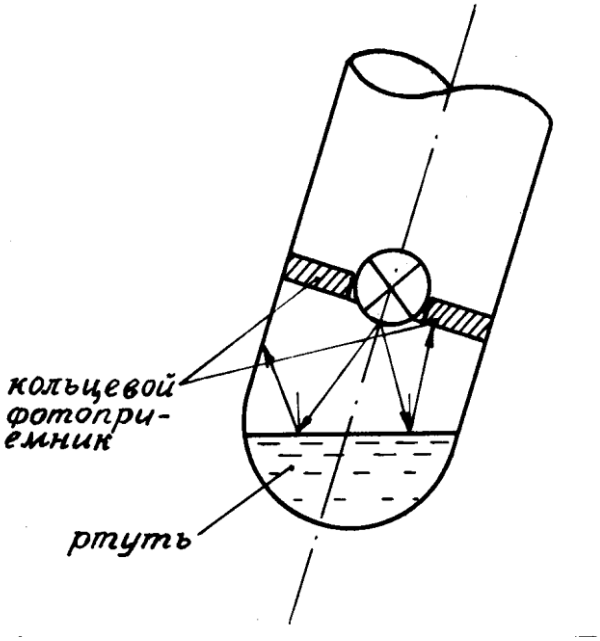

Рис. 25.3. Жидкостный датчик угла наклона скважины, предложенный А.В. Давыдовым и И. Г.Сковородниковым

Точность измерения зенитного угла может быть повышена при использовании датчика, предложенного автором совместно с проф. А. В. Давыдовым. Конструкция датчика приведена на рис. 25.3. Он состоит из цилиндрической измерительной камеры, в которую залита жидкость с высокими отражающими свойствами, например, ртуть. Выше на оси прибора находится источник света и кольцевой фотоприемник. При вертикальном положении датчика на фотоприемник попадает наибольшее количество света, и он вырабатывает максимальный сигнал.

При отклонении датчика от вертикали часть отраженных лучей уходит за пределы фотоприемника, и его выходной сигнал уменьшается.

Дополнительное достоинство такого датчика – возможность непрерывного измерения зенитного угла. Описанный датчик признан изобретением СССР (авт. свид. №1509518).

Результаты измерений искривления скважин изображают в виде ***инклинограммы.***

Построение инклинограммы производят в аксонометрической проекции (точнее в диметрии).

Ось *Z* направляют вертикально вниз, оси *X* и *Y* располагают горизонтально, направляя положительный конец по оси *X* на север, оси *Y* – на восток, при этом масштаб построений по оси *Y* должен быть вдвое грубее, чем по осям *X* и *Z*. Начало координат совмещают с устьем скважины. При построениях принимают допущение, что скважина в промежутке между двумя измерениями представляет собой прямолинейный отрезок. За зенитный угол φ этого отрезка принимают среднеарифметическое значение зенитного угла в верхней и нижней точках отрезка. Аналогично поступают и с азимутальным углом α.

$$\varphi_{01} = \frac{\varphi_0 + \varphi_1}{2} \quad \text{и} \quad \alpha_{01} = \frac{\alpha_0 + \alpha_1}{2} \quad \text{и . д.} \tag{25.1}$$

По среднему зенитному и азимутальному углу вычисляют проекции каждого отрезка скважины l на координатные оси.

$$l_{Z_1} = l_{01} \cdot \cos \varphi_{01} \ ; \tag{25.2}$$

$$l_{X_1} = l_{01} \cdot \sin \varphi_{01} \cdot \cos \alpha_{01}; \tag{25.3}$$

$$l_{Y_1} = l_{01} \cdot \sin \varphi_{01} \cdot \sin \alpha_{01} \ ; \tag{25.4}$$

$$l_{Z_2} = l_{12} \cdot \cos \varphi_{12};$$

$$l_{X_2} = l_{12} \cdot \sin \varphi_{12} \cdot \cos \alpha_{12} \ ;$$

$$l_{Y_2} = l_{12} \cdot \sin \varphi_{12} \cdot \sin \alpha_{12};$$

. . . . . .

и так далее до последнего отрезка скважины.

Вычисленные отрезки $l_{Z_1}, l_{X_1}, l_{Y_1}$ откладывают по координатным осям, как это показано на рис. 25.4 и строят на них параллелепипед. Диагонали верхней и двух боковых граней дают проекции этого отрезка скважины на плоскости: горизонтальную *XOY*, и две вертикальные *ZOX* и *ZOY*, а большая диагональ параллелепипеда представляет собой пространственное положение отрезка l_{0_1}.

Затем от концов отрезков $l_{Z_1}, l_{X_1}, l_{Y_1}$ откладывают проекции следующего отрезка скважины $l_{Z_2}, l_{X_2}, l_{Y_2}$ и на полученных отрезках строят но-

вый параллелепипед, уже большего размера. Соединяют его вершины с диагоналями предыдущего параллелепипеда и получают проекции нового отрезка на соответствующие координатные плоскости и пространственное положение второго отрезка l_{12}. От концов отрезков $l_{Z_2}, l_{X_2}, l_{Y_2}$ откладывают проекции следующего отрезка скважины $l_{Z_3}, l_{X_3}, l_{Y_3}$ и таким образом наращивают "постройку" инклинограммы до самого забоя скважины. По этим построениям легко определить глубину по вертикали до забоя скважины или до точки встречи скважиной продуктивного горизонта.

Кроме аксонометрической проекции, строят и прямоугольные проекции скважины на отдельные координатные плоскости: горизонтальную *XOY* и две вертикальные *ZOX* и *ZOY*.

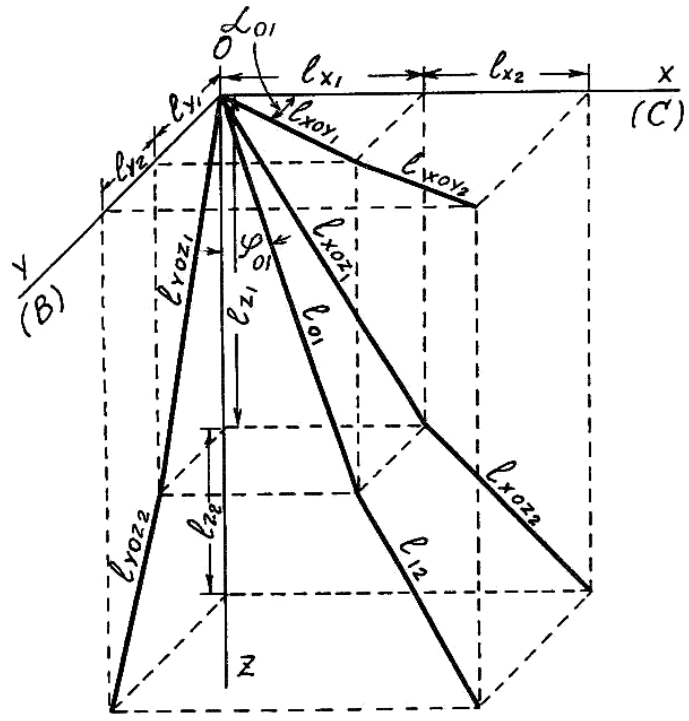

Рис. 25.4. Построение аксонометрических проекций искривленной скважины и её пространственного положения

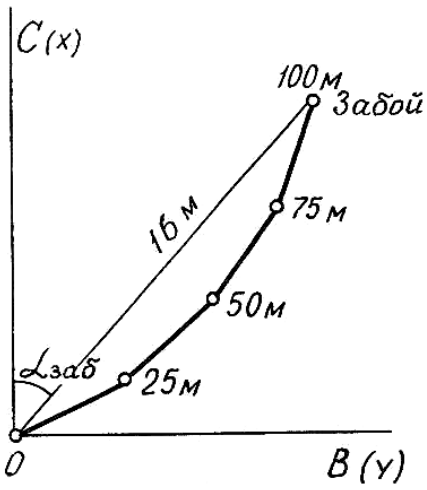

Рис. 25.5. Горизонтальная проекция скважины

На рис. 25.5 представлена горизонтальная проекция неглубокой скважины. По этой проекции легко определить, на какое расстояние и под каким азимутом сместился в плане забой скважины от её устья.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение зенитному и азимутальному углу скважины.
2. В чем заключаются недостатки скважинного электроинклинометра с магнитной стрелкой?
3. Почему такой инклинометр нельзя использовать в обсаженных скважинах?

4. В чем, на Ваш взгляд, заключается разница между гироскопическим инклинометром с уравновешенным гироскопом и гирокомпасом?

5. Какова точность современных инклинометров?

6. Поясните, как строится инклинограмма скважины в аксонометрической проекции.

7. Запишите выражение для горизонтальной и вертикальной проекции участка скважины через его длину l и тригонометрические функции его зенитного угла φ.

Глава 26. Пластовая наклонометрия

Пластовая наклонометрия (ПН) заключается в определении угла и азимута падения пластов, пересеченных скважиной.

Скважинный прибор для ПН представляет собой комбинацию из 3-х датчиков, предназначенных для записи диаграмм ПС, МСК, СЭЗ, ГК или КМВ, расположенных в одной поперечной плоскости прибора под углом 120º друг к другу. Прибор дополняется устройством для определения его ориентировки относительно апсидальной плоскости скважины.

На рис. 26.1 изображен такой наклономер, пересекающий наклонный контакт пород, обладающих различными свойствами, например, разной магнитной восприимчивостью. Датчики 1, 2, 3 в этом случае должны быть датчиками КМВ. Если бы скважина пересекала контакт по нормали к нему, скачок на диаграммах, записанных всеми тремя датчиками, наблюдался бы на одной и той же глубине, так как все датчики перешли бы контакт одновременно.

При наклонном пересечении скважиной контакта сначала его пересечет датчик 1, затем 2 и только потом датчик 3 (при движении наклономера снизу вверх). Соответственно, и аномалии, зафиксированные этими датчиками, придутся на разную глубину (рис. 26.1).

Разработаны приемы, с помощью которых по разности глубин Δh_{1-2}, Δh_{2-3} и $\Delta h_{1\text{-}3}$ можно рассчитать угол встречи скважины и контакта и, следовательно, зная зенитный угол скважины, определить угол падения пласта. Направление падения определяют с помощью датчика ориентировки прибора относительно апсидальной плоскости.

Для более подробного знакомства с методом пластовой наклонометрии рассмотрим устройство и принцип действия пластового наклономера НП-3 (рис. 26.2).

В этом приборе имеются 3 электрода для записи диаграмм МСК. Они располагаются по окружности прибора через 120º и питаются от источника постоянного тока Е через диоды Д1-Д3.

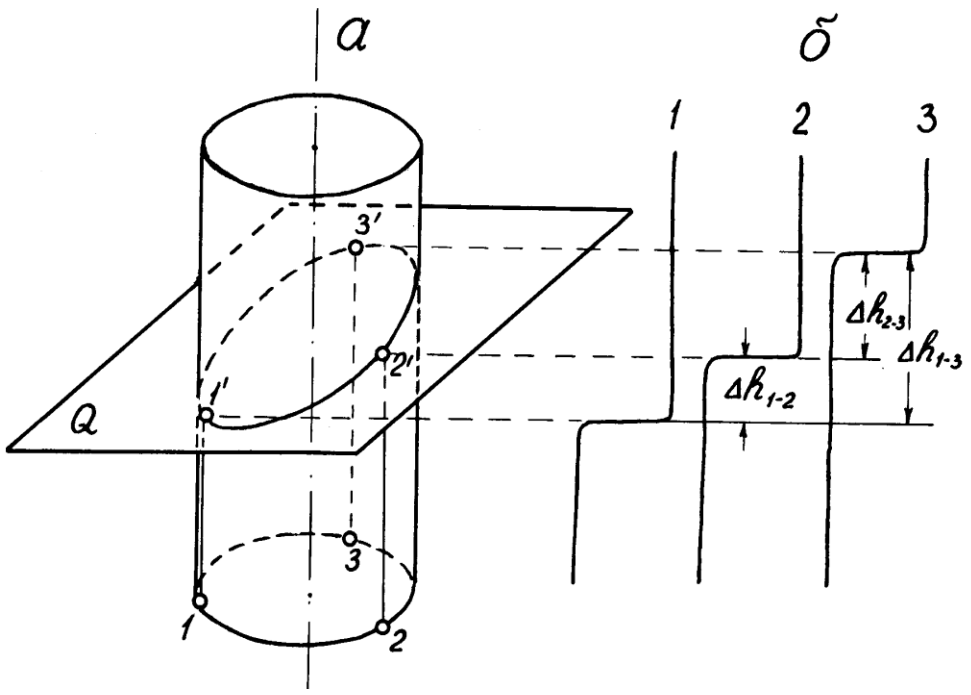

Рис. 26.1. Принцип действия пластового наклономера:
а – расположение датчиков наклономера; *б* – диаграммы, зарегистрированные этими датчиками на контакте пород с различными физическими свойствами

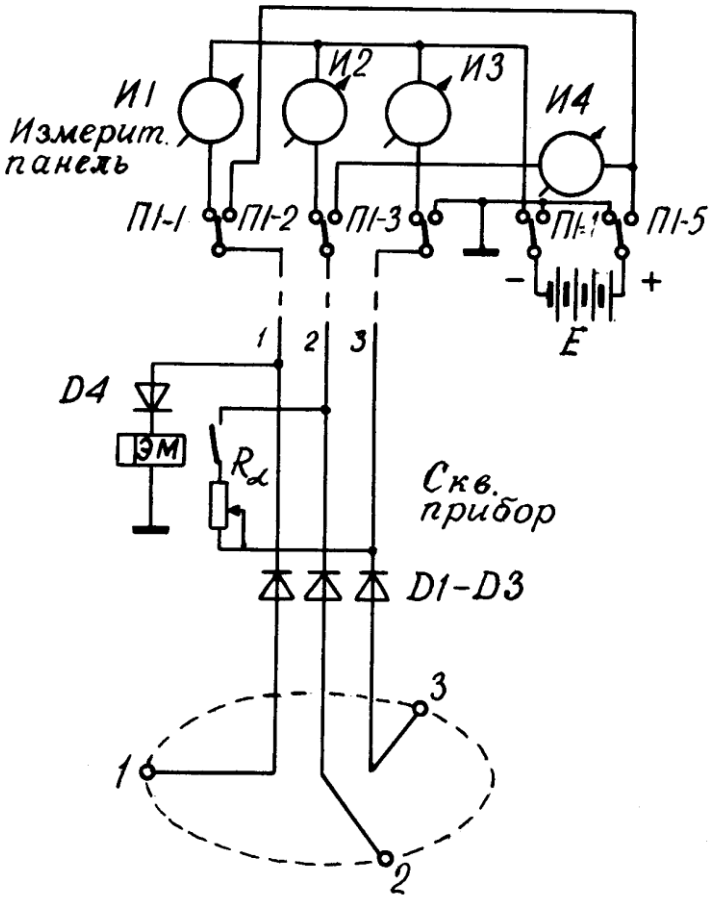

Рис. 26.2. Принципиальная электрическая схема пластового наклономера НП-3

В левом положении переключателя П1 на электроды подается "-" питающего напряжения, диоды Д1-Д3 включены в прямом направлении и измерительные приборы И1-И3 регистрируют 3 диаграммы МСК. Токовая цепь замыкается через поверхностное заземление, к которому подключается "+" источника (плата П1-5). Через каждые 50-100 м зонд останавливают и определяют его ориентировку относительно апсидальной плоскости скважины.

Для этого переключатель П1 переводят в правую позицию. В результате к 1 и 2 жилам подключается "+" источника тока, а к "земле" – "-". Диоды Д1-Д3 закрываются, и ток через электроды 1-3 не проходит. Зато открывается диод Д4, и ток проходит через электромагнит ЭМ, который между 2 и 3 жилами кабеля подключает датчик ориентировки скважинного прибора. Этот датчик устроен так же, как и в радиусомере (см. рис. 24.6, *б*). Начало реохорда датчика совмещено с положением 1 электрода. Сопротивление датчика измеряют регистратором И4, после чего возвращают переключатель П1 в левую позицию и продолжают подъем и запись диаграмм МСК.

По разности в глубинах аномалий, записанных тремя регистраторами И1-И3, и по данным инклинометрии скважины вычисляют угол и азимут падения пластов, пересеченных скважиной.

Контрольные вопросы

1. Какие задачи решают с помощью пластовых наклономеров?
2. Каким образом определяют геологи угол и азимут падения пластов, пересеченных скважиной?
3. Какие датчики могут быть использованы в пластовых наклономерах?
4. Как определяют ориентировку наклономера относительно стран света?

Глава 27. Потокометрия в скважинах

Потокометрия – это измерение скорости потока (или расхода) жидкости по стволу скважины. Другие названия этого метода: расходометрия, дебитометрия.

Задачи, решаемые этим методом: определение дебита нефти по пластам и пропласткам в добывающих скважинах или расхода воды в нагнетательных; определение мест притока и поглощения жидкости в скважинах; изучение гидродинамических характеристик пластов-коллекторов.

Приборы, применяемые в этом методе, называются скважинными расходомерами (дебитомерами). Наибольшее распространение имеют инжекционные, термокондуктивные и тахометрические расходомеры.

Инжекционные расходомеры (рис. 27.1) состоят из корпуса с центрирующими фонарями, внутри которого располагается инжектор метки потока и 2 детектора меток. Инжектор впрыскивает в поток метку, т. е. порцию жидкости, отличающуюся от скважинной жидкости по какому-либо физическому свойству (радиоактивности, температуре, прозрачности или электропроводности). Эта метка переносится потоком и улавливается сначала первым, а затем вторым детектором.

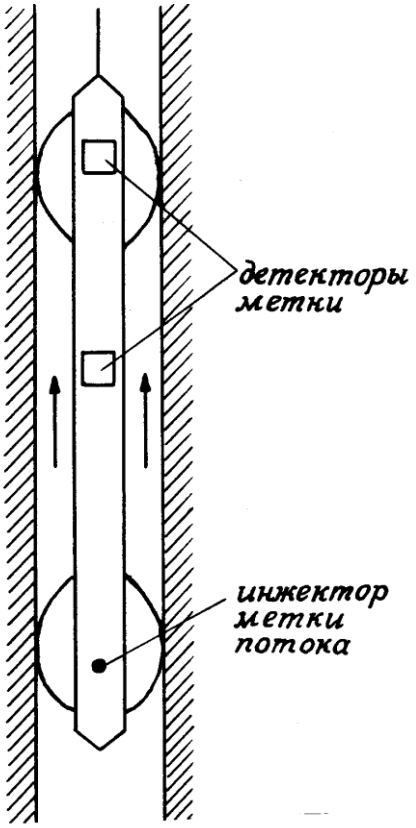

Рис. 27.1. Принцип действия скважинного инжекционного дебитомера

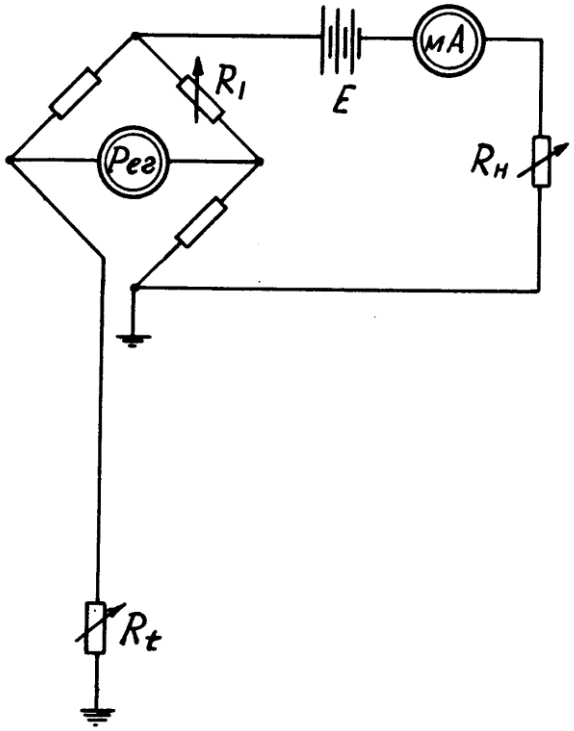

Рис. 27.2. Электрическая схема измерений с термокондуктивным расходомером-дебитомером

Засекают время продвижения метки от 1 до 2 детектора и, зная расстояние между ними, рассчитывают скорость потока, а зная диаметр скважины и диаметр самого прибора – расход потока. Относительная погрешность измерений – 2-5 %.

Термокондуктивные расходомеры (термоанемометры) представляют собой термочувствительный элемент R_t, помещаемый в исследуемый поток и нагретый до температуры, превышающей температуру потока. Схема измерений с термоанемометром приведена на рис. 27.2.

Перед началом измерений скважинный снаряд опускают в зумпф скважины, в заведомо неподвижную жидкость, устанавливают рабочий ток прибора, нагревающий термочувствительный резистор до температуры, превышающей температуру жидкости, и переменным резистором R1 в мо-

стовой измерительной схеме устанавливают такие показания регистрирующего прибора, чтобы блик гальванометра устанавливался у правого края диаграммной ленты.

При перемещении прибора в интервал скважины, где существует движение жидкости по её стволу, набегающий поток охлаждает термочувствительный элемент тем сильнее, чем выше скорость потока. Баланс моста нарушается, и показания регистрирующего прибора уменьшаются, как это показано на рис. 27.3. Наличие притока из каждого интервала отмечается на диаграмме снижением температуры датчика. Дебит притока Q_i пропорционален разности температур выше и ниже отдающего интервала ΔT_i. Подошва отдающего интервала определяется по началу спада кривой, кровля – по минимуму перед началом выполаживания.

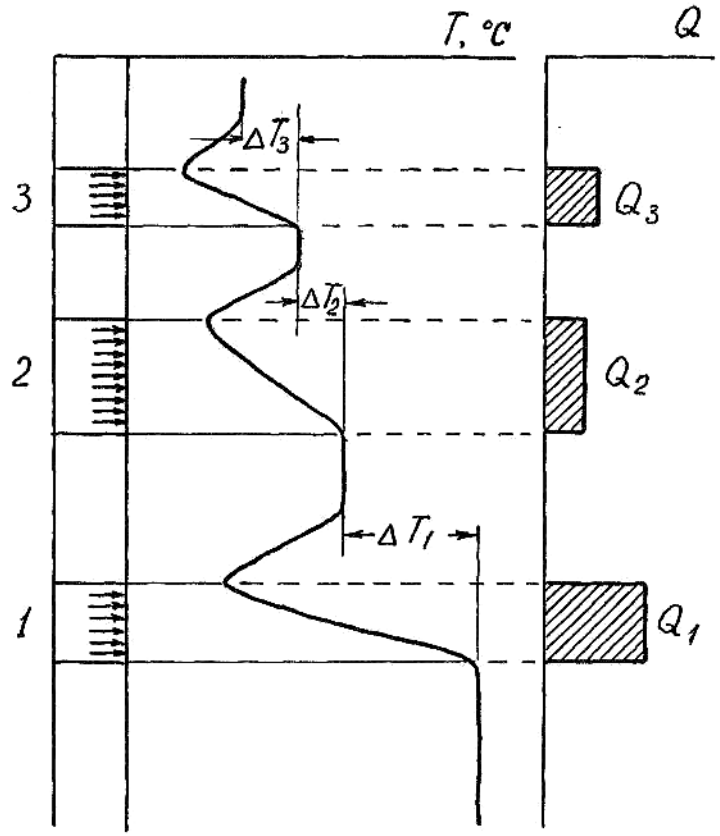

Рис. 27.3. Результаты термокондуктивной дебитометрии. По кривой изменения температуры выделяются три отдающих интервала. Дебит каждого Q_i пропорционален соответствующему снижению температуры ΔT_i

Приборы этого типа обладают хорошей чувствительностью, однако результаты измерений с ними трудно поддаются количественной интерпретации. К тому же, на результаты сильно влияет изменение теплофизических свойств среды, например, примесь газа, изменение состава, плотности среды, а также радиальная составляющая потока.

Тахометрические (механические) расходомеры состоят из первичного преобразователя – датчика скорости потока в виде турбинки или крыльчатки, соосной с потоком, и вторичного преобразователя, вырабатывающего электрический сигнал, пропорциональный числу оборотов крыльчатки за единицу времени.

Сам преобразователь устанавливают в корпусе расходомера, а на валу крыльчатки размещают элемент, управляющий его работой (рис. 27.4).

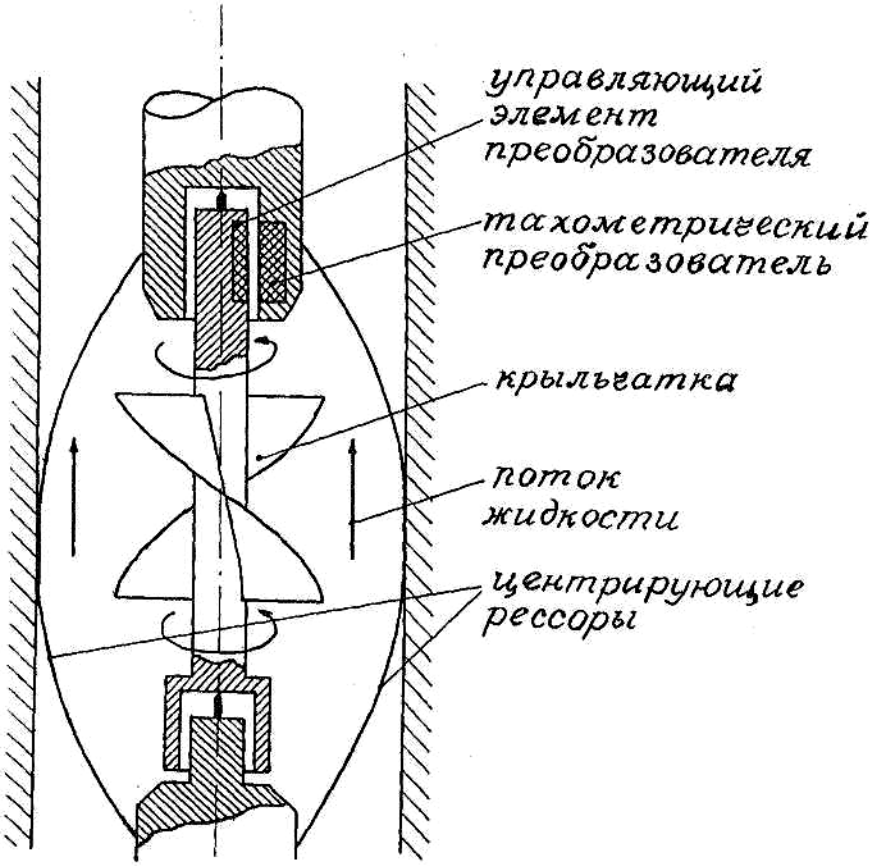

Рис. 27.4. Принцип действия скважинного тахометрического расходомера

Тахометрические преобразователи могут быть разные: резистивные, индуктивные, магнитоуправляемые, оптические. Соответственно преобразователю различаются и их управляющие элементы. Например, если преобразователь магнитоуправляемый (т. е. магнитный контакт, или феррозонд), то управляющий элемент – постоянный магнит; если индуктивный (катушка индуктивности на незамкнутом сердечнике), то управляющий элемент – пластина из ферромагнитного материала, замыкающая сердечник, и т. п.

От числа оборотов крыльчатки n переходят к расходу потока Q с помощью специальных тарировочных графиков (рис. 27.5) $n = f(Q)$ при $d_{\text{скв}} = \text{const}$, которые строят опытным путем, проводя измерения с расходомером на специальных тарировочных стендах.

Как следует из тарировочных графиков, число оборотов крыльчатки за единицу времени линейно зависит от расхода. Порог чувствительности q_0 таких приборов составляет порядка 0,01 л/с.

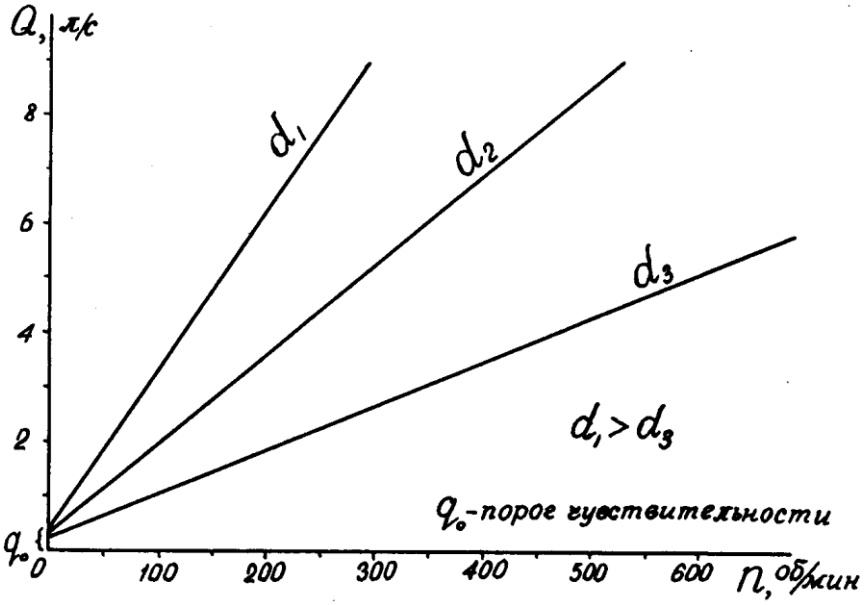

Рис. 27.5. Тарировочные графики расходомера тахометрического типа

На нефтяных месторождениях в добывающих и нагнетательных скважинах наблюдения с тахометрическими расходомерами выполняют либо поточечно, либо непрерывно. В последнем случае проводят запись дважды: при движении снаряда вниз и вверх по стволу скважины. В одном случае скорость движения потока складывается со скоростью перемещения расходомера, в другом – вычитается. По разности результатов вычисляют скорость потока.

При исследовании гидрогеологических скважин измерения выполняют, как правило, поточечно. При этом, чтобы вызвать движение жидкости по скважине, ее предварительно возбуждают до квазистационарного режима посредством откачки или долива жидкости. Степень возбуждения скважины зависит от разницы S между статическим уровнем жидкости в скважине и динамическим уровнем в ней при откачке или доливе.

Результаты расходометрии в гидрогеологических скважинах позволяют определить границы водоносных горизонтов, их дебит и рассчитать коэффициент фильтрации.

На рис. 27.6 приведены результаты расходометрии по одной из скважин. Уменьшение числа оборотов n крыльчатки при входе в обсадную трубу (рис. 27.6, *а*) объясняется большим диаметром трубы по сравнению с открытым стволом. По числу оборотов крыльчатки определен расход по-

тока в каждой точке скважины Q (рис. 27.6, *б*), а по нему вычислен дебит Q_i и определена мощность 2-х водоносных горизонтов.

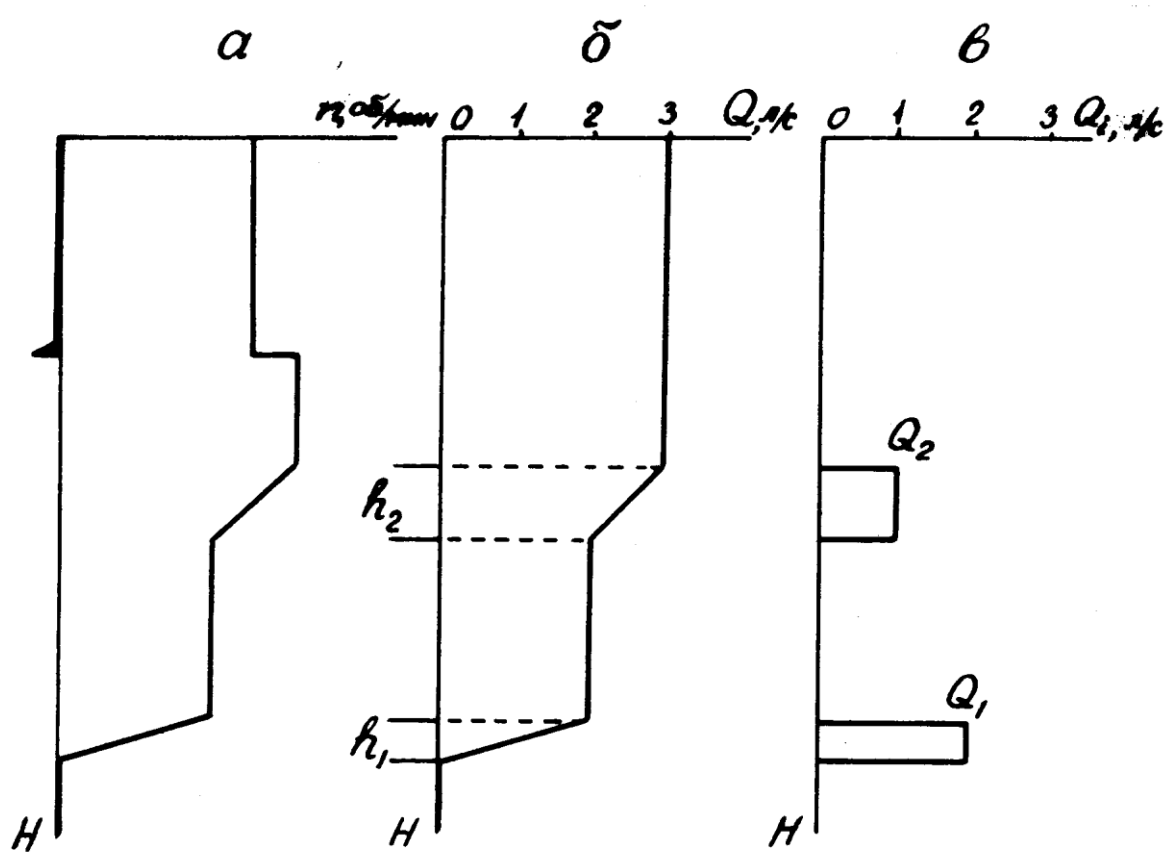

Рис. 27.6. Результаты измерений с тахометрическим расходомером:
а – график изменения числа оборотов крыльчатки по оси скважины;
б – интегральная расходограмма; *в* – дифференциальная расходограмма

Как известно, при стационарном режиме возбуждения приток Q в скважину описывается уравнением Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \cdot K_{\text{ф}} \cdot h(p_K - p_0)}{\ln \dfrac{R_K}{r}}, \qquad (27.1)$$

где h – мощность водоносного горизонта; p_K и p_0 – давления в водоносном горизонте у контура питания и у стенки скважины; R_K – радиус влияния скважины; r – радиус самой скважины.

Учитывая, что $p_K - p_0 = S$ - понижение уровня при откачке (или повышение при доливе), и заменяя в формуле (27.1) натуральный логарифм на десятичный, можно получить формулу для коэффициента фильтрации:

$$K_{\text{ф}} = 0{,}366\frac{Q}{h \cdot S} \cdot \lg\frac{R_K}{r}. \qquad (27.2)$$

Радиус влияния определяют по замерам уровня в наблюдательных скважинах как радиус депрессионной воронки или по данным полевых геофизических методов, проведенных во время возбуждения скважины. Однако, поскольку этот параметр находится под знаком логарифма и, следовательно, не сильно влияет на конечный результат, для расчета можно воспользоваться данными о R_K, определенными для соседних участков со сходными геологическими условиями.

Контрольные вопросы

1. На каких принципах основаны приборы для измерения скорости потока жидкости в скважине?
2. Укажите достоинства и недостатки расходомера термокондуктивного типа.
3. Как сказывается влияние радиальной составляющей потока на результатах термокондуктивной дебитометрии?
4. Поясните устройство скважинного расходомера тахометрического типа.
5. Какие тахометрические преобразователи находят применение в крыльчатых расходомерах?
6. Каким образом в этих расходомерах переходят к расходу потока от числа оборотов крыльчатки за единицу времени?
7. Почему при работе с расходомером нужно знать диаметр скважины?
8. Какие задачи решаются с помощью потокометрии скважин?

Глава 28. Цементометрия скважин

Цементометрия – это исследования, имеющие целью оценку качества цементирования обсадных колонн (ОК) в скважинах.

Эксплуатационные скважины на нефтяных и газовых месторождениях по окончании бурения обсаживают стальными колоннами, пространство между колонной и стенкой скважины заполняют цементом высоких марок и только после этого вскрывают продуктивные пласты с помощью перфораторов, чтобы открыть доступ нефти (или газа) из пласта в скважину (рис. 28.1).

Цементирование ОК необходимо для предотвращения затрубных перетоков подземных вод из ниже- и вышележащих пластов в продуктивные горизонты и для укрепления обсадных колонн.

Качество цементирования характеризуется:

- высотой подъема цемента в затрубном пространстве;
- полнотой и равномерностью заполнения затрубного пространства цементом;
- степенью сцепления цементного камня (ЦК) с колонной и с породой.

Определение высоты подъема цемента в затрубном пространстве – эта операция называется еще "отбивкой цементного кольца" (ОЦК) – проще всего производится методом термометрии в течение 6-36 часов после заливки цемента (см. главу 18, рис. 18.15).

Определить высоту подъема цемента можно также с помощью метода радиоактивных изотопов. Для этого в цемент добавляют какой-либо искусственный радионуклид с небольшим периодом полураспада (например, $I^{131}, T_{1/2} = 8$ дней), или размельченную урановую руду с забалансовым содержанием U. Недостаток этого метода – необходимость соблюдения правил техники безопасности при работе с радиоактивными веществами. Зато этот метод позволяет не только выполнить ОЦК, но и оценить полноту заполнения затрубного пространства цементным камнем, если детектор γ-излучения поместить во вращающийся экран с прорезью.

Изучение равномерности заполнения затрубного пространства цементным камнем успешно осуществляется методом ГГК. При этом используется различие в плотности цементного камня (1,8-2,2 г/см^3) и жидкости (1,0-1,2 г/см^3), заполняющей пустоты. Так как плотность цементного камня больше, чем плотность скважинной жидкости, то интенсивность рассеянного γ-излучения против зацементированных участков значительно ниже, чем против тех, где цемент отсутствует. Кроме жидкости и цементного камня, на результаты измерений влияют также обсадная колонна и горные породы, слагающие стенки скважины. Поскольку толщина обсадной колонны ОК остается более или менее постоянной, то и её влияние на результаты измерений сказывается примерно одинаково во всем интервале измерений. Влияние вариаций плотности горных пород удается уменьшить за счет специальной коллимации прямого и рассеянного γ-излучения.

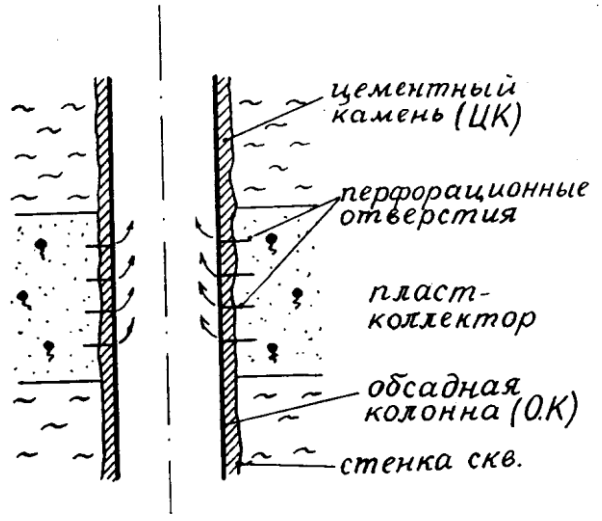

Рис. 28.1. Схема оборудования эксплуатационной скважины на нефтегазовом месторождении

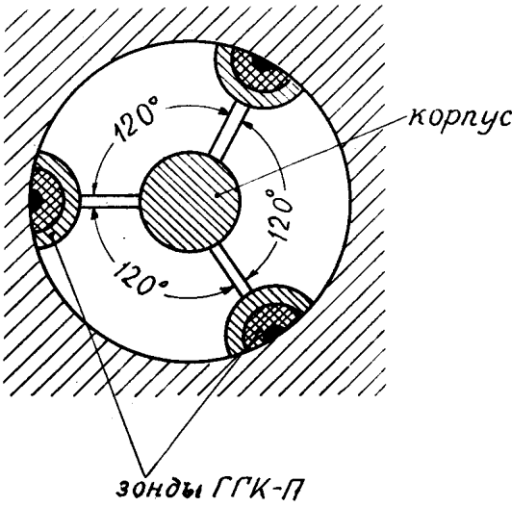

Рис. 28.2. Расположение датчиков скважинного гамма-гамма-цементомера в поперечном сечении скважины

Приборы для γ-γ-цементометрии содержат несколько зондов ГГК, состоящих из источника Co^{60} ($E_\gamma = 1{,}33$ МэВ) или Cs^{137} ($E_\gamma = 0{,}66$ МэВ) и отделенного от него свинцовым экраном детектора рассеянного γ-излучения.

В аппаратуре ЦМТУ-1 таких зондов 3, и они расположены в одной поперечной плоскости под углом 120º друг к другу (рис. 28.2).

В цементомере ЦФ-4 их 4, расположенных под углом 90º друг к другу. Мощность источника около 50 мкКu, счетчики – газоразрядные. Каждый счетчик экранирован так, что на него попадает рассеянное γ-излучение только с той стороны, где он примыкает к колонне. Такие цементомеры как бы осматривают скважину изнутри по 3 или 4 образующим.

Существуют цементомеры, например, в аппаратуре СГДТ-2, в которых зонд ГГК приводится во вращение с помощью специального электродвигателя и при подъеме снаряда "осматривает" скважину изнутри по винтовой линии.

На рис. 28.3 показаны схематические результаты гамма-гамма-цементометрии, полученные с прибором СГДТ-3, содержащим 3 идентичных зонда ГГК (см. рис. 28.2).

В случае, если обсадная колонна располагается симметрично в незацементированной скважине (рис. 28.3, *а*), все три зонда дают одинаковые показания на достаточно высоком уровне. Равенства показаний всех трех зондов добиваются при эталонировке цементомера на модели скважины.

В случае каверны при центральном положении колонны в незацементированной скважине показания всех трех зондов еще больше возрастают и достигают максимальных значений (рис. 28.3, *б*).

При эксцентричном положении свободной колонны в скважине (рис. 28.3, *в*) на максимальном уровне могут быть показания только одного зонда, расположенного со стороны наибольшего удаления ОК от стенки скважины, показания двух других будут значительно ниже из-за влияния горных пород, слагающих стенки скважины, плотность которых больше, чем плотность бурового раствора.

В хорошо зацементированной скважине, когда колонна имеет центральное положение, а в цементном камне отсутствуют пустоты (рис. 28.3, *г*), все три зонда дают одинаковые, но значительно более низкие показания, чем в случае незацементированной скважины (см. рис. 28.3, *а*).

При эксцентричном положении колонны в зацементированной скважине показания зондов расходятся, при этом один из них, расположенный ближе других к стенке скважины, дает минимальные показания (рис. 28.3, *д*). И, наконец, если в цементом камне имеются пустоты (рис.28.3, *е*), кривые, записанные разными зондами, незакономерно пересекаются, превышая на отдельных участках уровень, соответствующий полному заполнению затрубного пространства цементным камнем.

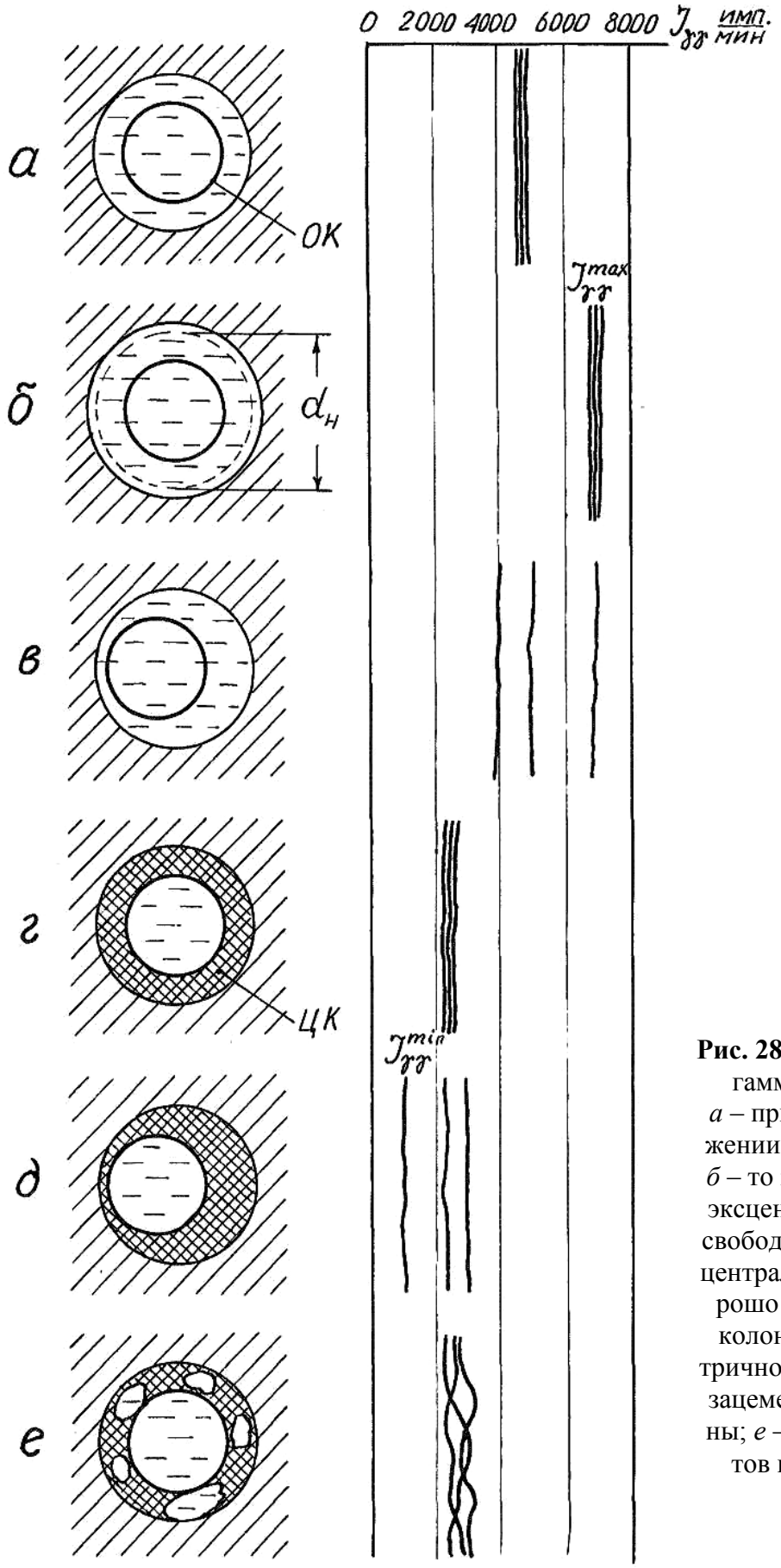

Рис. 28.3. Результаты гамма-гамма-цементометрии: *а* – при центральном положении свободной колонны; *б* – то же в каверне; *в* – при эксцентричном положении свободной колонны; *г* – при центральном положении хорошо зацементированной колонны; *д* – при эксцентричном положении хорошо зацементированной колонны; *е* – при наличии дефектов в цементном камне

Таким образом, γ-γ-цементометрия позволяет не только исследовать распределение цемента в затрубном пространстве и определить высоту его подъема (выполнить ОЦК), но и выявить интервалы эксцентричного расположения обсадных колонн в скважине. Эта последняя задача не решается никаким иным методом.

Однако γ-γ-цементометрия не позволяет исследовать распределение цемента по всему периметру скважины в ее поперечном сечении.

Изучение степени сцепления цемента с колонной и с горной породой возможно только по данным акустической цементометрии (АКЦ). Если колонна труб не имеет сцепления с цементом, свободна, то упругие колебания, возбужденные в ОК, не передаются цементному камню, и упругая волна $A_к$ распространяется по колонне со скоростью 5200-5400 м/с при относительно небольшом ослаблении.

В случае качественной заливки и при хорошем сцеплении, между колонной и цементом имеется акустический контакт, упругие колебания в колонне возбуждают такие же колебания в цементном камне, в связи с чем большая часть их энергии рассеивается на пути между источником и приемником. Приемник регистрирует значительное ослабление и быстрое затухание этих колебаний.

Амплитуда первого вступления продольной волны обычно меньше амплитуды последующих колебаний, поэтому в АКЦ регистрируется величина, характеризующая амплитуду нескольких колебаний – выпрямленный сигнал 3 периодов волны в условных единицах – мВ, в виде непрерывной кривой.

Хорошее сцепление цемента со стенкой скважины проявляется повышенным временем T пробега волны со значительной амплитудой колебаний $A_п$, так как в этом случае большая часть энергии упругих колебаний распространяется по горной породе с характерной для этой породы скоростью. Для большинства осадочных горных пород эта скорость меньше, чем скорость в стальных трубах (см. табл. 21.1). Исключение составляют только крепкие, окремнелые известняки, для которых V_p достигает 7100 м/с. Таким образом, совместное рассмотрение кривых $A_к$ и T позволяет определить высоту подъема цемента в затрубном пространстве (ЗТП), полноту заполнения ЗТП цементом, качество сцепления цемента с колонной, а при благоприятных условиях – и с горной породой.

Акустические цементомеры, как правило, представляют собой двухэлементный акустический зонд с кольцевым магнитострикционным излучателем и кольцевым пьезоэлектрическим приемником. Длина зонда – около 2,5 м. Источник и приемник изолированы друг от друга акустически – резиновыми поглотителями колебаний. Источник вырабатывает пачки ультразвуковых колебаний с частотой 25 кГц. Частота следования пачек – 12,5 Гц. Сигналы с приемника усиливаются и передаются на поверхность,

где обрабатываются и фиксируются в виде трех диаграмм: $A_к$ – амплитуды волны, пришедшей по колонне, $A_п$ – амплитуды волны, пришедшей по породе и T – времени прихода волны с наибольшей амплитудой.

При этом временное окно для регистрации $A_к$ открывается через 480 мкс после начала излучения акустического импульса и закрывается после прихода трех полных периодов волны по колонне. Временное окно для регистрации амплитуды упругой волны, пришедшей по породе $A_п$, открывается одновременно с окном $A_к$, а вот закрывается значительно позднее, поэтому в этом окне регистрируются колебания, пришедшие и по колонне и по породам.

Кроме диаграмм T, $A_к$ и $A_п$, в аппаратуре предусмотрена возможность регистрации волновых картин ВК с определенным шагом дискретизации по глубине и фазокорреляционных диаграмм ФКД.

Имеются программы для обработки и интерпретации данных АКЦ на ЭВМ.

На рис. 28.4 представлены результаты АКЦ для нескольких частных случаев.

В случае отсутствия цемента в затрубном пространстве (рис. 28.4, *а*) или когда он имеется, но по всему периметру не сцеплен с колонной (так называемая "свободная колонна"), пришедшая первой волна по колонне $A_к$ имеет максимальную амплитуду вследствие малого затухания упругих волн в колонне. Время прихода этой волны, имеющей максимальную амплитуду, минимально, оно определяется скоростью распространения упругих волн в стальной колонне.

При скорости в колоне V_p =5400 м/с и длине зонда цементомера 2,5 м это время составляет около 480 мкс (с учетом того, что часть своего пути волна проходит по скважинной жидкости – от источника до ОК и от ОК до приемника). Против муфтовых соединений колонны наблюдается уменьшение амплитуды $A_к$ в связи с рассеянием энергии на резьбовых соединениях, и увеличение времени T (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

Из-за того, что временное окно для регистрации $A_п$ открывается одновременно с окном $A_к$, кривая $A_п$ в открытом стволе дублирует кривую $A_к$.

В случае сплошного заполнения затрубного пространства цементом и хорошего сцепления цементного камня как с колонной, так и с породой, упругая волна проходит концентрические слои (колонна, цемент) без большого рассеяния, так как длина волны больше, чем толщина слоев, и последние можно рассматривать как акустически прозрачные среды. Большая часть энергии упругих волн будет распространяться по горной породе, скорость в которой меньше, чем в стали. Амплитуда волны, пришедшей по колонне $A_к$, будет минимальной, пришедшей позднее волны по породе $A_п$ – максимальной, время прихода волны с максимальной амплитудой T – большим (рис. 28.4, *б*).

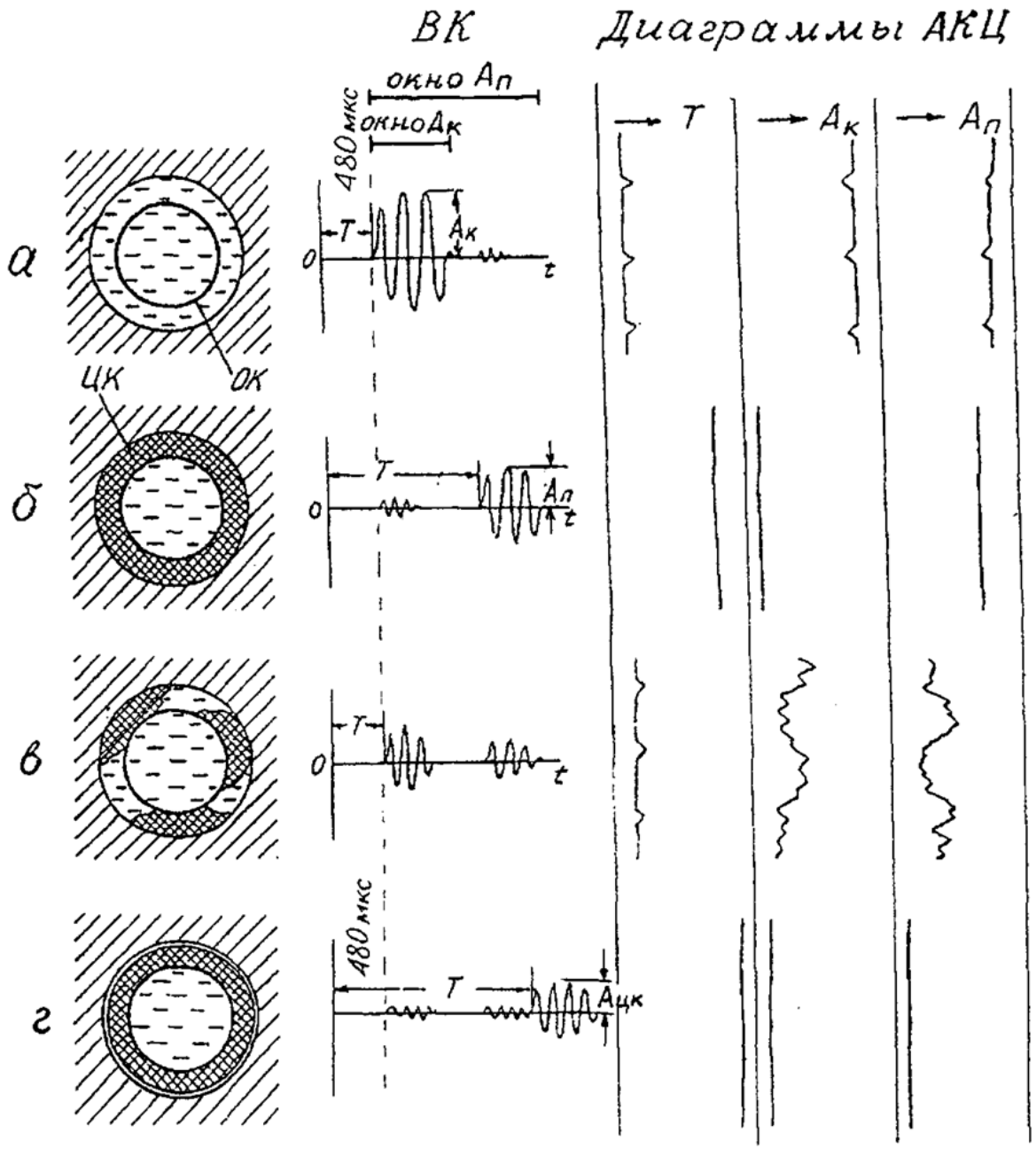

Рис. 28.4. Результаты акустической цементометрии:
а – при отсутствии цемента в затрубном пространстве; *б* – при полном заполнении затрубного пространства и хорошем сцеплении цементного камня (ЦК) с обсадной колонной (ОК) и стенкой скважины; *в* – при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем или плохом сцеплении цементного камня с колонной; *г* – при плохом сцеплении цементного камня с породой

В случае неполного заполнения ЗТП или в случае плохого контакта ОК с цементным камнем, амплитуда волны, пришедшей по колонне достаточно велика, *Т* – минимально, амплитуда волны, пришедшей по породе, имеет промежуточные значения (рис. 28.4, *в*).

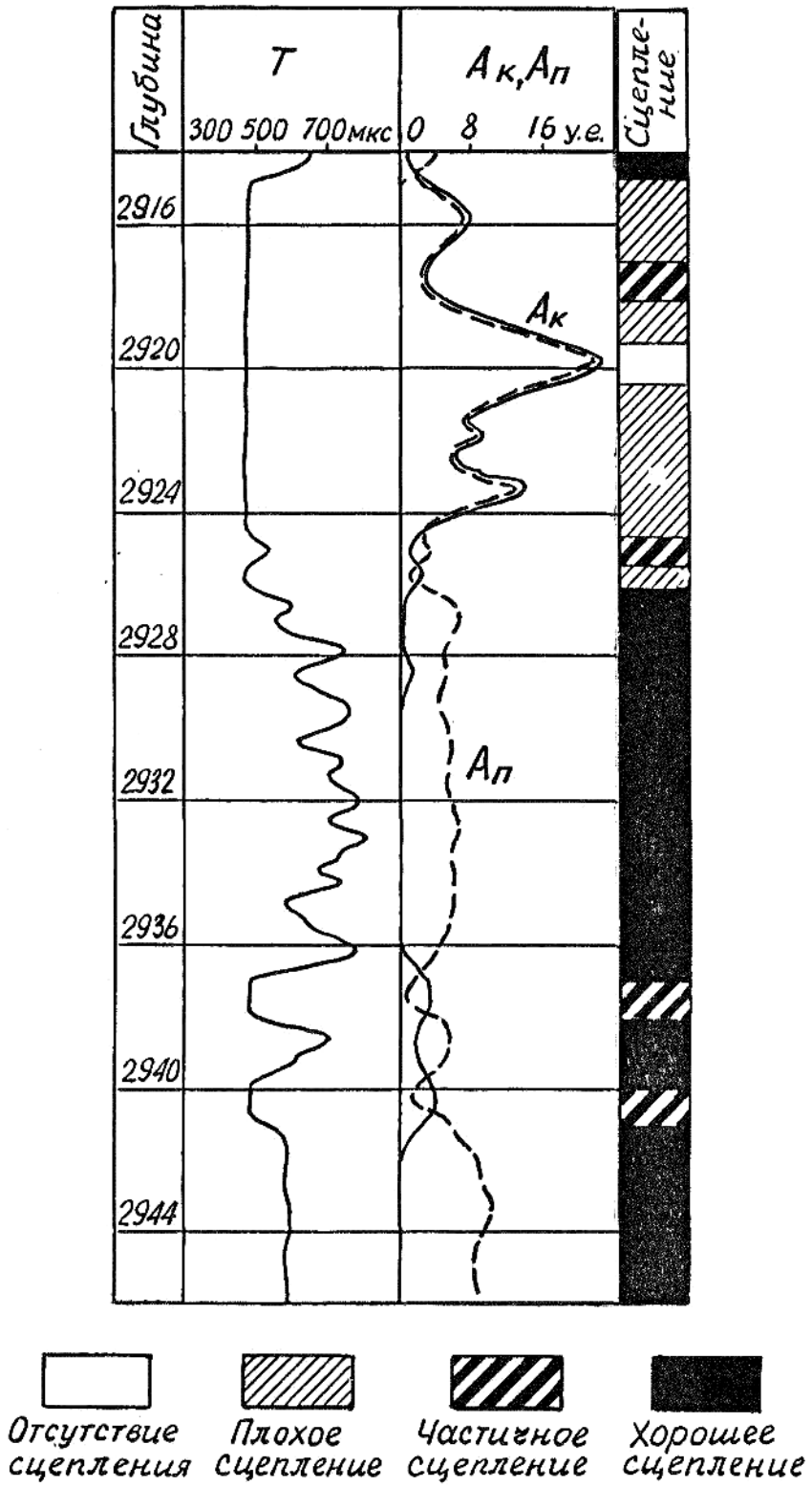

Рис. 28.5. Результаты акустической цементометрии и её машинной интерпретации. Скв. 4549, Повховская площадь (по материалам ОАО «Красноярское УГР»)

Если цементное кольцо сцеплено только с колонной (рис. 28.4, *г*), упругая волна по колонне резко ослабляется из-за демпфирующего влияния цементного кольца и регистрируемая амплитуда волны, пришедшей по колонне, будет минимальной $A_к \approx 0$, амплитуда волны, пришедшей по породе – также небольшой. С заметной амплитудой придет только волна по цементному кольцу, но так как скорость упругих волн в цементном камне меньше, чем в стали, и меньше, чем в горной породе (см. табл. 21.1), то время T будет в этом случае максимальным.

Таким образом, результаты акустической цементометрии позволяют получить данные о качестве сцепления цементного кольца с обсадной колонной и породами и более достоверно оценить надежность разобщения пластов, так как при отсутствии сцепления цементное кольцо не может предотвратить движение жидкости по затрубному пространству.

В геологических разрезах, представленных высокоскоростными породами ($V_p \geq 5400$ м/с), такими как карбонатные отложения, интерпретация акустической цементометрии затруднена, так как и при плохом и при хорошем качестве цементирования первой приходит волна, распространяющаяся по породам, и показания на кривой T будут минимальными в обоих случаях.

На рис. 28.5 приведены результаты акустической цементометрии одной из скважин, пробуренной в Западной Сибири. Верхняя часть представленного фрагмента скважины от 2914,5 до 2924,5 м характеризуется плохим сцеплением цементного камня с обсадной колонной. Этому интервалу соответствуют минимальные значения времени T на уровне 480 мкс, высокие значение амплитуды $A_к$ и такие же значения $A_п$.

На глубине 2919,5-2920,5 м отмечается участок свободной колонны по максимальным показаниям $A_к$. Нижняя часть фрагмента – от 2926 м и ниже, до 2946 м – характеризуется хорошим сцеплением цементного камня с колонной и горной породой. Здесь повышено время T и повышены значения амплитуды волны по породе $A_п$, амплитуда волны по колонне $A_к$– нулевая.

Внутри этого интервала выделяются два метровых по длине участка с частичным сцеплением – на глубинах 2937 и 2941 м. Им соответствуют минимальные значения T, увеличение величины $A_к$ и уменьшение $A_п$.

Поскольку акустическая цементометрия не позволяет определить эксцентричность расположения обсадных колонн в скважине, то её приходится дополнять гамма-гамма-цементометрией.

Контрольные вопросы

1. Какими показателями характеризуется качество цементирования скважин?
2. Назовите геофизические методы, с помощью которых можно провести ОЦК.
3. Какие методы используются для определения полноты заполнения цементом затрубного пространства?

4. Какой из методов цементометрии является наиболее информативным?
5. На чем основано применение для цементометрии гамма-гамма-метода?
6. Поясните устройство гамма-гамма-цементомера.
7. Назовите достоинства и недостатки γ-γ-цементометрии.
8. Как устроен скважинный акустический цементомер?
9. Поясните по рис. 28.4 результаты акустической цементометрии для различных состояний цементного камня в затрубном пространстве.

Глава 29. Дефектометрия обсадных колонн

Дефектометрия ОК имеет целью контроль состояния обсадных колонн и выявление их дефектов.

К характеристикам ОК, опущенных в скважину, относятся: внутренний диаметр колонн, толщина стенок, местоположение муфтовых соединений и участков нарушения целостности труб в результате перфорации, трещин и коррозии, местоположение "прихватов" труб горными породами.

Для контроля состояния ОК применяют механические, радиоактивные, индуктивные, акустические и оптические методы.

Внутренний диаметр ОК определяют с помощью специальных микрокаверномеров и профилемеров. Эти приборы устроены, в принципе, так же, как и каверномеры и профилемеры для открытого ствола, но имеют более высокую точность (±0,1 см).

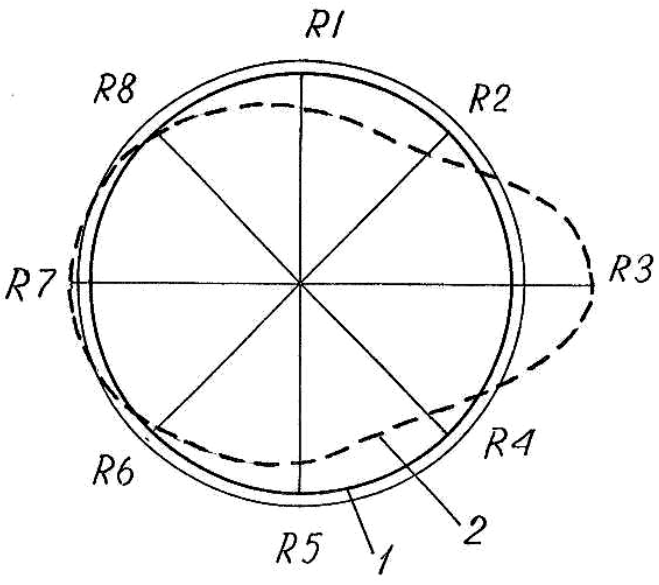

Рис. 29.1. Результаты измерения внутреннего сечения обсадной колонны в одной из скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Измерения проведены профилемером ПТС-4 29.05.02 (кривая 1) и 27.07.02 (кривая 2). Глубина 2611 м

Внутренний диаметр необходимо знать для количественной и качественной интерпретации данных цементометрии, расходометрии и радиометрии, а также для выявления мест коррозии.

Диаметр труб может изменяться под действием горного давления или в результате некоторых операций в скважинах.

На рис. 29.1 представлены результаты трубной профилеметрии одной из эксплуатационных скважин Оренбургского НГКМ. Измерения проводились трубным профилемером

ПТС-4 сразу после установки обсадных колонн (кривая *1*) и спустя два месяца после этого (кривая *2*). Если первое измерение показывает почти полное отсутствие каких-либо деформаций сечения трубы, то на повторном фиксируется значительное "сплющивание" колонны. При номинальном внутреннем диаметре 235,5 мм один из диаметров трубы (длинная ось эллипса) увеличивается до 284,6 мм, другой (короткая ось) – уменьшается до 184,3 мм. Пластичные солевые отложения, пересекаемые скважиной в интервале 2580-2700 м, сильно деформируют колонну.

Толщина стенок труб может изменяться под воздействием механических напряжений, коррозии, взрывных работ.

Для определения толщины стенок, кроме трубной профилеметрии, применяют ГГМ и индукционный метод.

Приборы, осуществляющие ***γ-γ-дефектометрию***, обычно являются комплексными и, кроме дефектометрии, решают еще и задачи цементометрии скважин. Примером могут служить скважинные гамма-гамма-дефектомеры-толщиномеры, такие как СГДТ-2 и СГДТ-3. На рис. 29.2 показано устройство скважинного прибора СГДТ-3 в продольном разрезе. Прибор представляет собой комбинацию 2-х зондов ГГК, короткого и длинного, с одним источником.

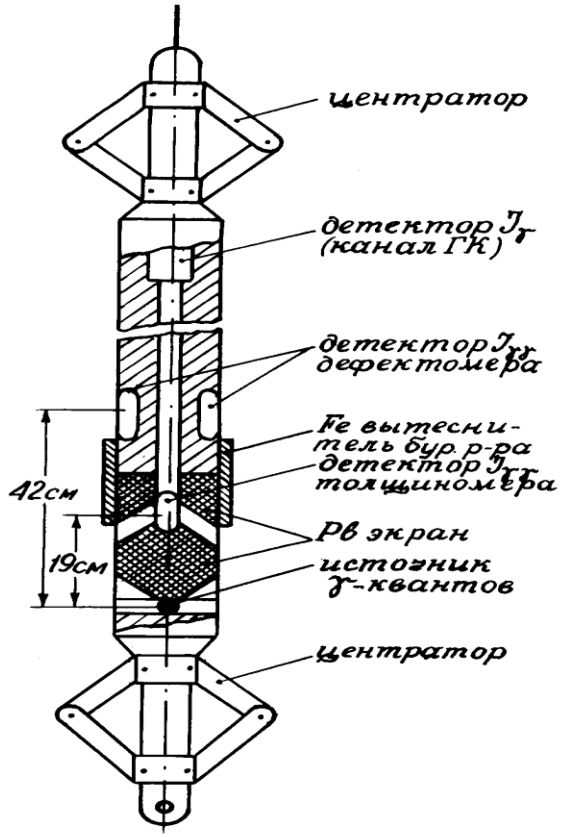

Рис. 29.2. Конструкция гамма-дефектомера-толщиномера СГДТ-3

Рис. 29.3. Пример записи результатов гамма-гамма-толщиномера

В качестве источника γ-квантов использован радионуклид Cs^{137}. Детектор короткого зонда-толщиномера размещен в 19 см от источника. Это расстояние и углы наклона коллимационных отверстий выбраны так, чтобы интенсивность рассеянного γ-излучения зависела, главным образом, от толщины обсадной колонны. На рис. 29.3 приведен пример диаграммы $I_{\gamma\gamma}$ зонда-толщиномера. Детектор длинного зонда-дефектомера состоит из 3-х (через 120º) сцинтилляционных счетчиков.

Размер длинного зонда (42 см) выбран таким, чтобы на его показания влияла, в основном, плотность среды за стенкой ОК. Между детекторами и источником размещен свинцовый экран. Устранение фона излучения, существующего за счет рассеяния γ-квантов скважинной жидкостью, достигается уменьшением зазора между кожухом СП и стенкой ОК до 8-10 мм с помощью стального вытеснителя промывочной жидкости.

В верхней части СП установлен детектор канала ГК, диаграммы которого служат для привязки к разрезу скважины кривых толщиномера и дефектомера. Прибор центрируется в скважине рычагами центрирующих фонарей, обеспечивающих его устойчивое положение по оси скважины при углах наклона до 30º.

Электронная схема прибора выполнена на интегральных микросхемах и обеспечивает формирование и передачу на поверхность сигналов по трехжильному кабелю.

Рис. 29.4. Пример записи результатов индукционной дефектометрии

Индукционные дефектомеры основаны на принципе электромагнитной дефектоскопии. Скважинный прибор содержит генераторную и приемную катушки, электромагнитная связь между которыми осуществляется по обсадным трубам. Частота переменного тока генератора – 300-400 Гц. Затухание сигнала зависит от толщины стенок труб. По этой причине измеряют либо амплитуду сигнала в приемной катушке, либо сдвиг фаз между сигналами в приемной и генераторной катушках.

Для примера на рис. 29.4 приведена запись результатов индукционной дефектометрии, на которой хорошо фиксируются как дефекты ОК, так и соединительные муфты.

В институте ВНИИГИС (г. Октябрьский) разработан скважинный электромагнитный дефектомер, в котором генераторная катушка питается не синусоидальным, а импульсным током. Такой дефектомер позволяет определять толщину труб в двухколонной конструкции, например, насосно-компрессорных и обсадных. Погрешность в определении толщины стенок внутренней колонны ±0,5 мм, наружной ±1,5 мм

Оптические методы включают фотографирование и телепередачу изображения из скважины. Они используются для изучения состояния обсадных колонн и фильтров, а в необсаженных скважинах – для изучения геологического разреза. При фотосъемке или передаче изображения стенка скважины освещается лампой-вспышкой. Естественно, жидкость в скважине должна быть прозрачной.

Акустические методы – основаны на регистрации упругих волн, отраженных от стенки скважины (обсадной трубы). Амплитуды отраженных волн пропорциональны волновому сопротивлению отражающей поверхности и несут информацию о её строении.

В скважинном акустическом телевизоре (САТ) один и тот же пьезоэлектрический преобразователь используется и для излучения импульсов колебаний высокой частоты и для измерения отраженного сигнала в промежутках между импульсами. В скважинном приборе преобразователь вращается с частотой 3-4 об/мин. За один оборот излучается около 1000 импульсов ультразвуковых колебаний. Принятые отраженные сигналы усиливаются и поступают в наземную аппаратуру, где обрабатываются на ЭВМ и выводятся на принтер в виде развернутого цветного изображения стенки скважины в УЗ акустических волнах, на котором заметны все дефекты обсадной колонны.

На рис. 29.5 представлено изображение внутренней поверхности 9" колонны, на котором хорошо видна зона смятия колонны в интервале 2865-2880 м и косая желобообразная выработка стенки в интервале 2880-2940 м.

Определение положения соединительных муфт производится с помощью прибора, называемого локатором муфт (ЛМ). Простейший локатор муфт (рис. 29.6) состоит из катушки индуктивности с большим количеством витков и 2-х постоянных стержневых магнитов, установленных по обе стороны от катушки одноименными полюсами навстречу друг другу. Оси катушки и магнитов совпадают. Магнитные силовые линии постоянных магнитов пронизывают катушку индуктивности и замыкаются через трубу. При движении локатора в трубе, имеющей постоянную толщину стенок, магнитные потоки обоих магнитов одинаковы и компенсируют друг друга. Сигнал на выходе катушки индуктивности равен 0. При прохождении локатора мимо стальной соединительной муфты сначала усиливается магнитный поток верхнего магнита, затем – нижнего.

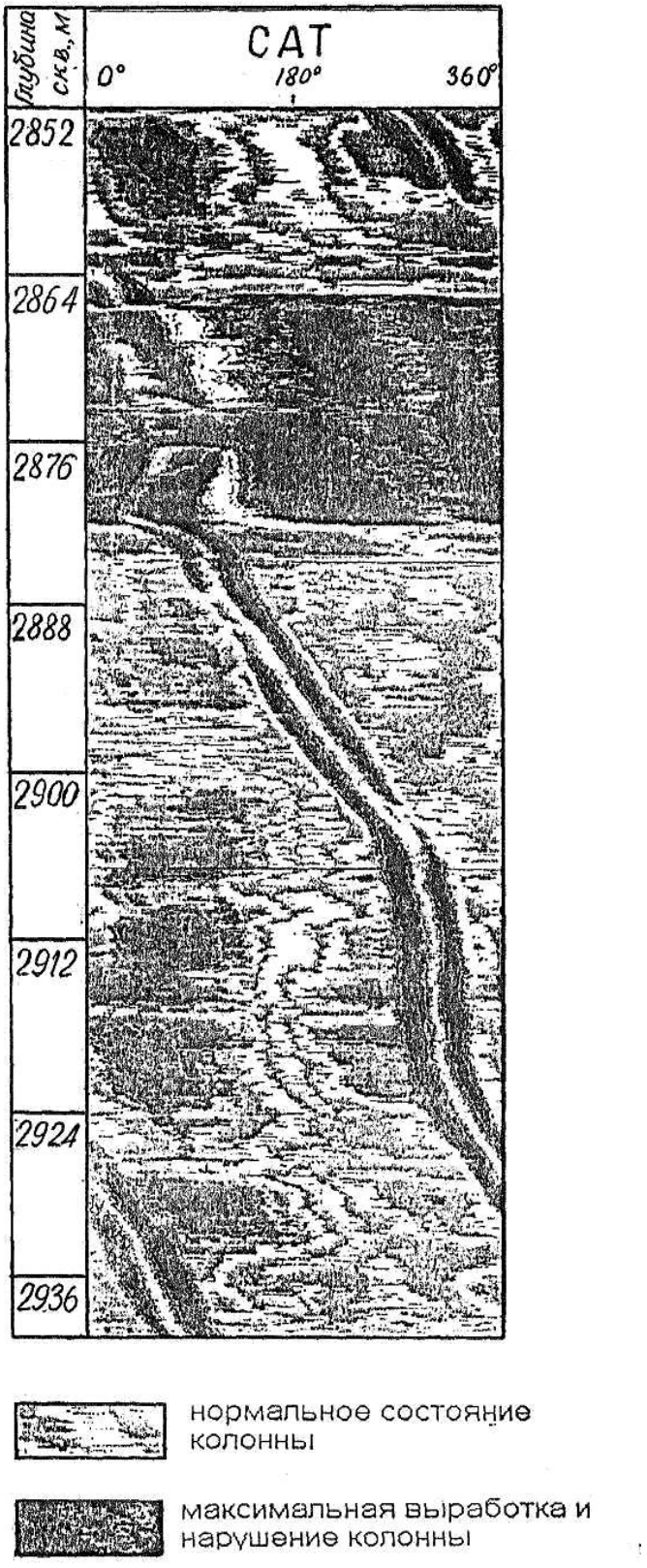

Рис. 29.5. Черно-белая копия результатов акустической дефектометрии обсадной колонны в одной из скважин Оренбургского НГКМ. В интервале 2865-2880 м – зона смятия колонны; в интервале 2880-2930 м – желобо-образная выемка. (По материалам Е. А. Ишковой)

На выводах катушки появляется двуполярный импульс напряжения (рис. 29.6, *б*), который и регистрируется на поверхности. Амплитуда сигнала достаточно велика, так что никаких усилителей здесь не требуется.

Локатор реагирует и на некоторые повреждения ОК – трещины, перфорационные отверстия.

Диаграммы ЛМ используют для точной привязки интервалов перфорации. Муфты служат реперами. Их положение увязывают с маркирующими горизонтами обычных каротажных диаграмм необсаженных скважин путем совместной записи диаграмм ГК и ЛМ. Затем глубину спуска перфораторов проверяют по муфтам колонны. Обычное расстояние между соединительными муфтами – около 10 м.

Определение мест прихвата ОК осуществляют с помощью приборов, называемых прихвато-определителями. Эти приборы используют изменение магнитных свойств ОК, связанное с ее механическим напряжением. Как известно, выше прихвата напряжение меньше (здесь трубы

как бы опираются на породу), чем под ним. Прихватоопределители так же, как и локатор муфт, содержат катушку индуктивности и пару постоянных магнитов, магнитный поток которых замыкается через стенку колонны и пересекает витки катушки индуктивности (рис. 29.7).

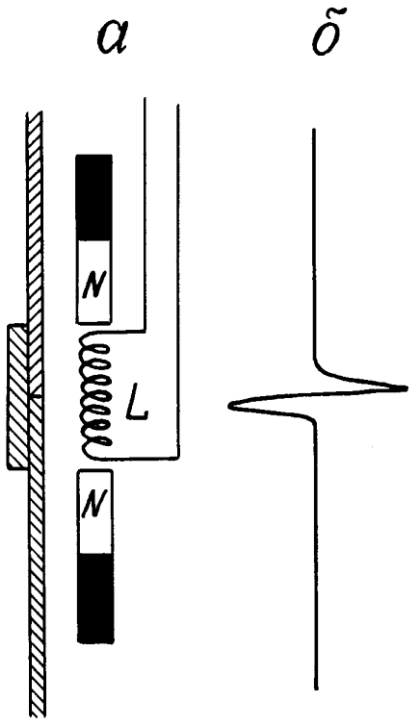

Рис. 29.6. Устройство простейшего локатора муфт (*а*) и вид диаграммы локатора (*б*)

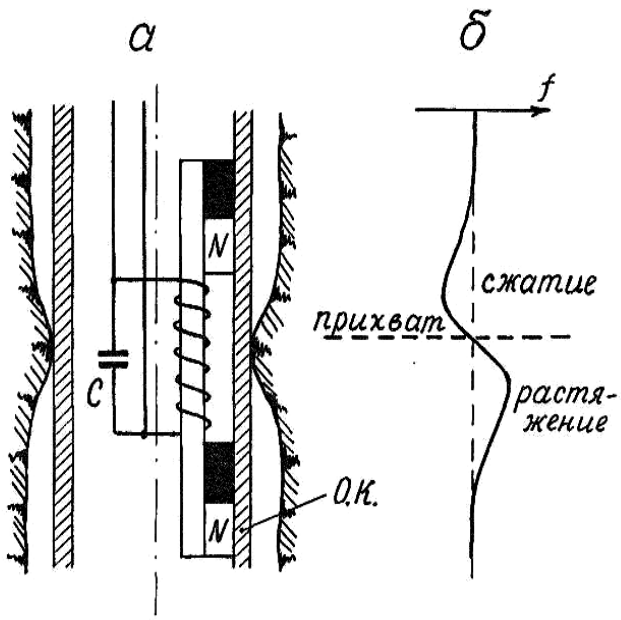

Рис. 29.7. Устройство прихватоопределителя фирмы «Хомко» (*а*) и изменение частоты его сигнала при пересечении места прихвата обсадной колонны *(б*) по Р. Дебранду, 1972

Катушка индуктивности включена в качестве частотозадающего элемента в схему LC-генератора. Когда при переходе через место прихвата меняется механическое напряжение в трубах, это вызывает изменение их магнитной проницаемости и, как следствие, – изменение частоты сигнала на выходе генератора (рис. 29.7, *б*).

Положение "прихвата" можно определить и с помощью обычного локатора муфт. Методика таких работ поясняется на рис. 29.8.

Сначала снимают обычную диаграмму ЛМ (кривая 1). Затем в скважину опускают намагничивающее устройство и через определенный интервал ставят на колонне магнитные метки – намагничивают небольшие участки ОК. Снова снимают диаграмму ЛМ (кривая 2), на которой будут отбиты уже не только соединительные муфты, но и магнитные метки. На диаграмме 2 они помечены точками. После этого трубу подвергают механическому усилию – начинают вытаскивать ее с помощью специальных домкратов или закручивать.

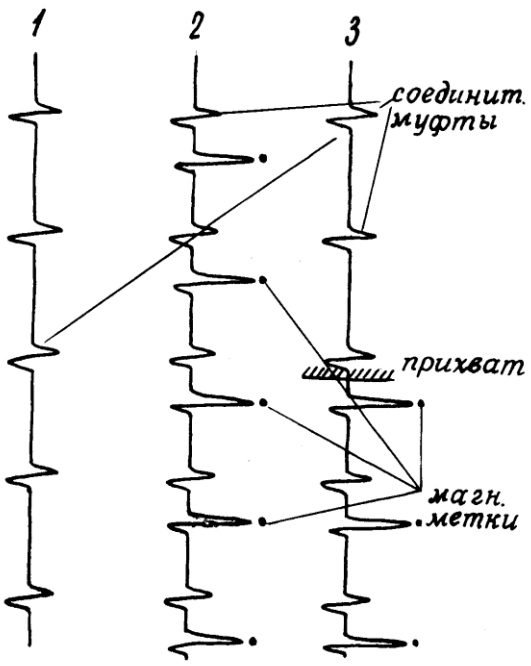

Рис. 29.8. Определение местоположения прихвата обсадной колонны с помощью локатора муфт:
1 – первичная диаграмма локатора; *2* – после простановки магнитных меток; *3* – после закручивания колонны

Это механическое воздействие вызывает размагничивание магнитных меток, и они исчезают. Но ниже прихвата механическое усилие не передается, и магнитные метки там сохраняются. Еще раз снимают диаграмму ЛМ (кривая *3*). По промежутку, где исчезают магнитные метки, определяют положение прихвата. После этого труба может быть обрезана выше места прихвата и извлечена на поверхность для повторного использования.

Контрольные вопросы

10. Какими параметрами характеризуется состояние обсадных колонн в скважине?
11. Какие методы применяются при дефектометрии ОК?
12. Поясните, как устроен скважинный гамма-дефектомер-толщиномер СГДТ-3.
13. Как устроены индукционные дефектомеры?
14. Как устроен локатор соединительных муфт?
15. Что такое "прихват" обсадной колонны?
16. Как определяют положение мест прихвата ОК в скважинах?
17. Укажите преимущества акустической дефектометрии.

Глава 30. Отбор проб пластовых флюидов

Обычное опробование пластов занимает много времени. Его выполняют после завершения бурения, спуска и цементирования обсадной колонны методом ***пробной*** эксплуатации: исследуемый интервал вскрывают перфораторами, изолируют от др. интервалов и откачивают из него нефть, газ или воду (в зависимости от характера насыщения пласта). Интервалы для опробования выделяют на основании изучения комплекса каротажных диаграмм и керна.

Ускорить этот процесс и повысить эффективность буровых работ можно, если опробовать перспективные пласты сразу после их вскрытия бурением, без крепления скважины. Для этого используют испытатели пластов на трубах (ИПТ) и опробователи пластов на кабеле (ОПК).

Применением ОПК занимаются сотрудники геофизической службы.

Опробователь пластов содержит корпус с прижимным устройством и герметизирующий башмак с каналом для прохождения флюида, камеру для сбора пробы, а также привод.

Более подробно принцип действия и конструкцию опробователей пластов разберем на примере прибора ОПУ-65 (рис. 30.1).

В ОПУ-65 применен электрогидравлический привод.

В корпусе прибора, заполненном рабочей жидкостью РЖ, размещены электромотор ЭМ с поршнем П и поршни прижимного устройства ПУ и герметизирующего башмака ГБ, а также подпружиненный шток Ш. Прибор опускают в скважину на каротажном кабеле и устанавливают напротив исследуемого пласта. При подаче питания на электромотор ЭМ он приходит во вращение и начинает опускать поршень П. Давление рабочей жидкости РЖ возрастает и выдвигает прижимное устройство ПУ и герметизирующий башмак ГБ. Прибор оказывается прочно заклиненным в скважине. Подпружиненный шток Ш, опускаясь, открывает камеру К для сбора пробы и соединяет ее с отверстием в герметизирующем башмаке ГБ, который разобщает исследуемый участок стенки скважины и саму скважину. Давление в камере К равно атмосферному, давление в пласте – много больше. Под действием пластового давления флюид из пласта поступает в канал ГБ и заполняет камеру К. О поступлении пробы в камеру К свидетельствует повышение давления в ней, зарегистрированное датчиком давления ДД. После заполнения камеры двигатель ЭМ реверсируют. Давление рабочей жидкости РЖ на поршни ГБ и ПУ падает.

Шток Ш поднимется, закупоривая своей нижней частью камеру К и одновременно соединяя отверстие разгерметизации ОР с каналом в герметизирующем башмаке. Давление под башмаком ГБ и снаружи его выравнивается, происходит разгерметизация башмака, и он втягивается в углубление корпуса опробователя. Втягивается и прижимное устройство ПУ.

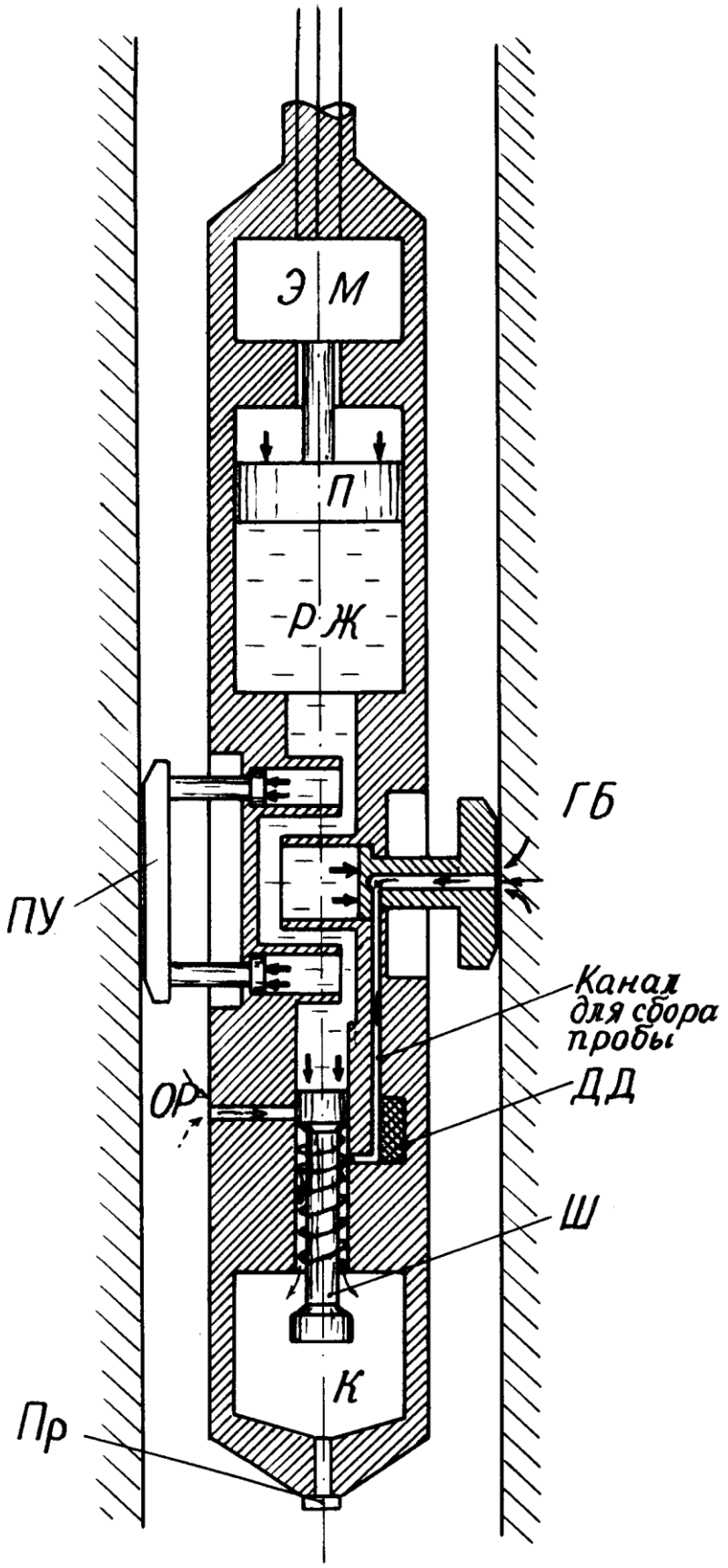

Рис. 30.1. Устройство опробователя пластов на кабеле ОПУ-65

После этого опробователь можно поднимать к устью скважины и извлекать на поверхность. По извлечении опробователя из скважины его подвешивают над ведром или другой емкостью, вывинчивают пробку Пр и сливают туда отобранную пробу. Емкость камеры К составляет 4,5 л.

При отсутствии притока прибор можно переместить на другую точку и попытаться отобрать пробу еще раз. Опробователь допускает до 8 повторений попыток отобрать пробу. ОПУ-65 является универсальным прибором, его можно применять не только в нефтяных и газовых, но и в рудных, угольных и гидрогеологических скважинах. Его длина – 3,7 м, масса – 65 кг, диаметр – 65 мм.

ОПУ-65 является одним из наиболее простых. Другие опробователи (ОПН, ОПГ, ОПТ и т. д.) имеют большие размеры и снабжаются зарядами взрывчатого вещества для пробивания канала в породе и для отрыва герметизирующего башмака от стенки скважины.

Результаты опробования пластов приборами на кабеле позволяют выделять в разрезе породы коллекторы и неколлекторы, определять характер насыщения пластов и, следовательно, устанавливать положение водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов, а также оценивать гидродинамические характеристики пластов.

Так, например, наличие притока в камеру свидетельствует, что пласт является коллектором, отсутствие притока – неколлектором.

Характер насыщения определяют по результатам анализа отобранных проб. Нефтеносные пласты выделяются по составу УВГ с повышенным содержанием тяжелых углеводородов. Признак водоносного пласта – низкое газосодержание с преобладанием метана. Высокое содержание метана свидетельствует о газоносности пластов.

Наиболее эффективно применение ОПК в случае опробования гранулярных коллекторов. В случае коллекторов трещинного типа велика вероятность того, что отверстие в герметизирующем башмаке расположится против непроницаемого промежутка и, следовательно, потребуется много точек опробования.

Результаты опробования позволяют оперативно уточнить результаты интерпретации каротажных диаграмм.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляется опробование продуктивных пластов методом пробной эксплуатации?
2. В чем преимущества опробования пластов приборами на кабеле перед опробованием по традиционной методике?
3. Какие устройства входят в состав опробователя на кабеле?
4. Какие задачи позволяют решить результаты ОПК?
5. Каким образом по отобранной пробе пластового флюида можно определить характер насыщения пласта?
6. Каков объем камеры для сбора пробы в опробователе ОПУ-65?

Глава 31. Прострелочно-взрывные работы в скважинах

Прострелочно-взрывные работы в скважинах (ПВР) включают отбор грунтов (отбор образцов пород из стенок скважины), перфорацию обсадных колонн, торпедирование и некоторые др. операции.

§ 1. Отбор грунтов

Основные сведения о геологическом разрезе пробуренных скважин геологи получают на основании изучения керна, извлеченного при бурении, и уточняют по каротажу. В тех случаях, когда эти данные недостаточны или вступают в противоречие, или когда отсутствует керн, строение геологического разреза уточняют с помощью образцов, добытых из стенок скважин с помощью так называемых "грунтоносов". Работы по отбору грунтов выполняются геофизиками с использованием кабеля и спуско-подъемного оборудования каротажных станций (или подъемников).

Наибольшим распространением пользуются боковые стреляющие грунтоносы (рис. 31.1).

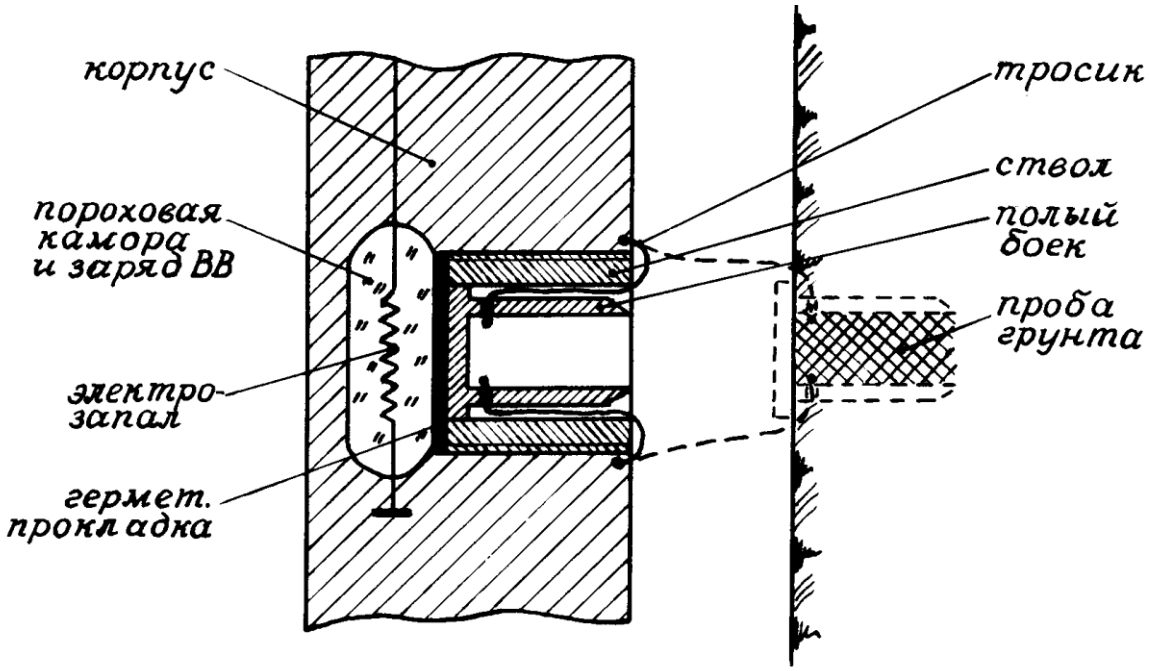

Рис. 31.1. Устройство бокового стреляющего грунтоноса

Такой грунтонос состоит из массивного корпуса, в котором высверлено несколько отверстий для стволов. Позади каждого отверстия располагается пороховая камора, которая заполняется зарядом взрывчатых веществ (ВВ) и отделяется от ствола герметизирующей прокладкой, после чего в отверстие ввинчивается короткий стальной ствол. Ствол заряжается сталь-

ным бойком, имеющим форму стаканчика с острыми кромками и утолщенным днищем. Через отверстия вблизи днища бойка продернут гибкий стальной тросик, которым боек крепится к корпусу.

В пороховой каморе располагается электрозапал. Грунтонос подсоединяют к каротажному кабелю и опускают на необходимую глубину. Через электрозапал пропускают электрический ток, который воспламеняет заряд в пороховой каморе. Происходит выстрел, боек вылетает из ствола и вонзается в стенку скважины, внутренняя полость его заполняется горной породой.

Заряд подбирают таким, чтобы боек входил в породу до донышка, но не глубже (обычно это от 0,5 до 6 г пороха, в зависимости от крепости породы). После выстрела каротажный кабель наматывают на лебедку, грунтонос начинает подниматься и выдергивает бойки из стенки скважины. Число стволов в одном грунтоносе – от 10 до 30. Диаметр образцов в разных грунтоносах от 10 до 26 мм, длина 20-65 мм, объем пробы составляет 3-27 $см^3$.

При отборе грунтов количество выносимых образцов не превышает 50-70 % от количества стволов в грунтоносе, так как какая-то часть стволов не "выстреливает" из-за нарушения герметичности прокладки и попадания воды в пороховую камору, часть бойков обрывается, еще из какой-то части бойков при подъеме высыпается проба.

Наряду со стреляющими грунтоносами существуют и невзрывные, сверлящие и фрезерующие керноотборники.

Сверлящий керноотборник (рис. 31.2) состоит из корпуса с прижимным устройством и миниатюрного пустотелого цилиндрического бура, ось которого перпендикулярна оси прибора. Привод и подача бура электрические. В корпусе имеется бункер для сбора образцов. Диаметр каждого образца около 20 мм, длина – 40 мм. За один спуск отбирают от 5 до 15 образцов.

Представляет интерес конструкция фрезерующего грунтоноса, впервые разработанного американскими инженерами в рамках проекта "Могол", имевшего целью бурение сверхглубоких скважин в дне мирового океана, доходящих до мантии. Сейчас такие грунтоносы выпускаются и отечественной промышленностью (например, дисковый призматический керноотборник ДПК-140).

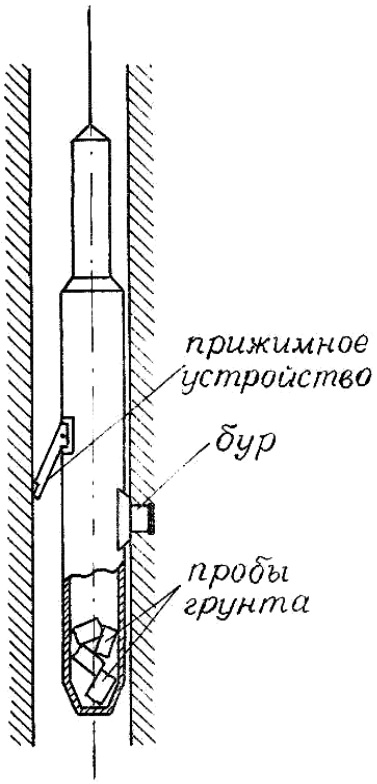

Рис. 31.2. Боковой сверлящий керноотборник СКТ-1

Прибор, изображенный на рис. 31.3, состоит из массивного корпуса с прижимным устройством и двух армированных алмазами дисковых фрез, выступающих из корпуса под острым углом. С помощью электродвигателя фрезы приводятся во вращение и получают еще и поступательное движение. Двигаясь снизу вверх, фрезы вырезают из стенки скважины трехгранную призму длиной 1,5 м.

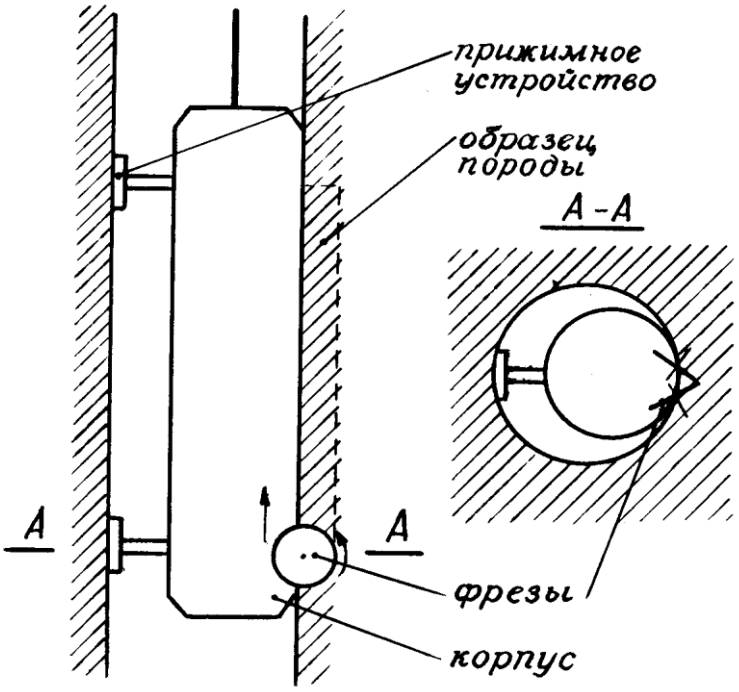

Рис. 31.3. Устройство дискового призматического грунтоноса (по Р. Дебранду)

В нефтяных и газовых скважинах по образцам из стенок скважины уточняют интерпретацию геофизических данных, проверяют заключение о нефтегазоносности пластов и их коллекторских свойствах.

В углеразведочных скважинах контролируют правильность выделения угольных пластов и изучают их качественные характеристики.

В рудных скважинах уточняют интерпретацию и определяют процентное содержание металла.

§ 2. Перфорация обсадных колонн

Перфорация ОК необходима для того, чтобы вскрыть нефтеносные или газоносные пласты и обеспечить доступ флюида из пласта в скважину.

Пулевые перфораторы устроены, в принципе, так же, как боковые стреляющие грунтоносы, только заряжают их не полым бойком, а сплошной стальной пулей, которая должна пробить обсадную колонну, цементный камень и войти в пласт на 30-40 см.

Для повышения пробивной способности пули стволы в перфораторах удлиняют за счет того, что располагают их вертикально, закругляя в нижней части до выхода из корпуса (рис. 31.4). Это так называемые вертикальные пулевые перфораторы (например, ПВН-90).

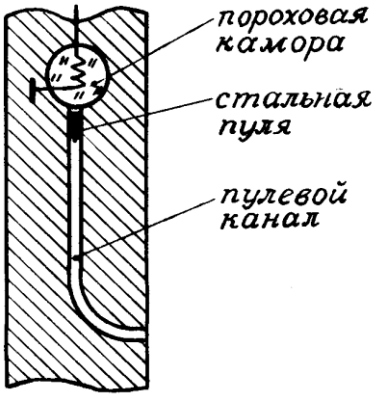

Рис. 31.4. Устройство вертикального пулевого перфоратора

Пулевые перфораторы бывают селективные и залповые. В залповых все пороховые каморы соединяются друг с другом, и все стволы выстреливают одновременно. В селективных перфораторах имеется переключатель контактов, позволяющий производить выстрелы поочередно.

Кумулятивные перфораторы прожигают отверстие в ОК и стенке скважины струей раскаленных газов и расплавленного металла.

Устройство кумулятивного перфоратора показано на рис. 31.5. Он состоит из корпуса, металлической воронки и крышки. Пространство между корпусом и металлической воронкой заполнено промежуточным детонатором и основным зарядом ВВ. Промежуточный детонатор нужен для инициирования более быстрого взрыва основного заряда. Подрыв промежуточного детонатора обычно производится с помощью детонирующего шнура, проходящего у днища корпуса заряда. Пространство между металлической воронкой и крышкой заряда остается свободным. Это необходимо для формирования узкой струи раскаленных газов и расплавленного металла. При взрыве эта струя вылетает со скоростью 8-10 км/с и развивает давление 250-300 тыс. кг/см^2.

Кумулятивные перфораторы бывают корпусные и бескорпусные. Корпусные имеют примерно такие же стволы, как и боковые стреляющие грунтоносы, но вставляют в них не бойки, а кумулятивные заряды. В бескорпусных заряды крепятся к раме из продольных железных прутьев.

Кроме описанных перфораторов, существуют еще и перфораторы невзрывные, сверлящие и гидроабразивные.

В гидроабразивных перфораторах отверстие в ОК и породе проделывает струя воды, насыщенная кварцевым песком, которая под большим давлением подается на стенку скважины. Время проделывания одного отверстия – несколько минут.

Достоинство гидроабразивных перфораторов в том, что, медленно поворачивая их вокруг продольной оси, ими можно обрезать ОК.

Оптимальное количество перфорационных отверстий, как показали специальные исследования, – от 4 до 30 на 1 погонный метр ствола скважины.

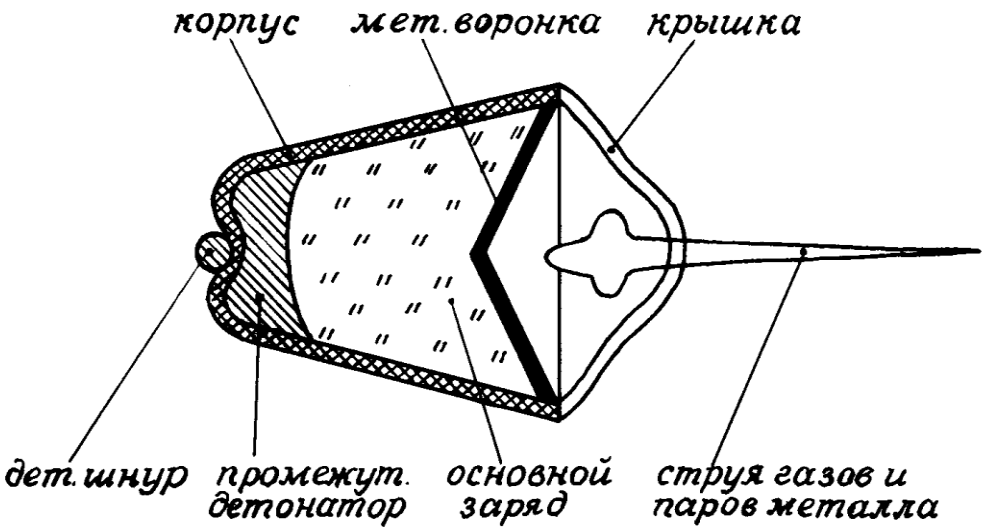

Рис. 31.5. Принцип действия перфоратора кумулятивного типа

В последнее время в отечественную практику внедряются так называемые "***щелевые***" перфораторы. Такой перфоратор опускается в скважину на насосно-компрессорных трубах и прорезает в обсадной колонне две узкие щели шириной от 8 до 12 мм с противоположных сторон колонны с помощью двух вращающихся фрез. Привод перфоратора гидравлический. Сразу после прорезания щели в неё подается струя жидкости под большим давлением, которая разрушает цементный камень и прилегающую к нему часть пласта. Длина прорезаемых щелей может достигать 50 м. По этой причине такие перфораторы наиболее удобны для вскрытия продуктивных интервалов в горизонтальных скважинах.

§ 3. Торпедирование скважин

Торпедированием называют взрыв в скважине.

Торпедирование производят с целью ликвидации прихватов бурильных, насосно-компрессорных и др. труб в скважинах, для ликвидации аварий при бурении, для очистки фильтров в скважинах, а также для "оживления" старых нефтяных и газовых месторождений.

Скважинная торпеда состоит из заряда ВВ и средства взрывания – электрозапала, капсюля-детонатора и шашки высокобризантного ВВ, усиливающего начальный импульс детонации.

Торпеды различают герметичные и негерметичные, фугасные и кумулятивные и пр.

Для "встряхивания" бурового инструмента или ОК в скважинах с целью облегчения последующего развинчивания, для очистки фильтров используют так называемые "торпеды детонирующего шнура" (ТДШ) – отрезки обычного детонирующего шнура.

Для оживления старых нефтяных месторождений в скважинах взрывают очень большие заряды, включая атомные мощностью 4-5 кт.

Ядерный взрыв создает в горных породах давление более чем в миллион атмосфер. Часть горной породы превращается в газ, на месте взрыва образуется полость диаметром около 30 м. В толще горных пород появляется множество мелких трещин, проникающих на расстояние до 100 м от центра. Увеличивается проницаемость горных пород, и в результате возрастает дебит нефтяных и газовых скважин. Такие "мирные" взрывы неоднократно производились на территории СССР. Два ядерных взрыва, проведенных на газовых месторождениях Восточной Сибири в конце 70-х годов, привели к увеличению добычи газа в 20 раз и позволили дополнительно добывать нефть. Еще 2 ядерных взрыва в 1969 г. на Осинском месторождении в Пермской области обеспечили добычу более 300 тыс. тонн нефти (газета "Уральский рабочий" от 15.03.95).

Однако, кроме положительных результатов, ядерные взрывы в скважинах имеют и очень существенные отрицательные последствия, связанные с заражением подземных вод радиоактивными элементами.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях прибегают к отбору грунтов из стенок скважин?
2. Поясните, как устроен боковой стреляющий грунтонос.
3. С помощью каких устройств невзрывного действия могут быть отобраны пробы грунтов из стенок скважин?
4. Как устроены скважинные пулевые перфораторы?
5. Как устроен кумулятивный перфоратор?
6. Каково оптимальное количество перфорационных отверстий на 1 погонный метр ствола скважины?
7. Как устроены перфораторы невзрывного принципа действия?
8. Что такое торпедирование скважин?
9. С какой целью производят торпедирование скважин?
10. Каковы достоинства и недостатки ядерных взрывов в скважинах?

ЧАСТЬ VI
СКВАЖИННАЯ ГЕОФИЗИКА

Скважинная геофизика, в отличие от каротажа, – это геофизические методы исследования больших объемов горных пород, находящихся в межскважинном или околоскважинном пространстве, с целью поисков и разведки полезных ископаемых.

Как самостоятельный раздел ГИС скважинная геофизика сформировалась в 50-х годах XX века, хотя отдельные ее методы были известны с начала века (например, метод заряженного тела – с 1908 г.).

В настоящее время скважинная геофизика имеет на вооружении почти те же методы, что и полевая геофизика, но при этом отличается большей глубинностью, так как позволяет приблизить к объекту исследования измерители естественных и искусственных физических полей и источники последних.

Иногда скважинную геофизику объединяют с шахтной под общим названием "подземная геофизика" (А. Г. Тархов, 1973).

Большой вклад в развитие скважинной геофизики внесли уральские ученые – сотрудники Института геофизики УрО РАН и геофизического факультета Свердловского горного института (ныне Уральского государственного горного университета).

Основная область применения скважинной геофизики – это месторождения различных руд.

Глава 32. Скважинный вариант метода естественного электрического поля (ЕП-С)

§ 1. Физические основы метода

Применение скважинного варианта метода ЕП направлено на изучение объемной структуры естественных электрических полей (ЕЭП). Для этой цели привлекаются измерения потенциалов электрических полей как на поверхности Земли, так и в скважинах или шахтах. Как известно, естественные электрические поля обусловлены электрохимическими процессами, протекающими на границах различных геологических образований или на границе между горными породами и скважиной.

В рудной геофизике наибольший практический интерес представляют поля окислительно-восстановительного происхождения, связанные со скоплениями медных, медно-никелевых, полиметаллических или железных руд.

Как показывает опыт производственных работ и специальные исследования, естественные электрические поля на рудных месторождениях характеризуются не только отрицательными значениями потенциала на поверхности и в верхних частях разреза, но и положительными в нижних.

ЕЭП между верхними и нижними участками электропроводящих тел имеет сложную форму, но в первом приближении может рассматриваться как электрическое поле диполя. Интенсивность и объем поля зависят от многих факторов: минерального состава руд, степени их окисленности, химизма подземных вод, изменения физико-химических свойств вмещающих пород, глубины залегания, температуры и пр. Как правило, интенсивность естественных полей составляет десятки, реже – сотни мВ. На графитисто-пиритовых и магнетитовых скоплениях интенсивность полей выше, на полиметаллических – ниже.

Распространение поля вкрест простирания залежей составляет несколько сотен метров. В случае сочетания проводников наблюдаемое электрическое поле представляет собой сумму полей квазидиполей разных размеров, расположенных на различных расстояниях друг от друга по вертикали и горизонтали. Общей чертой структуры всех наблюдаемых полей на рудных месторождениях является существование области отрицательных потенциалов в верхних частях разреза и положительных на нижних горизонтах. Обычно ***область отрицательных потенциалов по глубине в 3-5 раз меньше, чем положительных***.

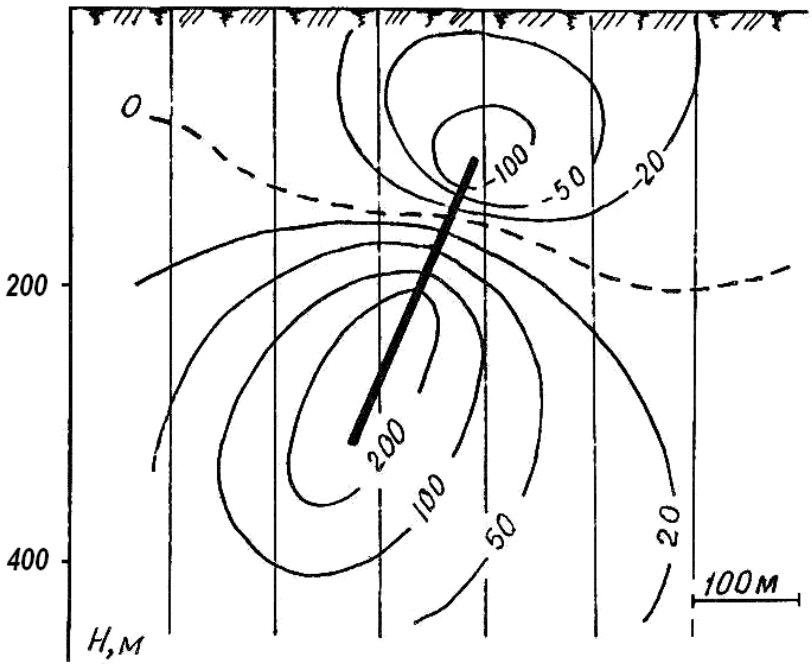

Рис. 32.1. Структура естественного электрического поля в вертикальной плоскости (по Ю. С. Рыссу, 1989)

Во всех случаях граница положительных и отрицательных частей поля (0-изолиния) проходит ниже уровня грунтовых вод. Местоположение отрицательных полюсов совпадает с зоной формирования вторичных сульфидов; положительные полюса соответствуют глубинным частям оруденения.

Интенсивность отрицательного поля быстро падает по мере удаления от рудной залежи, и на расстоянии около 200 м от верхних частей рудных тел поле близко к нормальному. Положительные поля занимают бóльшие объемы горных пород и прослеживаются на расстоянии 500-800 м от источника. Последнее обстоятельство позволяет обнаруживать рудные объекты на большом расстоянии от скважин. Общая структура ЕЭП в плоскости вертикального разреза показана на рис. 32.1.

С помощью метода ЕП-С можно решать следующие геологические задачи.

1. Обнаруживать рудопроявления.
2. Оценивать протяженность оруденения на глубину.
3. Определять элементы залегания и морфологию рудных тел.

Естественные электрические поля наблюдаются также над пегматитовыми жилами, но над ними они имеют обратную полярность.

§ 2. Методика наблюдений

Наблюдения потенциала выполняют относительно какой-то общей точки N, которую выбирают заведомо вне аномального участка.

Для измерений применяют неполяризующиеся электроды, лучше всего медно-желатиновые или каломельные ($HgCl_2$), обладающие высокой стабильностью собственных потенциалов. Наземный и скважинный электроды должны быть одного типа. Чтобы уменьшить разницу в условиях измерения в скважинах и на поверхности, поверхностный электрод N располагают в лунке с водой.

Предварительно опытным путем определяют температурный коэффициент измерительных электродов. В среднем его величина составляет $\approx 0{,}7$ мВ/^{o}С. При разности температур скважинного и поверхностного электродов, превышающей 5 ^{o}С, необходимо вводить поправку за влияние температуры. Соответственно при измерениях в глубоких скважинах необходимо проведение в них термометрии.

Измерения в скважинах выполняют поточечно через интервалы от 2 до 10 м как при спуске, так и при подъеме. Допустимые расхождения повторных замеров не должны превышать 2-3 мВ.

В качестве измерительных приборов используют автокомпенсаторы ЭСК-1, АЭ-72 или любые вольтметры с высоким входным сопротивлением.

Поскольку обсадные трубы искажают результаты измерений, создавая собственные электрические поля интенсивностью в сотни мВ, то точки наблюдения должны располагаться вне зоны действия этих полей, т. е. не ближе 20 м от башмака обсадной трубы, а поверхностный электрод N – не ближе 20 м от устья скважины.

Груз должен быть подвешен не ближе 2-3 м от скважинного измерительного электрода.

Для увязки измерений в разных скважинах и на поверхности используют общий поверхностный электрод N.

§ 3. Обработка и интерпретация результатов

По исправленным и увязанным значениям потенциала строят графики потенциала естественного поля по исследованным скважинам. На графиках выделяют поля во вмещающих породах, графически интерполируя значения потенциала в пределах локальных аномалий над рудными подсечениями, как это показано на рис. 32.2. Затем по точкам с равными значениями потенциала проводят изолинии поля.

По конфигурации изолиний в вертикальной плоскости судят о морфологии исследуемого естественного поля, о расположении и строении его источника. Местоположение полюсов определяют по изолиниям с наибольшими отрицательными и положительными значениями. Ось, соединяющая полюса, соответствует оси диполя и определяет направление падения объекта.

В качестве примера рассмотрим результаты исследований по одному из полиметаллических месторождений, приведенные на рис. 32.3.

Скважина 4, пробуренная для проверки наземной аномалии ЕП, оказалась безрудной. На графике потенциала отмечено наличие отрицательного поля в верхней части скважины до глубины 70 м и положительного до + 40 мВ – в нижней.

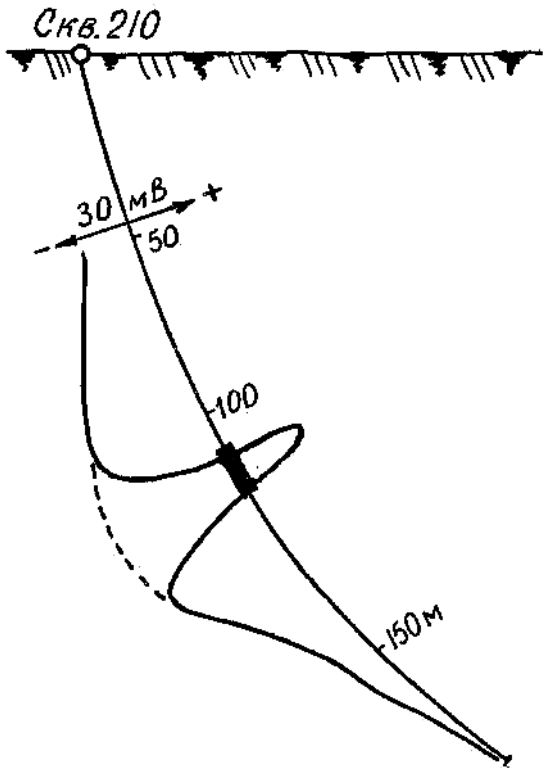

Рис. 32.2. Графическое выделение естественного поля во вмещающих породах

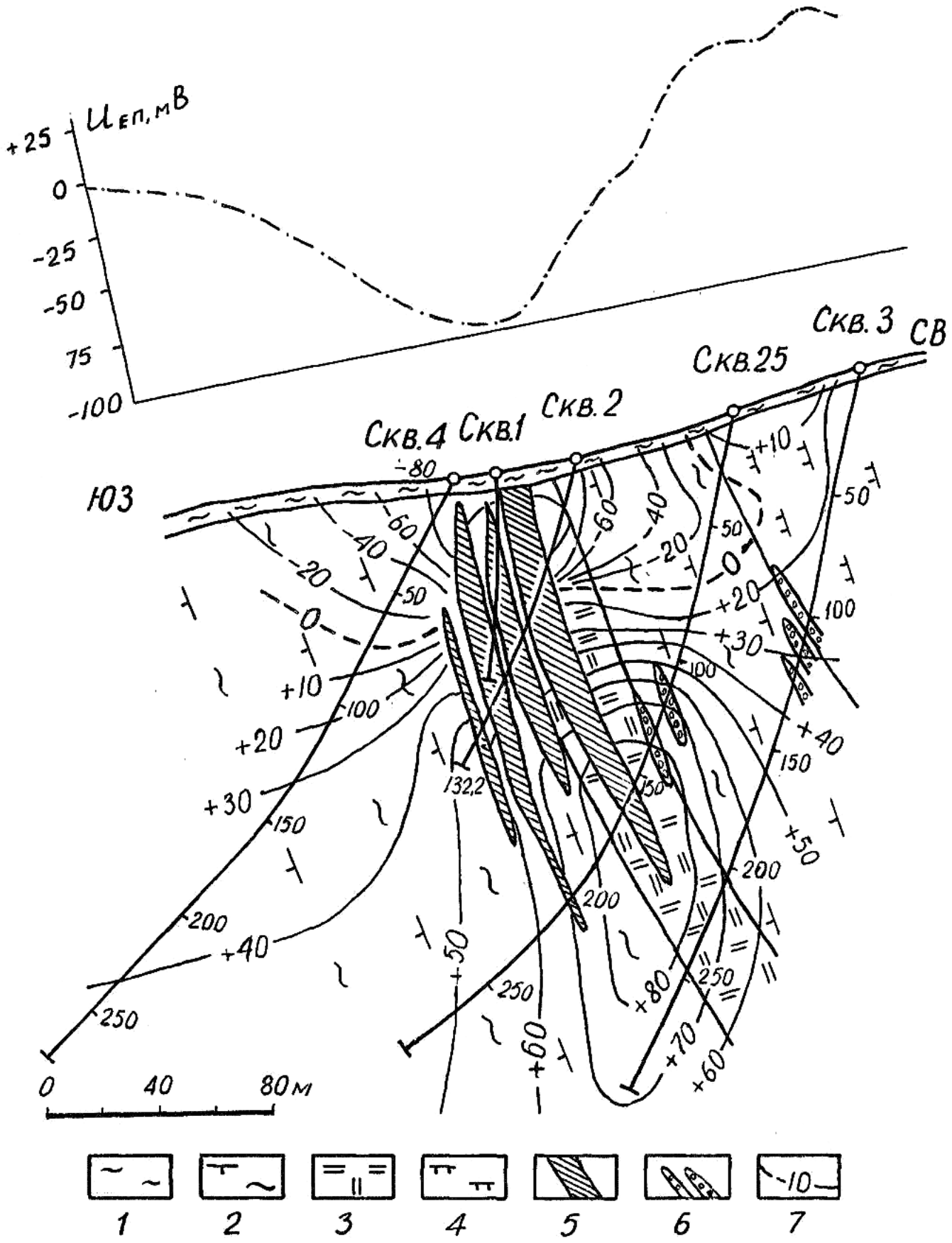

Рис. 32.3. Результаты исследования естественного электрического поля на одном из полиметаллических месторождений Рудного Алтая

Характер наблюденного поля свидетельствует о том, что головная часть аномального объекта находится вблизи верхней части скважины, с учетом поверхностной аномалии ЕП – к северо-востоку от скважины 4.

При последующем бурении четырех проверочных скважин №№ 1; 2; 25; 3 подсечено несколько параллельно залегающих рудных линз, длина которых по падению составляет 120-170 м. Скважина 3 оказалась за контуром выклинивания рудных тел. Наблюденное ЕЭП по всей длине её ствола положительное. Структура поля в разрезе имеет отчетливо дипольный характер. Положение отрицательного полюса соответствует верхним частям трех сближенных рудных линз, а положительного – одной из них, являющейся наиболее крупным рудным образованием.

Соотношение частей рудных тел, лежащих в положительных и отрицательных частях поля, составляет 1:3,5. Уровень выклинивания рудных линз оценивается по положению максимума ЕП и находится на глубине около 200 м.

Опыт применения метода ЕП-С свидетельствует, что разным типам рудных месторождений соответствует своя морфология и интенсивность естественного поля. Так, например, колчеданно-полиметаллическим месторождениям присущи сложные, вытянутые по простиранию аномалии, состоящие из ряда хорошо выделяющихся локальных полей; месторождениям вторичных кварцитов – плавные, изометричные широкие и интенсивные аномалии и т. п.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается скважинный вариант метода естественного электрического поля ЕП-С?
2. Дайте краткую характеристику объемной структуры ЕЭП.
3. От каких факторов зависит интенсивность ЕЭП?
4. Перечислите задачи, решаемые методом ЕП-С.
5. Какие электроды применяют в методе ЕП-С?
6. Какие факторы являются помехами при измерении ЕЭП?
7. Как по результатам метода ЕП-С оценить перспективы оруденения на глубину?

Глава 33. Метод заряженного тела

§ 1. Физические основы метода

Сущность метода заряженного тела (МЗТ) заключается в изучении электромагнитного поля, создаваемого зарядом, который помещается непосредственно в исследуемый проводящий объект. Последний должен быть вскрыт скважиной или горной выработкой. Второй электрод токовой цепи относят на такое расстояние (в "бесконечность"), чтобы его влиянием на исследуемое поле можно было пренебречь (рис. 33.1).

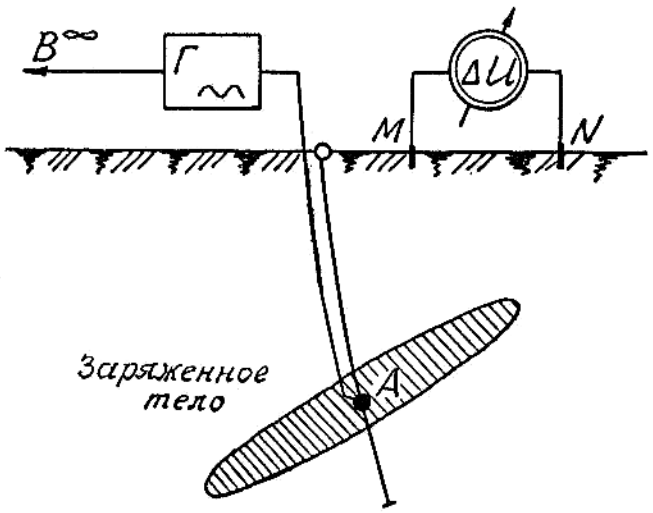

Рис. 33.1. Электрическая схема метода заряженного тела

В настоящее время применяют в основном две модификации метода. Первая используется для изучения так называемых "эквипотенциальных" проводников, т. е. объектов, обладающих высокой электропроводностью, таких как медноколчеданные рудные тела или залежи графита. Эта модификация осуществляется на постоянном или низкочастотном переменном токе с измерением электрической составляющей поля. Вторая модификация применяется при исследовании неэквипотенциальных проводников, например, полиметаллических залежей. К исследуемому объекту подводится переменный ток низкой частоты, а на поверхности измеряется магнитное поле, обусловленное токами, протекающими в объекте, вмещающей среде и подводящем кабеле. Здесь будет рассмотрена первая, классическая модификация метода.

§ 2. Методика наблюдений

Измерения в МЗТ производят на поверхности земли одним из трех способов: измеряют потенциал точек относительно удаленного измери-

тельного электрода по системе профилей, ориентированных вкрест простирания объекта, измеряют градиент потенциала по таким же профилям или непосредственно прослеживают изолинии потенциала. Независимо от принятой методики наблюдений результаты изображают в виде планов изолиний потенциала и графиков потенциала и градиента потенциала по отдельным профилям наблюдения.

Конфигурация изолиний на поверхности соответствует контурам заряженного рудного тела в плане: изометричные тела дают изолинии близкие к окружности, двумерные – изолинии, вытянутые по простиранию и т. д.

Направление большой оси вытянутых изолиний определяет азимут простирания заряженного тела. Изменение потенциала над проводником сравнительно невелико и густота изолиний мала. Наибольшее изменение потенциала, а следовательно, и густота изолиний наблюдаются над концами заряженного проводника.

Центр изолиний (максимум потенциала) располагается над той частью заряженного тела, которая наиболее близко подходит к поверхности. При заряде в однородной среде он совпадает с проекцией точки заряда на дневную поверхность.

Проводники, электрически не связанные с заряженным телом, проявляются на планах изолиний увеличением промежутка ("раздувом") между соседними изолиниями.

В качестве примера на рис. 33.2 приведены результаты работ методом заряда в пределах юго-восточной и восточной залежей медноколчеданного месторождения им. XIX Партсъезда на Южном Урале. Рудные тела месторождения имеют форму полого залегающих линз. Электрическое сопротивление сплошных колчеданных руд не превышает 1 Ом·м, сопротивление вмещающих пород от 700 Ом·м и выше. При заряде в скважину С-1, подсекающую юго-восточную залежь, эта залежь оконтуривается как заряженный проводник, с максимумом потенциала вблизи эпицентра заряда (рис. 33.2, *а*). Контуры внутренних изолиний в общих чертах повторяют конфигурацию юго-восточной рудной залежи.

На кривой градиента потенциала (рис. 33.2, *б*) границам залежи соответствуют экстремумы. Вблизи скважины С-2 выделяется аномалия проводимости (раздув изолиний), типичная для незаряженного проводника. Еще до окончания бурения этой скважины был осуществлен заряд в рудное подсечение. Изолинии потенциала, полученные при этом заряде (рис. 33.2, *в*), повторяют очертания восточной залежи в плане. Кривая градиента потенциала по профилю *II* (рис. 33.2, *г*) типична для пологого заряженного проводника, так как экстремумы её одинаковы по амплитуде. Юго-восточная залежь выделяется при этом заряде как незаряженный проводник.

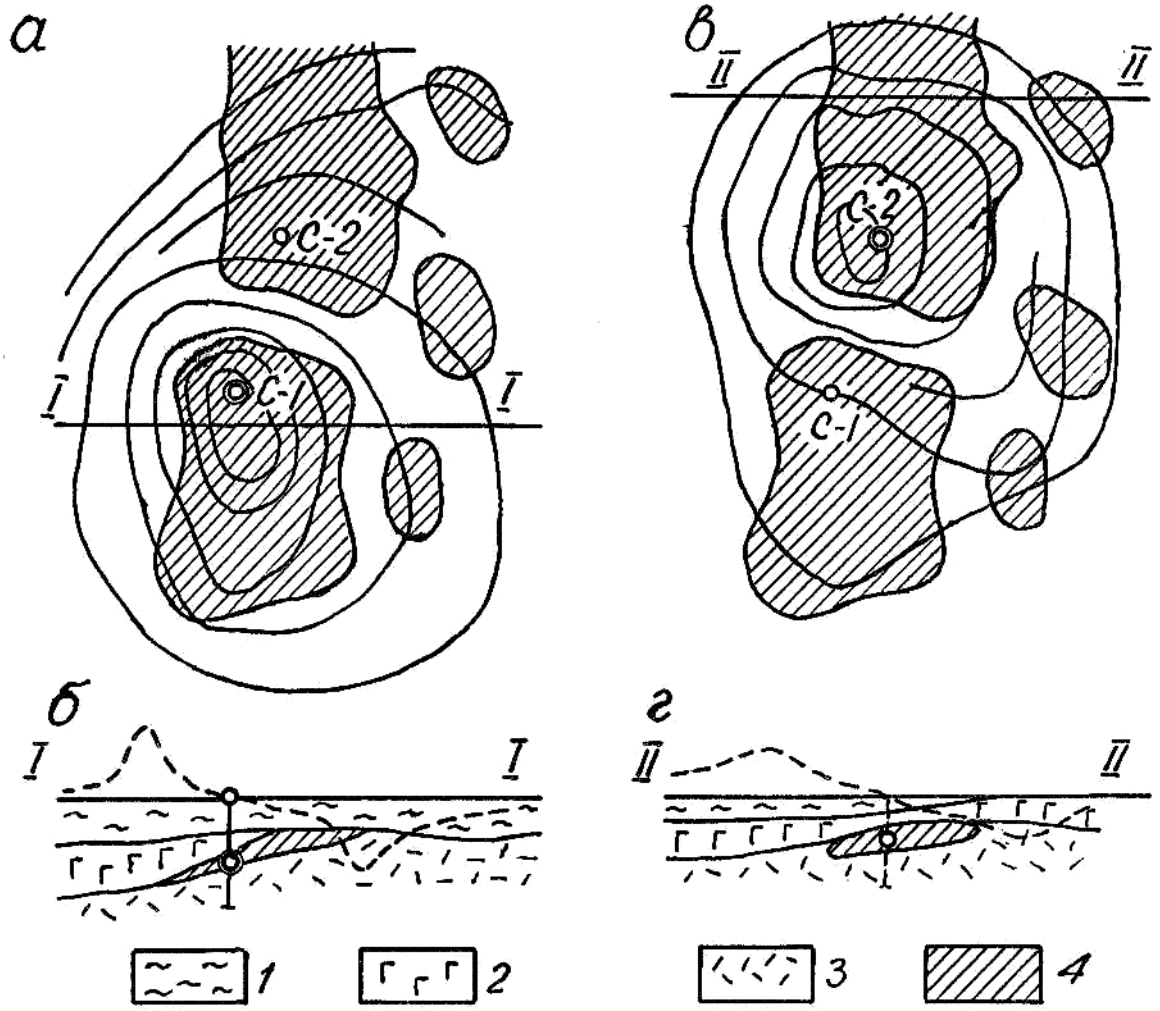

Рис. 33.2. Результаты метода заряженного тела на месторождении им. XIX Партсъезда на Южном Урале (по Б. А. Игошину):
а, в – планы изолиний потенциала при заряде в скважинах С-1 и С-2;
б, г – графики градиента потенциала по профилям *I* и *II*:
1 – рыхлые отложения; *2* – порфириты; *3* – альбитизированные дацитовые порфириты;
4 – сплошная колчеданная руда

Разработаны приёмы количественной интерпретации, позволяющие по графикам потенциала и градиента потенциала оценить размеры заряженных тел, глубину и элементы их залегания.

§ 3. Интерпретация результатов наблюдений

При количественной интерпретации результатов МЗТ необходимо учитывать влияние мешающих факторов, таких как анизотропия электрических свойств горных пород, рельеф местности, изменение мощности хорошо проводящих рыхлых отложений, недостаточно удаленное расположение электрода *B*.

Влияние анизотропии горных пород проявляется в том, что даже в отсутствии электрических неоднородностей изолинии потенциала приобретают эллиптическую форму, вытянутую по направлению слоистости. При этом отношение длин больших полуосей эллипсов к малым является величиной примерно постоянной как для центральных, так и для периферийных изолиний, в отличие от изолиний над протяженными проводниками, где это отношение убывает по мере удаления от эпицентра заряда.

Центр изолиний в анизотропной среде смещается от эпицентра заряда на отрезок d по восстанию слоистости (рис. 33.3). По отношению большой a и малой b полуосей эллиптической изолинии можно рассчитать коэффициент анизотропии λ, а по смещению d и глубине заряда H_3 – угол падения слоистости φ:

$$\varphi = \operatorname{arctg}\frac{a^2}{a^2 - b^2} \cdot \frac{d}{H_3 - h} \tag{33.1}$$

и

$$\lambda = \frac{\sqrt{\frac{a^2}{b^2} - \cos^2\varphi}}{\sin\phi}, \tag{33.2}$$

где h – мощность рыхлых отложений.

В УГГУ профессором А. А. Редозубовым разработана методика учета влияния анизотропии сопротивления на результаты метода заряда.

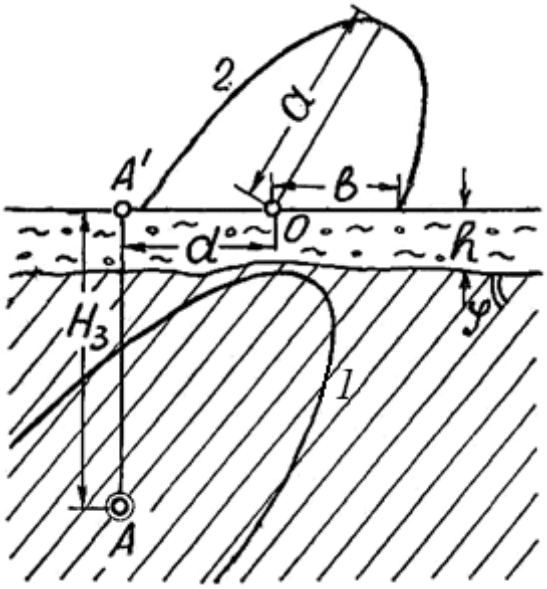

Рис. 33.3. Изолинии потенциала при заряде, расположенном в анизотропной среде:
1 – внутри анизотропных пород; *2* – на поверхности

Влияние рельефа местности сказывается из-за того, что изменяется расстояние *R* от точки заряда до точки наблюдения, и, соответственно, обратно пропорционально расстоянию изменяется потенциал последней.

Особенно наглядно это появляется при работах в гористой местности. Даже если породы, в которых выполнен заряд, однородны и изотропны, центр изолиний потенциала смещается вниз по направлению склона относительно проекции заряда на горизонтальную поверхность.

Как показано на рис. 33.4, это происходит из-за того, что в реальной местности проекция заряда на дневную поверхность *A*' не совпадает с её проекцией *A*" на горизонтальный план или карту.

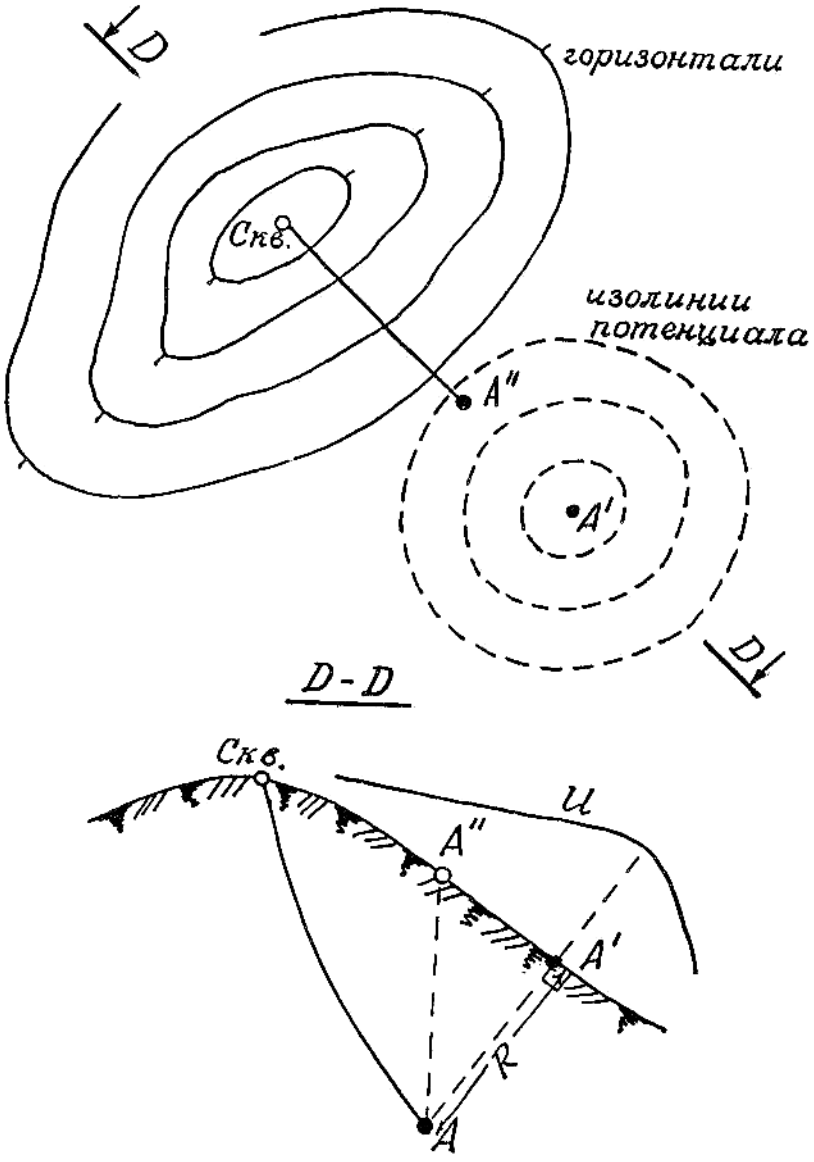

Рис. 33.4. Влияние рельефа местности на результаты наблюдений в методе заряда

Для учета влияния рельефа прибегают к пересчету измеренных на поверхности потенциалов в кажущееся сопротивление

$$\rho_к = 4\pi R\frac{U}{I}, \qquad (33.3)$$

где расстояние R между точками наблюдения и заряда определяют с учетом реального рельефа.

Изменение мощности рыхлых отложений оказывает свое влияние на результаты МЗТ из-за повышенной электропроводности этого слоя. Поэтому зоны увеличения мощности рыхлых отложений на планах изолиний проявляются таким же разряжением изолиний, как и другие, глубинные проводники, электрически не связанные с зарядным. Для разделения аномалий от глубинных и от приповерхностных проводников рекомендуется повторять наблюдения при заряде, установленном на поверхности у устья зарядной скважины, например, на её обсадной трубе. Аномалии, связанные с приповерхностными проводниками, будут присутствовать в поле обоих зарядов, тогда как аномалии от глубинных проводников в поле поверхностного заряда будут отсутствовать.

Влияние удаленного электрода B. Теория метода заряда и правила интерпретации построены, исходя из допущения, что электрическое поле создается одним только электродом A, а другой электрод B находится бесконечно далеко.

На практике расстояние до этого электрода всегда конечно и, если оно оказывается соизмеримо с расстоянием точки наблюдения M от погруженного электрода, то влияние удаленного электрода становится чересчур заметным, искажающим поле электрода A.

В простейшем случае, если взять точку наблюдения M на прямой, соединяющей эпицентр заряда и точку B (рис. 33.5, *а*), то потенциал точки M будет равен:

$$U_м = \frac{\rho I}{2\pi}\cdot\left(\frac{1}{\sqrt{r^2 + H_з^2}} - \frac{1}{L - r}\right). \qquad (33.4)$$

Под действием поля электрода B изолинии потенциала сгущаются со стороны электрода B и растягиваются с противоположной, как показано на рис. 33.5, *б*. Если не учитывать влияние электрода B, то это разряжение изолиний можно ошибочно истолковать как действие проводника, не имеющего электрической связи с заряженным.

На кафедре геофизики УГГУ рассчитаны номограммы, позволяющие оценить искажение изолиний потенциала, вызванное влиянием недостаточно удаленного электрода B.

В специальной литературе (А. Г. Тархов и др., 1973) приводятся примеры результатов метода заряда, на которых отчетливо прослеживается влияние электрода B.

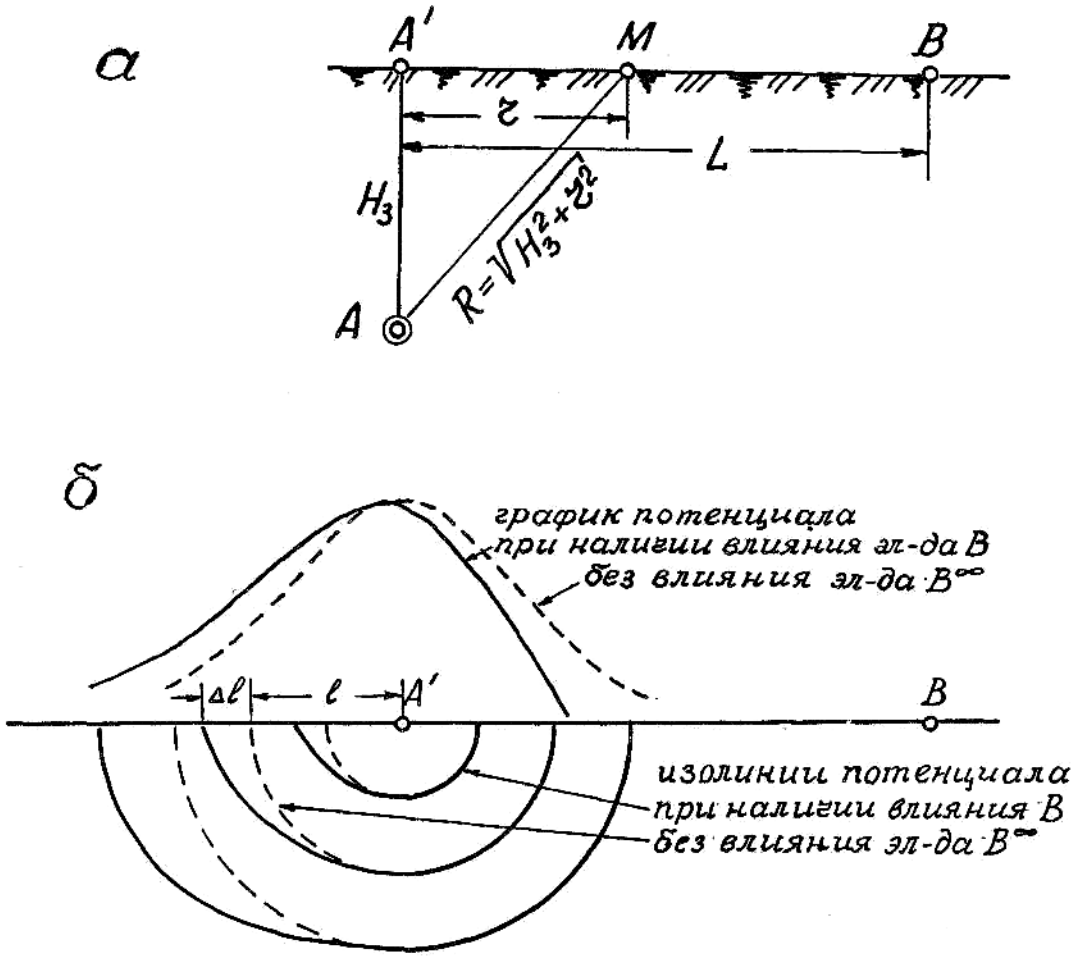

Рис. 33.5. Влияние удаленного электрода на результаты наблюдений в методе заряда:
а – к расчету потенциала точки *M* при наличии влияния электрода *B*;
б – искажение изолиний потенциала под влиянием удаленного электрода *B*

На рис. 33.6 представлены результаты работ методом заряда в его классическом варианте в Иртышском районе на Рудном Алтае. Все известные рудные залежи пространственно приурочены к зоне рассланцованных и гидротермально измененных пород мощностью до 200 м. Рудное поле состоит из двух месторождений, залежи которых имеют форму крутопадающих плит и лент в висячем боку рассланцованной зоны. Тела сложены тонкозернистыми массивными сульфидами: пиритом, сфалеритом, халькопиритом, галенитом и др. В периферийных частях залежей сплошные руды переходят во вкрапленные, сменяясь далее ореолами пиритовой минерализации.

УЭС неизмененных вмещающих пород (туфов, эффузивов) составляет по данным электрокаротажа от 1000 до 5000 Ом·м; кварц-серицитовые сланцы имеют сопротивление порядка 200-400 Ом·м; руды – от 0,1 до 1 Ом·м, реже до 10 Ом·м. Рыхлые отложения мощностью до 60 м имеют УЭС около 20-30 Ом·м.

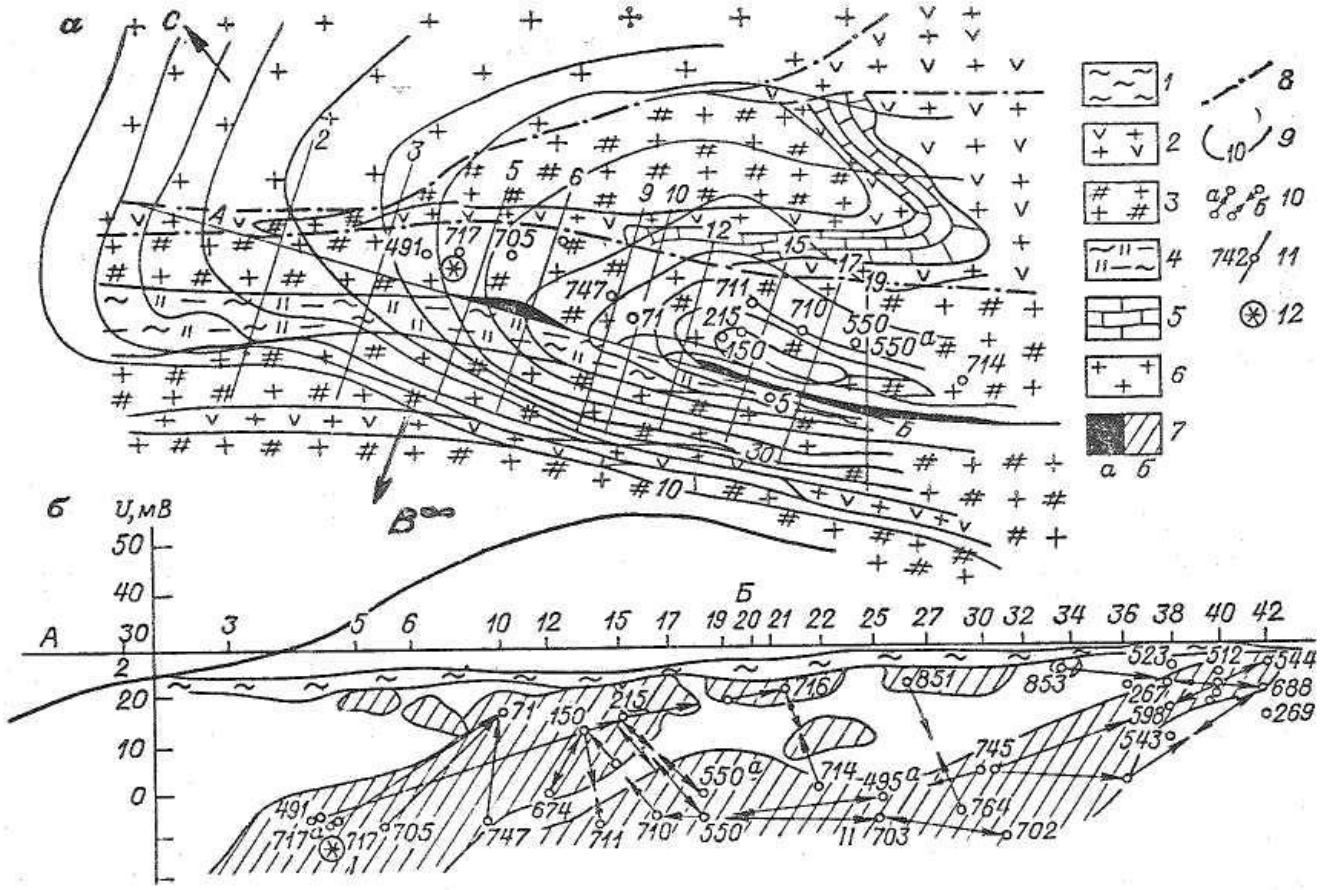

Рис. 33.6. Схематическая геологическая карта Иртышского рудного поля с изолиниями потенциала метода заряда (*а*) и продольный вертикальный разрез по линии *АБ* с проекциями на него основных ветвей рудного поля (*б*) (по М. В. Семенову, Г. П. Нахтигалю, В. Е. Голубцову). Ветви рудного поля: *I* – Основная, *II* – Юго-Восточная.:

1 – рыхлые отложения; *2* и *3* – кварцевые альбитофиры и порфиры, рассланцованные; *4* – кварц-серицит-хлоритовые сланцы зоны метасоматитов; *5* – известняки; *6* – плагиограниты, гранодиориты; *7* – сульфидные залежи (*а* – на плане, *б* – в разрезе); *8* – тектонические нарушения; *9* – изолинии потенциала заряда; *10* – результаты электрической корреляции (*а* – наличие, *б* – отсутствие прямой связи между рудными подсечениями); *11* – разведочные линии со скважинами и номера скважин; *12* – проекция точки заряда

Заряд был размещен в скважине 717 на глубине 724 м в рудную залежь первого месторождения. Второй питающий электрод был отнесен на расстояние около 7 км в юго-западном направлении от устья зарядной скважины. Профили наблюдения задавались вкрест простирания зоны измененных пород через 100 м, шаг наблюдений по профилям составлял 20 м.

В результате работ, проведенных на площади около 5 км^2, получена карта распределения потенциала электрического поля заряженного тела, по форме соответствующая полю крутопадающего пласта, имеющего пологое северо-западное склонение. Максимум потенциала на поверхности земли наблюдается в 1500 м от проекции точки заряда на дневную поверхность и пространственно совпадает с верхней юго-восточной кромкой первого месторождения. Продолжение изолиний потенциала в юго-восточном направлении, по-видимому, объясняется влиянием рудной залежи второго месторождения, электрически не связанного с первым.

А вот разрежение изолиний в северо-восточном направлении и сгущение в юго-западном объясняется, по всей вероятности, именно влиянием электрода *B*, который отнесен на недостаточно большое расстояние от площади работ.

После учета влияния мешающих факторов приступают к количественной интерпретации результатов. Для этого разработано достаточно много приемов, описанных в специальной литературе (А. С. Поляков, 1969; П. Ф. Родионов, 1971 и др.).

В случае крутого падения заряженных проводников по графикам градиента потенциала, построенным вкрест простирания проводника определяют угол падения проводника α и глубину до его верхней кромки h_0. Для определения глубины h_0 используют параметр m, определение которого показано на рис. 33.7. По А. С. Полякову:

$$h_0 = 2{,}3\, m^{1{,}3}; \tag{33.5}$$

$$\alpha = \operatorname{arctg}\frac{H_3 - h_0}{d}, \tag{33.6}$$

где d – расстояние по профилю между проекцией источника тока и точкой перехода кривой градиента потенциала через 0.

П. Ф. Родионовым рассчитана зависимость параметра m от глубины h_0 (рис. 33.8) и показано, что в логарифмических координатах эта зависимость практически одинакова для тел разной формы, но ограниченных размеров.

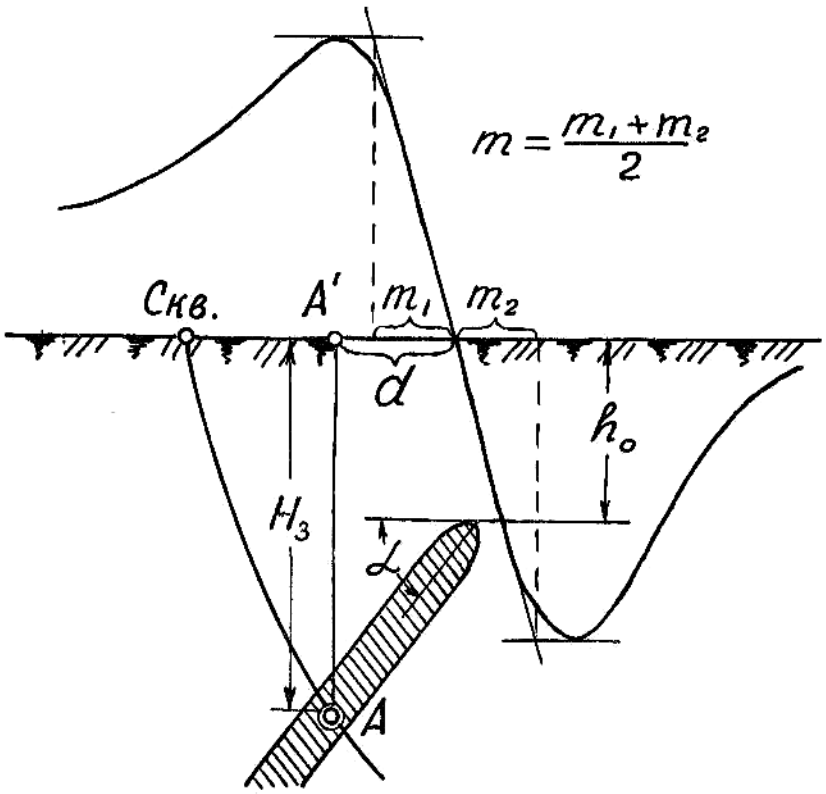

Рис. 33.7. График градиента потенциала по центральному профилю вкрест простирания заряженного тела

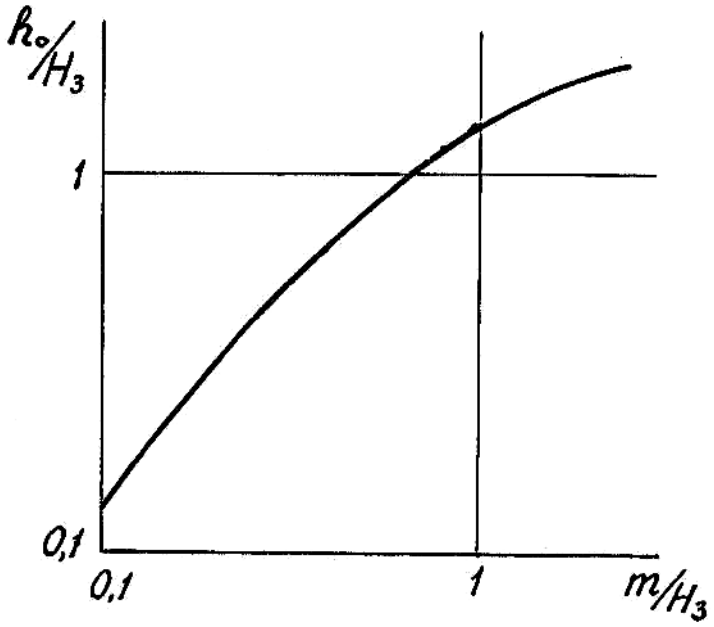

Рис. 33.8. График зависимости параметра m от глубины до верхней кромки заряженного тела h_0 (по П. Ф. Родионову)

Длину заряженного проводника *L* определяют по расстоянию *P* между экстремумами на графике градиента потенциала, построенном по направлению простирания проводника (рис. 33.9).

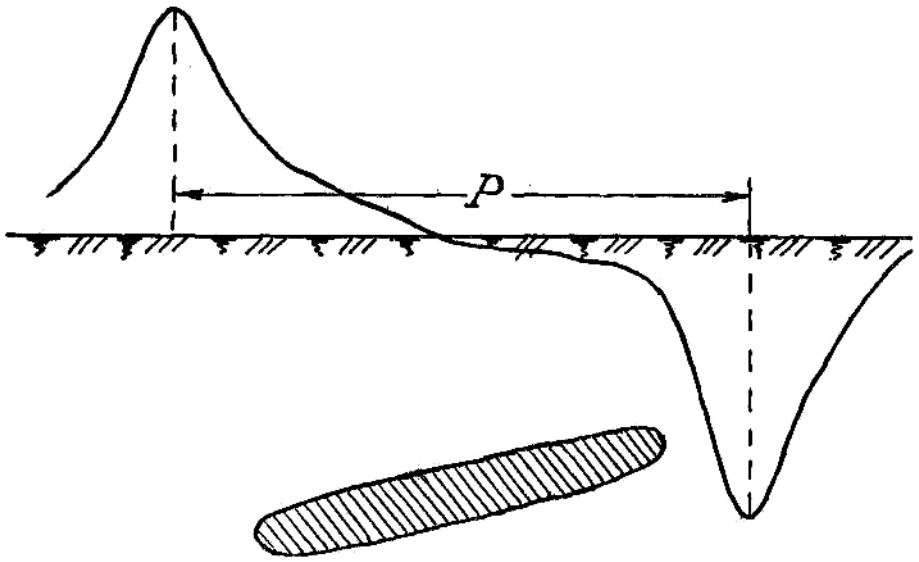

Рис. 33.9. График градиента потенциала по центральному профилю, ориентированному по простиранию заряженного тела

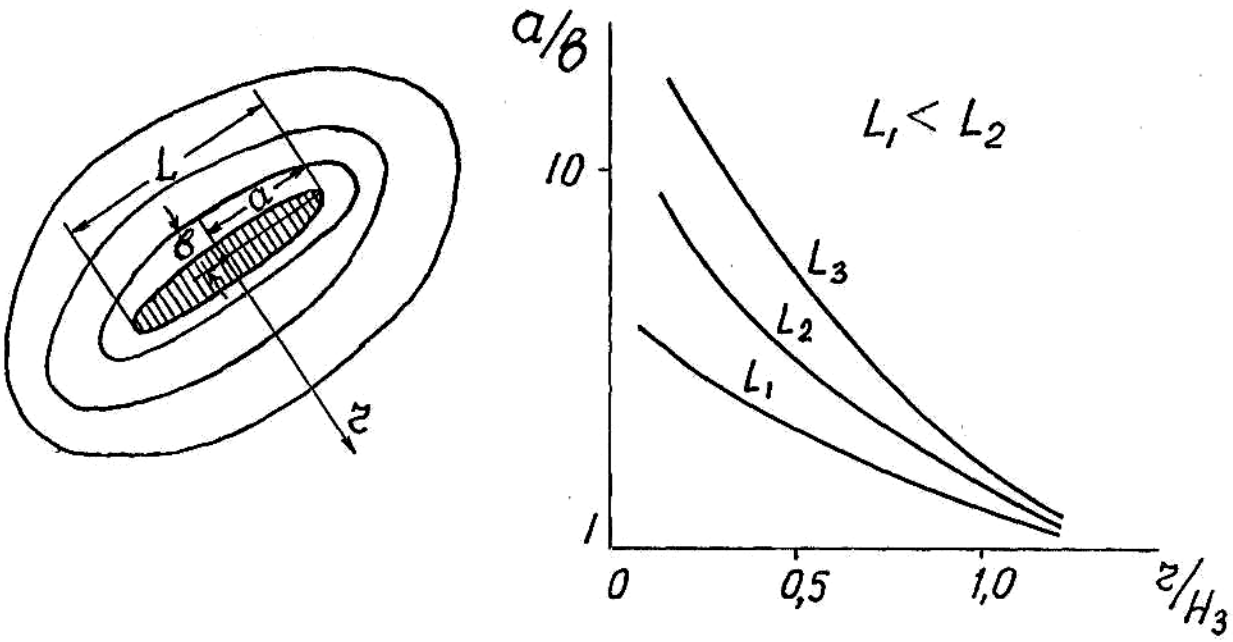

Рис. 33.10. Определение длины вытянутого заряженного проводника по изменению эксцентриситета изолиний потенциала (по С. С. Сыскову)

При небольшой глубине залегания длина заряженного тела приблизительно равна расстоянию между экстремумами ($L \approx P$), при увеличении глубины P становится больше L. Полагают

$$L = P - h_0 \ . \qquad (33.7)$$

Для определения длины вытянутого проводника можно также использовать уменьшение эксцентриситета эллиптических изолиний по мере удаления их от центра (от точки максимума потенциала). Кривые зависимости отношения полуосей эллиптических изолиний от их расстояния от центра r для разных по длине проводников представлены на рис. 33.10.

По направлению смещения центров изолиний определяют направление "скатывания" заряженного проводника.

МЗТ находит также применение в гидрогеологии для определения направления и скорости фильтрации подземных вод. В этом случае хороший проводник создают искусственно, засаливая воду в одной из скважин, вскрывающей водоносный горизонт.

Контрольные вопросы

1. Нарисуйте электрическую схему метода заряда.
2. Чем определяется форма изолиний потенциала заряженного тела в плане?
3. Какие мешающие факторы должны быть учтены при количественной интерпретации результатов МЗТ?
4. В чем проявляется влияние электрической анизотропии пород?
5. Почему влияет рельеф на результаты МЗТ?
6. Каким образом можно учесть влияние приповерхностных неоднородностей?
7. Как рассчитывают глубину до верхней кромки заряженного объекта, угол его падения и протяженность по простиранию?

Глава 34. Метод электрической корреляции

Метод электрической корреляции (МЭК) разработан в Свердловском горном институте проф. А. К. Козыриным. МЭК применяется в двух вариантах – скважинном и поисково-картировочном.

Назначение скважинного варианта – увязка проводящих подсечений в разных скважинах, поисково-картировочного – поиски проводников в окрестностях скважин и картирование геоэлектрических неоднородностей под наносами.

§ 1. Физические основы метода

Сущность скважинного варианта МЭК поясняет рис. 34.1. В рудное (проводящее) подсечение в скважине С-1 помещают токовый электрод *A*, подключенный к "+" источника тока. Второй электрод *B* относят на достаточно большое расстояние (в "бесконечность"). По соседней скважине С-2, также имеющей рудное (проводящее) подсечение, перемещают электрод *M* и измеряют разность потенциалов между ним и электродом *N*, заземленным на поверхности, вблизи устья скважины С-2.

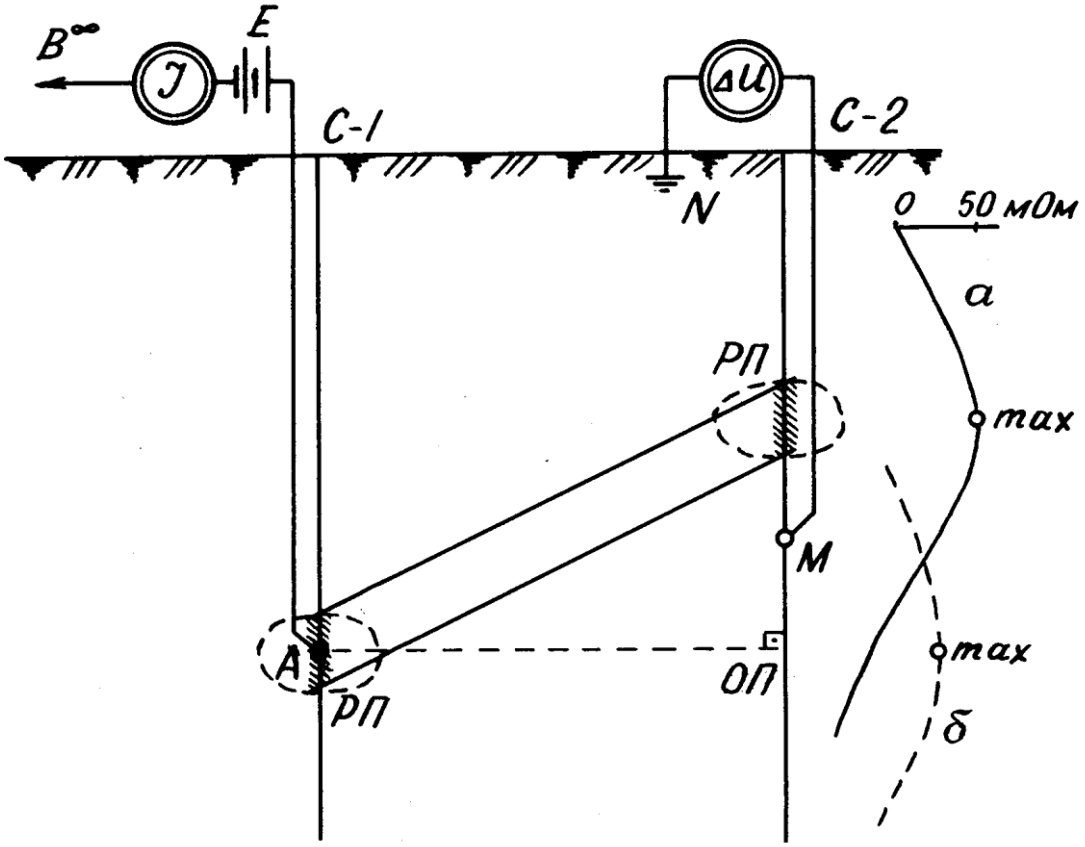

Рис. 34.1. Схема наблюдений и кривые потенциала в скважинном варианте МЭК при наличии (*а*) электрической связи рудных подсечений в скважинах С-1 и С-2 и при ее отсутствии (*б*)

В случае, если рудные подсечения в обеих скважинах электрически связаны между собой, ток по хорошему проводнику устремляется из зарядной скважины С-1 в исследуемую скважину С-2, и против рудного подсечения в ней будет зафиксирован максимум потенциала (кривая *а*). Если же электрической связи нет, а среда между скважинами однородная и изотропная, то максимум потенциала будет наблюдаться там, где электрод *M* ближе всего к источнику тока *A*, т. е. в точке ОП – основании перпендикуляра, опущенного из точки заряда на ось исследуемой скважины (кривая *б*).

Таким образом, признаком увязки или идентификации рудных подсечений является смещение максимума потенциала корреляционной кривой с точки ОП на проводящее подсечение в исследуемой скважине.

При поисково-картировочном варианте МЭК токовый электрод *А* помещают на поверхности, в точках, расположенных на лучах, проходящих через устье скважины на разных расстояниях от него (рис. 34.2, *а*), а измерения потенциала проводят по стволу скважины так же, как и в предыдущем варианте.

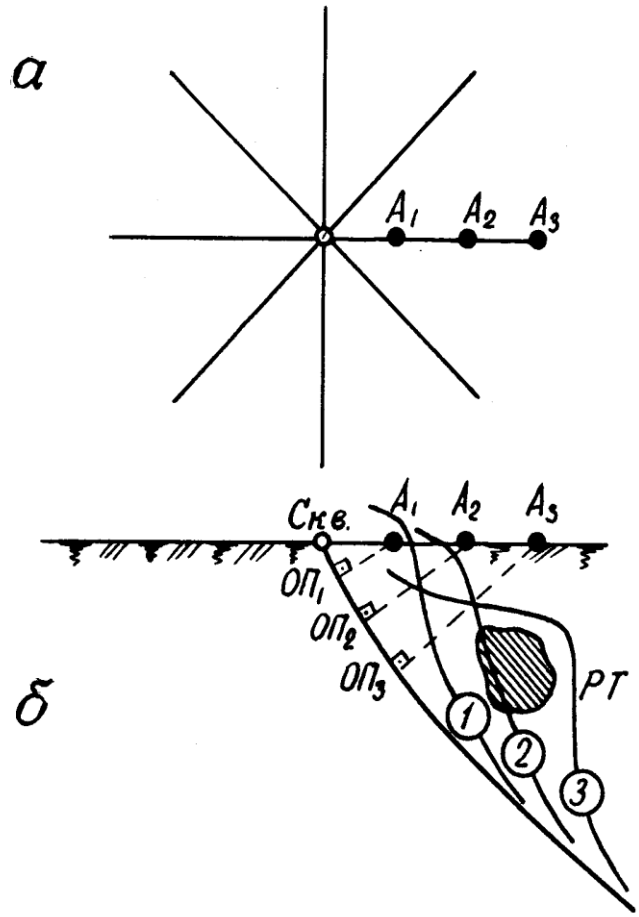

Рис. 34.2. Поисково-картировочный вариант МЭК.
Расположение питающего электрода (*а*) и кривые потенциала (*б*)

Если между токовым электродом и скважиной оказывается проводник, это проявляется в том, что максимум потенциала смещается с точки основания перпендикуляра и располагается там, где проводник ближе всего подходит к скважине (рис. 34.2, *б*). Рассмотрим более детально скважинный вариант МЭК.

Измеренные значения потенциала в мВ приводят к единичному току в 1 А и получают в результате масштаб кривых в мВ/А=мОм. Масштаб изображается в виде стрелки, указывающей направление возрастания потенциала.

Получаемая величина имеет простой физический смысл. Она представляет собой сопротивление фиктивного объемного питающего электрода, по форме и положению совпадающего с эквипотенциальной поверхностью, пересекаемой скважиной в данной точке.

§ 2. Интерпретация и изображение результатов

В основу интерпретации данных МЭК положены геометрические принципы, а именно: анализ взаимного расположения осей исследуемых скважин, точек заряда и оснований перпендикуляров ОП, а также точек максимумов, минимумов и площадок равных значений на кривых потенциала.

Максимумы потенциала формируются на кривых МЭК (см. рис. 34.1) там, где исследуемая скважина пересекает заряженный проводник. При хорошей проводимости проводника над ним может наблюдаться площадка равных значений потенциала, так как здесь происходит осреднение потенциала по всей мощности проводника.

Максимум потенциала может наблюдаться и в скважине, не пересекающей заряженное тело, если она находится в зоне эмиссии тока хорошим проводником (см. скважину С-4 на рис. 34.3). Наличие максимума потенциала свидетельствует о том, что между зарядом и исследуемой скважиной располагается хороший проводник или вблизи скважины находится оконечность заряженного проводника. Разработаны приемы геометрической интерпретации, позволяющие определить расстояние проводника от скважины.

Важной особенностью корреляционных кривых являются точки минимума, которые наблюдаются в зонах натекания тока на проводник (скважина С-2 на рис. 34.3). Явление натекания тока имеет место на ближней к точке заряда части проводника, не связанного электрически с зарядным подсечением. Как показано на рис. 34.3, токовые линии здесь изгибаются, как бы втягиваясь в проводник, а так как изолинии потенциала перпендикулярны токовым линиям, то над проводником образуется зона минимума потенциала.

Таким образом, наличие минимума на корреляционной кривой свидетельствует, во-первых, о том, что проводник в исследуемой скважине не имеет электрической связи с зарядом и, во-вторых, о том, что этот проводник имеет большую протяженность в сторону, противоположную от заряда.

Результаты наблюдений по МЭК изображаются в виде схем корреляционной увязки, корреляционных профилей и планов корреляционных осей.

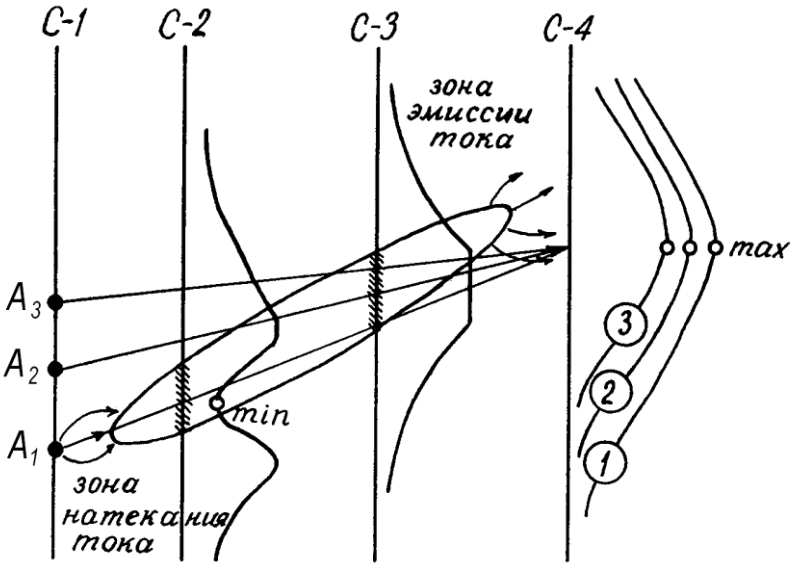

Рис. 34.3. Формирование кривых потенциала в зоне натекания и эмиссии тока

Схемы корреляционной увязки строят с учетом рельефа. На них выносят спрямленные оси скважин с рудными подсечениями, геологическими колонками и диаграммами КС, выносят точки зарядов и кривые МЭК (рис. 34.4).

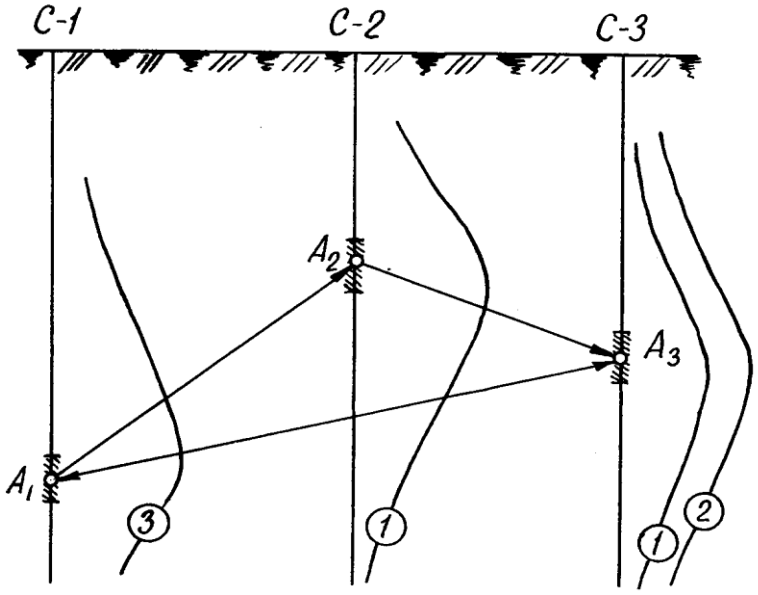

Рис. 34.4. Схема корреляционной увязки рудных подсечений по данным МЭК

Кривые нумеруют в соответствии с номером заряда. На схеме проводят корреляционные оси, соединяя точки заряда с точками других скважин, над которыми наблюдаются максимумы потенциала при этом заряде,

и делают заключение о наличии электрической связи между рудными подсечениями в разных скважинах.

В качестве примера на рис. 34.5 приведены результаты увязки рудных подсечений на одном из железорудных месторождений Урала (по А. К. Козырину, 1985).

Месторождение локализуется в породах эффузивно-осадочного комплекса и связано с интрузией гранодиоритов. Рудные тела имеют линзовидную форму с крутым (70-85^{o}) падением на восток. Первичные магнитные руды по восстанию переходят в окисленные и полуокисленные руды, распространяющиеся до глубины 60 м, а по падению – в безрудные скарны. Содержание железа в первичных рудах более 50 %, удельное электрическое сопротивление их низкое.

При заряде ЗП-1 в рудное подсечение скважины С-352 по скважине С-399 получена кривая потенциала *1а* с максимумом (ХТ) потенциала на рудном подсечении. Смещение максимума от середины подсечения к его верхнему контакту объясняется более высокой электропроводностью руды в висячем боку залежи. При том же заряде в скважине С-402 зарегистрирована кривая потенциала *1б* с максимумом, расположенным значительно выше рудного подсечения в ней, что свидетельствует об отсутствии электрической связи между этим рудным подсечением и телом, пересеченным скважинами С-352 и С-399.

По скважине С-395, пробуренной в западной части профиля, при том же заряде зарегистрирована кривая потенциала *1в*, максимум на которой располагается значительно ниже имеющегося в ней рудного подсечения. Этот максимум формируется под действием эмиссии тока верхним концом заряженного проводника. Вывод об отсутствии связи руды в скважинах С-395 и С-352 подтверждается зарядом ЗП-2, установленным в руду скважины С-395. При этом заряде на кривой потенциала *2* в скважине С-352 максимум потенциала располагается не над рудой, а на основании перпендикуляра, опущенного из точки заряда на ось исследуемой скважины С-352.

Контуры рудных тел на рис. 34.5 проведены с учетом результатов электрической корреляции.

Еще один пример с результатом МЭК приведен на рис. 43.6 (см. главу VII).

Корреляционные профили – это обычные профильные геолого-геофизические разрезы с нанесенными на них результатами МЭК. Их составляют в том случае, когда все исследуемые МЭК скважины лежат в одном разрезе.

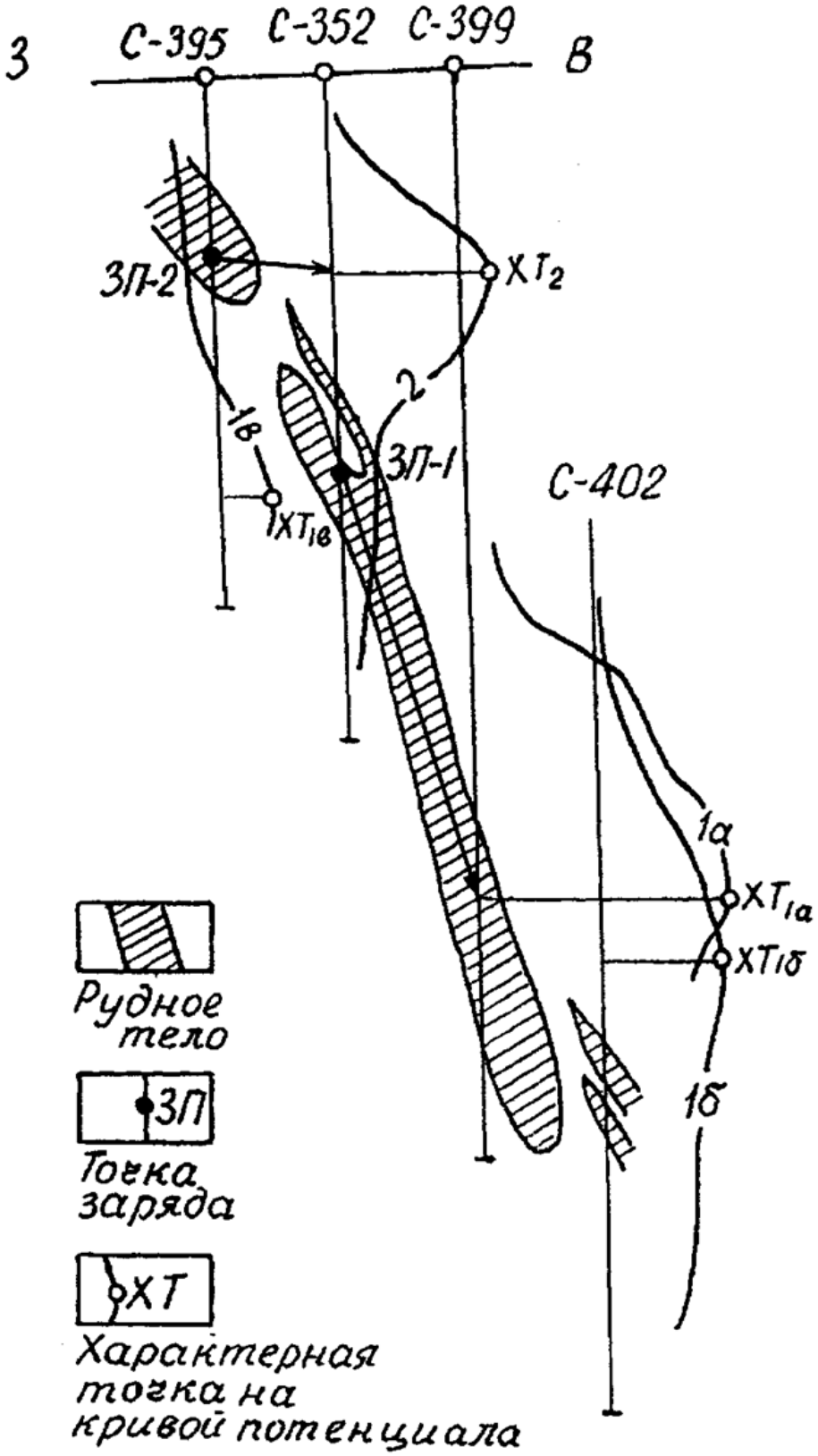

Рис. 34.5. Пример увязки рудных подсечений методом электрической корреляции на одном из железорудных месторождений Урала (по А. К. Козырину, 1985)

Планы корреляционных осей изображают результаты МЭК в горизонтальной плоскости. На план выносят устья скважин и между ними наносят корреляционные оси в виде стрелок. Направление стрелки указывает, в какой скважине располагался заряд. Сплошные стрелки означают наличие электрической связи, стрелки с разрывом – ее отсутствие. С учетом этих результатов отрисовывают контуры рудных тел в плане. Пример плана корреляционных осей представлен на рис. 34.6.

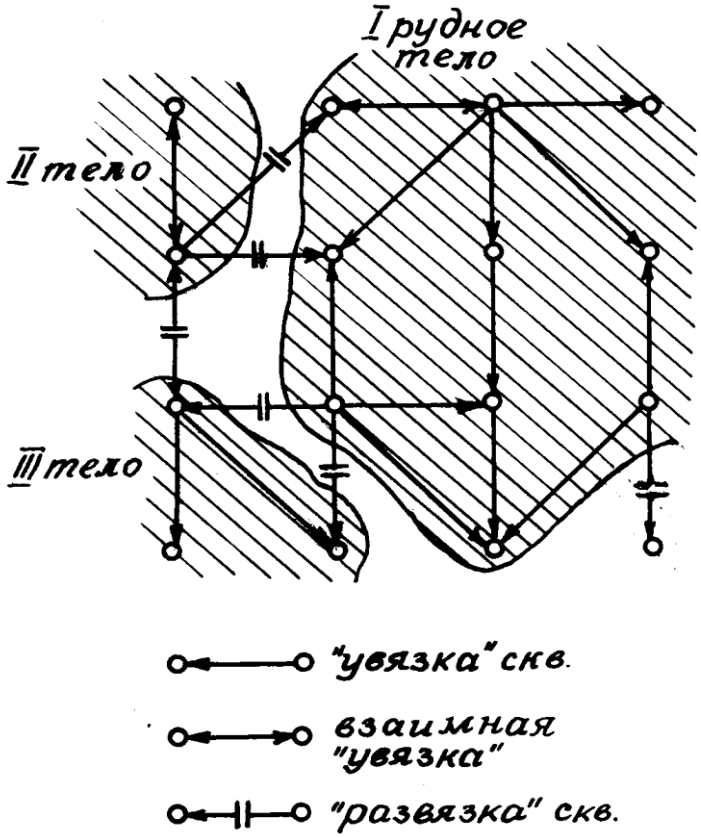

Рис. 34.6. План корреляционных осей

Метод электрической корреляции позволяет увязывать не только проводящие, но и высокоомные образования. Соответствующие примеры рассмотрены в специальной литературе (см. А. К. Козырин, 1985).

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначен поисково-картировочный вариант МЭК?
2. Каково назначение скважинного варианта метода электрической корреляции?
3. Назовите признак увязки рудных подсечений в коррелируемых скважинах.
4. О чем свидетельствует наличие минимума потенциала на корреляционной кривой?
5. В каком виде изображаются результаты МЭК?

Глава 35. Радиоволновое просвечивание

§ 1. Физические основы метода

Метод радиоволнового просвечивания (РВП) основан на изучении распространения электромагнитного поля (ЭМП) высокой частоты в горных породах. Хорошо проводящие геологические образования обладают способностью повышенного поглощения этих полей. В РВП используют ЭМП радиочастот от 150 до 40 МГц. Скорость распространения ЭМП в воздухе равна скорости света $V=c$, а длина волны λ_0 связана с ней соотношением:

$$\lambda_0 = \frac{c}{f}, \tag{35.1}$$

где f – частота ЭМП.

В горных породах происходит укорочение длины волны по сравнению с воздухом в $\sqrt{\varepsilon}$ раз (ε – диэлектрическая проницаемость среды):

$$\lambda = \frac{\lambda_0}{\sqrt{\varepsilon}}. \tag{35.2}$$

В настоящее время не существует теории, достаточно полно объясняющей процессы распространения радиоволн в горных породах. По этой причине во многих случаях для объяснения результатов РВП приходится пользоваться теоретическими положениями, справедливыми только для однородных и изотропных сред. Многие особенности радиоволновых полей хорошо объясняются при помощи принципов геометрической оптики.

Напомним коротко основные из них.

1. В однородной изотропной среде лучи, по которым волны распространяются от источника, – прямые.

2. На границе раздела двух сред с разными электромагнитными свойствами происходит отражение и преломление волн.

3. За "непрозрачными" объектами образуется зона тени, границы которой определяются лучами, проходящими через края препятствия.

4. В неоднородной среде путь волны определяется принципом Ферма, т. е. он должен быть таким, чтобы время, затрачиваемое на его прохождение, было минимальным.

5. Все отклонения от принципов геометрической оптики называются дифракцией.

РВП проводят с целью выявления проводников в окрестностях скважин или горных выработок и в пространстве между ними, а также для определения длины выклинки и размеров рудных тел, подсеченных выработками и скважинами.

Работы выполняют в вариантах: скважина-скважина, скважина-горная выработка, скважина-поверхность и т. д.

При этом в одной скважине (горной выработке, на поверхности) устанавливают источник радиоволн (передатчик), а в другой – приемник. Проводя измерения при различных положениях приемника и передатчика, "просвечивают" радиоволнами исследуемое пространство.

Аппаратура РВП обеспечивает возможность работы на разных фиксированных частотах. Переход с одной частоты на другую осуществляется за счет смены частотных фильтров в схемах передатчика и приемника и за счет изменения параметров антенн.

В качестве антенн, излучающих и принимающих радиоволны, при работах в скважинах используют электрические диполи, при работах в горных выработках и на поверхности – магнитные диполи. И те, и другие характеризуются определенной направленностью излучения и приема.

Напряженность E электрической компоненты ЭМП вычисляют по формуле:

$$E = E_0 \frac{e^{-\alpha_к r}}{r} \sin\theta_1 \cdot \sin\theta_2 \cdot \cos\varphi, \qquad (35.3)$$

где E_0 – напряженность поля при r=0 (мощность передатчика); r – расстояние между приемником и передатчиком; θ_1 – угол между осью передающей антенны и направлением на приемник (рис. 35.1, *а*); θ_2 – угол между осью приемной антенны и направлением на передатчик; φ – угол между плоскостями, одна из которых проходит через антенну передатчика и отрезок r, соединяющий передатчик с приемником, другая – через антенну приемника и тот же отрезок r (см. рис. 35.1, *б*); $\alpha_к$ – кажущийся коэффициент поглощения радиоволн.

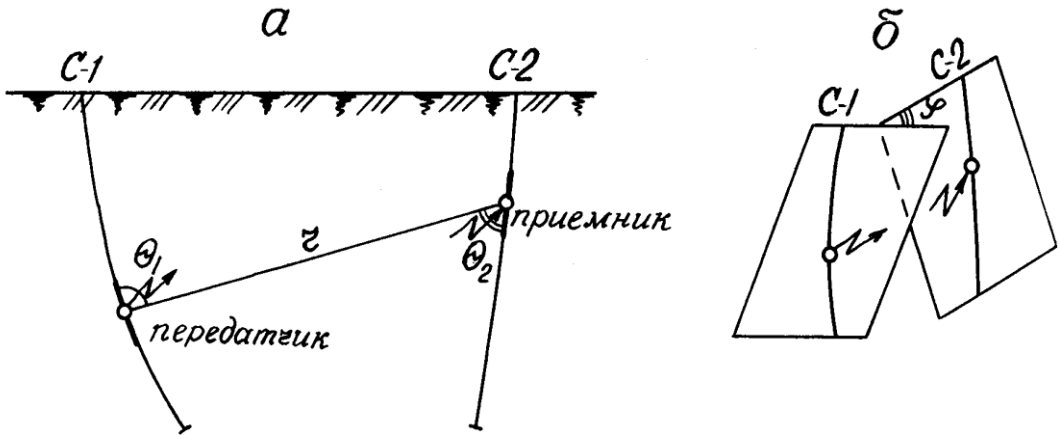

Рис. 35.1. Схема наблюдений в скважинном варианте метода РВП (*а*). Угол между вертикальными плоскостями, в которых лежат антенны передатчика и приемника радиоволн (*б*)

Таким образом, $\sin\theta_1$, $\sin\theta_2$ и $\cos\varphi$ учитывают взаимную ориентировку антенн передатчика и приемника и являются ***множителями направленности.***

Множитель $1/r$ характеризует рассеяние поля в пространстве, а $e^{-\alpha_к r}$ – его поглощение на пути от передатчика к приемнику.

Коэффициент поглощения $\alpha_к$ зависит от электромагнитных свойств среды и частоты поля

$$\alpha_к = \Psi(f, \gamma, \mu, \varepsilon). \qquad (35.4)$$

При этом поглощение тем больше, чем выше частота поля f и чем больше электропроводность γ, магнитная проницаемость μ и диэлектрическая постоянная ε среды, в которой распространяется ЭМП.

Влиянием μ на коэффициент поглощения можно пренебречь, поскольку для большинства горных пород и руд $\mu \approx 1$; ε изменяется в пределах от 1 до 81, а диапазон изменения γ составляет несколько (до 6) порядков. Это означает, что наибольшее влияние на величину коэффициента поглощения оказывает электропроводность горных пород: чем больше электропроводность, тем большая часть энергии ЭМП уходит на возбуждение в среде вихревых токов.

§ 2. Методика измерений в скважинах

При измерениях в скважинах (вариант скважина-скважина) используют несколько способов просвечивания: синхронный, шаговый, односкважинный.

При ***синхронном способе*** (рис. 35.2, *1*) приемник и передатчик помещают в разные скважины (не обязательно на одинаковую глубину) и начинают их синхронный подъем с одинаковой скоростью. Лучи просвечивания в этом случае можно изобразить в виде параллельных отрезков. Преимущество этого способа – высокая производительность, недостаток – невозможность точной локализации поглощающего объекта в пространстве между скважинами.

При ***шаговом способе*** передатчик неподвижно устанавливают в одной скважине, по другой перемещают приемник. Точки стояния передатчика меняют (делают шаги по скважине). Такая методика наблюдений (рис. 35.2, *2*) требует больших затрат времени, но зато позволяет точно определить местоположение поглощающего объекта.

Односкважинный способ применяют в тех случаях, когда в распоряжении исследователя имеется только одна скважина. В эту скважину и помещают и приемник, и передатчик (рис. 35.2, *3*). При этом возможны варианты радиоволнового профилирования (когда передатчик и приемник перемещают по скважине с сохранением постоянного расстояния между ними) и РВ зондирования (когда передатчик и приемник разносят на разные расстояния или при сохранении постоянного расстояния меняют частоты просвечивания).

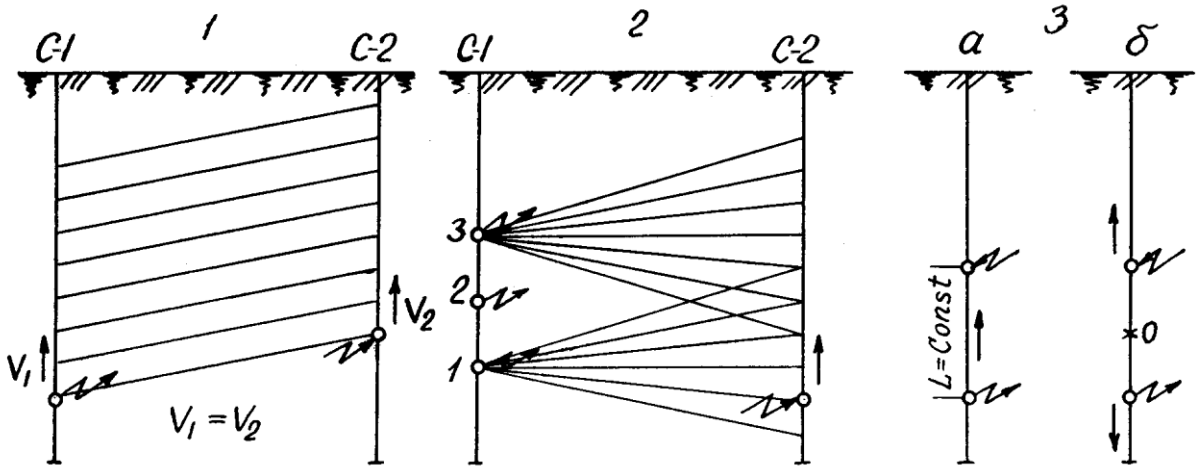

Рис. 35.2. Различные способы наблюдений в методе РВП:
1 – синхронный; *2* – шаговый; *3* – односкважинный
(*а* – односкважинное РВ профилирование; *б* –РВ зондирование)

Важным вопросом методики РВП является ***выбор оптимальной частоты*** ЭМП. С одной стороны, желательно, чтобы частота была наименьшей, так как чем меньше частота, тем меньше поглощение и, следовательно, больше дальность просвечивания. С другой стороны, чем меньше частота, тем больше длина волны и тем легче такие волны огибают препятствия (проводники), следовательно, уменьшается разрешающая способность метода. По этой причине работы в РВП, как правило, проводят на 2-х частотах: основной и дополнительной. В качестве основной выбирают наиболее высокую частоту, обеспечивающую необходимую дальность просвечивания; в качестве дополнительной – ближайшую к ней более низкую частоту из диапазона частот, на которых работает аппаратура.

§ 3. Интерпретация результатов

Интерпретацию результатов РВП выполняют разными способами. Наиболее простым является ***способ засечек*** (рис. 35.3, *а)*.

При каждой точке стояния передатчика определяют границы радиотени, пользуясь правилом полумаксимума аномалии, и эти границы соединяют с точкой стояния передатчика – проводят засечки. Проводя засечки при разных стоянках передатчика, оконтуривают общую для всех точек стояния передатчика зону, где располагается поглощающий объект. Этот способ позволяет определить местоположение и размеры объекта, но не дает информации о распределении поглощающих свойств внутри него.

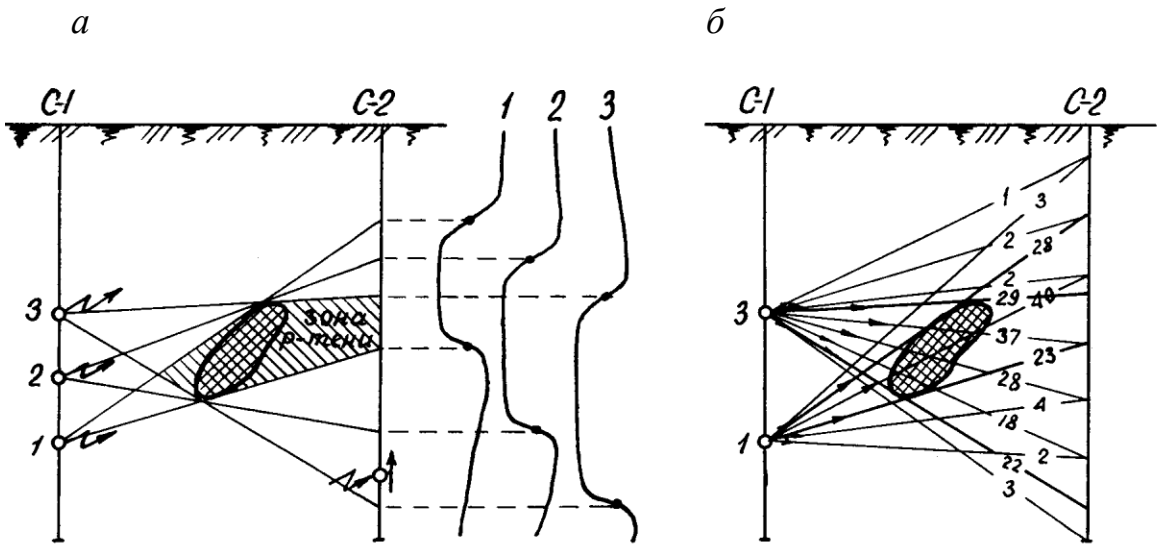

Рис. 35.3. Интерпретация результатов РВП методом засечек (*а*) и лучевым методом (*б*)

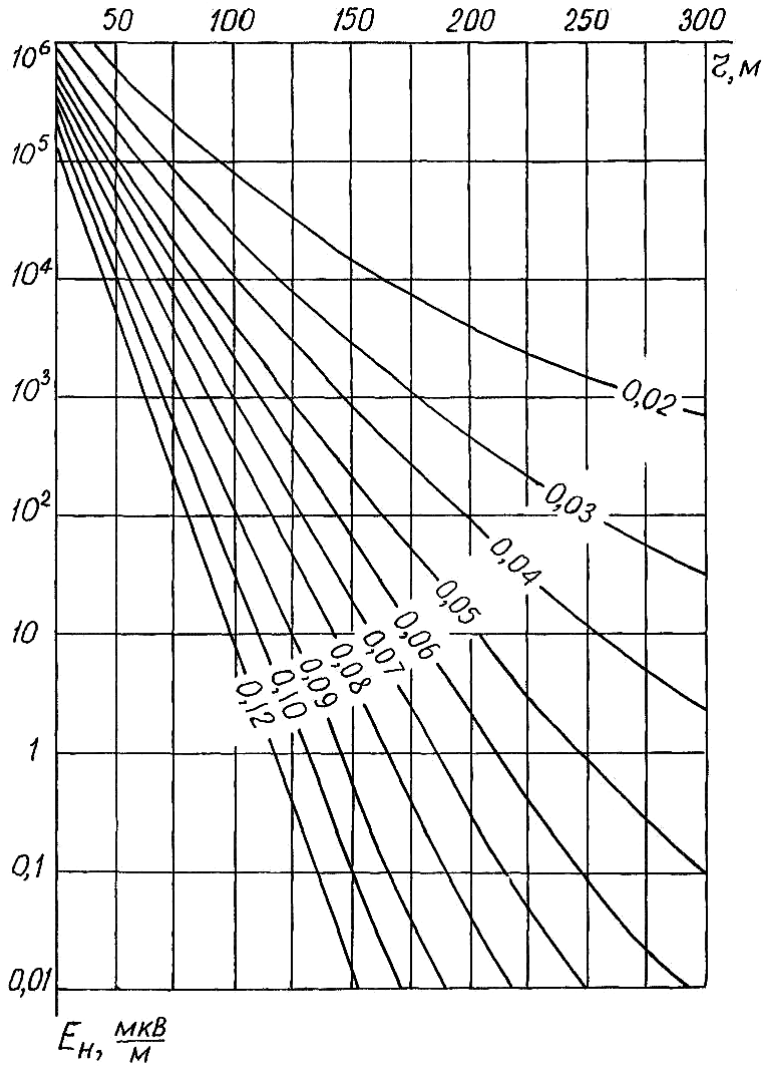

Рис. 35.4. Палетка для расчета нормального поля в методе РВП.
Шифр кривых – коэффициент поглощения α, Нп/м

Более информативен ***лучевой способ*** (см. рис. 35.3, *б*). Согласно этому способу, по различным лучам просвечивания вычисляют так называемые "коэффициенты экранирования"

$$Э = \frac{E}{E_{изм}}, \qquad (35.5)$$

где E – напряженность нормального поля, вычисленная для данного расстояния просвечивания по формуле (35.3) или определенная по соответствующей номограмме (рис. 35.4); $E_{изм}$ – измеренная напряженность поля по тому же лучу.

Рассчитанные значения коэффициентов экранирования подписывают на соответствующих лучах или откладывают в виде стрелок в определенном масштабе, а затем по лучам с повышенными значениями $Э$ проводят засечки, как и в предыдущем случае. Значения коэффициентов экранирования на лучах, проходящих через поглощающий объект, характеризуют его поглощающие свойства.

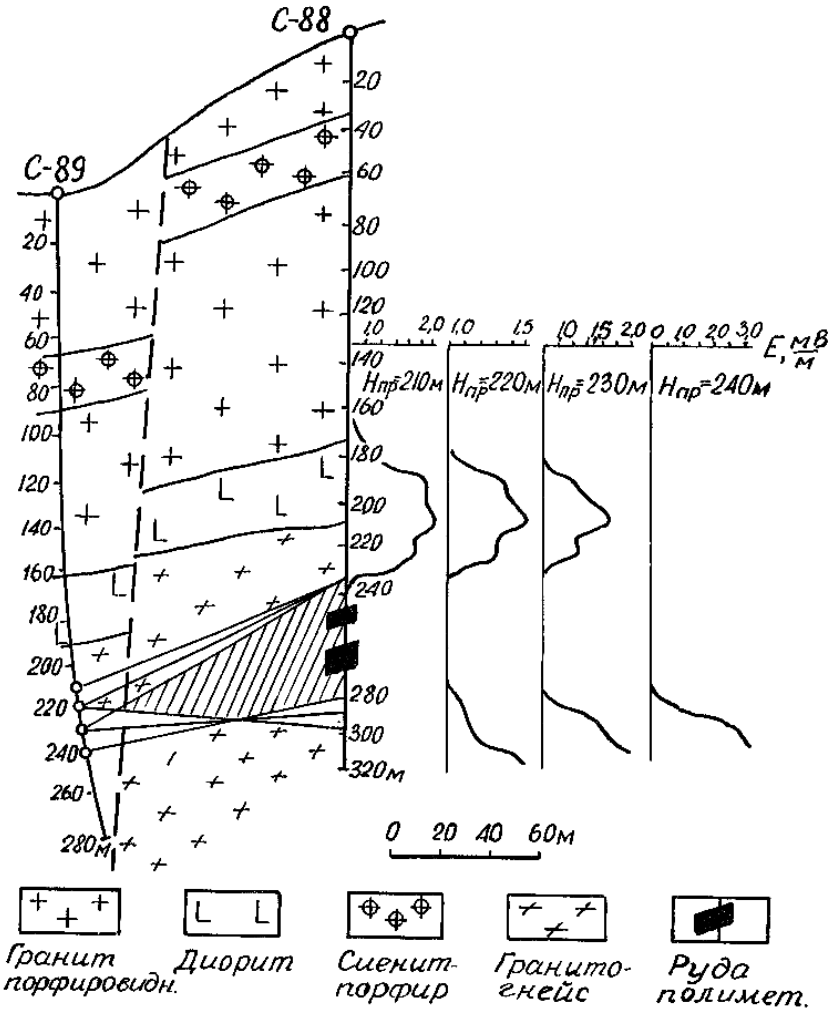

Рис. 35.5. Результаты работ методом РВП на одном из полиметаллических месторождений С. Киргизии (по Б. Б. Шатрову, 1971)

Есть и более сложные способы обработки и интерпретации результатов РВП, дающие количественную характеристику поглощающих свойств всего просвечиваемого пространства. Примером может служить способ обобщенной плоскости наблюдения.

На рис. 35.5. представлены результаты работ методом РВП по определению длины выклинки рудной залежи, полученные на одном из полиметаллических месторождений С. Киргизии (по Б. Б. Шатрову, 1971).

Скважина С-88 на глубине 245-265 м пересекла зону интенсивной пиритизации, включающую два интервала промышленных, хорошо проводящих руд. Скважина С-89, пробуренная в 100 м ниже по склону пересекла только зону пиритизации. По данным каротажа сопротивление в этой зоне понижено незначительно.

Радиопросвечивание проводилось шаговым способом на частоте 1 Мгц. Зона промышленных руд в интервале 245-265 м в скважине С-88 на кривых напряженности электромагнитного поля выделяется четкими радиотенями при всех точках стояния передатчика. Это позволило оконтурить экранирующую область в плоскости просвечивания способом засечек. По всей вероятности, рудные тела выклиниваются вблизи скважины С-89, обрываясь тектоническим нарушением на расстоянии 20 м от скважины С-89.

Областью применения метода РВП являются месторождения хорошо проводящих руд и месторождения калийных солей, на которых метод используют для поисков карстовых пустот, заполненных минерализованными водами.

Контрольные вопросы

1. Какие частоты электромагнитных полей используются в методе радиоволнового просвечивания?
2. Напишите формулу для расчета электрической составляющей нормального поля в РВП.
3. От чего зависит коэффициент поглощения электромагнитного поля в среде?
4. Какое из электромагнитных свойств горных пород сильнее других влияет на их поглощение? Почему?
5. Назовите и поясните способы РВП в скважинах.
6. В чем заключается способ интерпретации результатов РВП с помощью "засечек"?
7. Назовите достоинства и недостатки способа засечек.
8. Определите область применения методов МЭК и РВП.

Глава 36. Вертикальное сейсмическое профилирование

§ 1. Общие сведения о методе

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) заключается в изучении полей упругих волн приповерхностных источников с помощью сейсмоприемников, расположенных в буровой скважине.

В настоящее время ВСП является наиболее распространенным методом скважинной сейсморазведки. Его идея была предложена в СССР в 60-х годах XX века известным советским геофизиком Е. И. Гальпериным (1920-1990). Отличительной особенностью ВСП является то, что в этом методе регистрируются не только первые вступления продольных волн, но и все волны, возбужденные источником, или образовавшиеся на различных границах раздела или неоднородностях (Ю. И. Горбачев, 1990).

С помощью метода ВСП возможно литологическое расчленение разреза, определение пластовых скоростей и изучение геометрии границ раздела в околоскважинном пространстве или ниже забоя скважины.

Изменения физических свойств пород, связанные с проходкой скважины, наличие в ней бурового раствора или обсадных труб не оказывают влияния на результаты ВСП

Суть метода заключается в использовании скважины для размещения источника или приемников упругих колебаний, причем, если источник располагается на поверхности, то приемники – в скважине и наоборот. Перемещением одного из элементов системы наблюдений обеспечивается изучение волнового поля вдоль вертикального профиля, т. е. скважины.

По способу анализа волнового поля различают 2 модификации метода: ***скалярную и векторную***. При ***скалярной*** регистрируют и анализируют одну составляющую волнового поля, при ***векторной*** – регистрируют и анализируют три пространственных компоненты полного вектора колебаний. И в той, и в другой модификации возможны многочисленные варианты, различающиеся по способу возбуждения или регистрации сигналов, по взаимному расположению источников и приемников колебаний, а также по частотам волнового поля. Выделяют низкие (3-125 Гц), средние (40-400 Гц) и высокие (100-2000 Гц) частоты.

§ 2. Аппаратура ВСП

Аппаратура ВСП по своим электроакустическим параметрам в принципе мало отличается от сейсмической аппаратуры, применяемой в полевой сейсморазведке.

Сложность аппаратуры ВСП заключается в том, что сигнал из многоканального (3-х, 6-ти или 12-ти канального) зонда должен выводиться в

наземную регистрирующую аппаратуру по каротажному кабелю, имеющему ограниченное число токопроводных жил.

В качестве приемников упругих колебаний в аппаратуре ВСП, как правило, используются ***сейсмоприемники электродинамического типа***. Их оптимальная частота от 5 до 500 Гц.

В зависимости от способа передачи сигнала от зонда на поверхность аппаратура ВСП делится на ***аналоговую и цифровую***.

Аналоговые системы могут быть без преобразования спектра частот – в этом случае они требуют соответствующего числа жил в каротажном кабеле, либо с временным или частотным разделением каналов. В ***системах с частотным разделением*** применяется как амплитудная, так и частотная модуляция сигнала.

Системы с частотным разделением каналов рассматривались нами ранее в главе 5 "Метод боковых каротажных зондирований".

На рис. 36.1 показана общая схема цифровой аппаратуры ВСП. Упругие колебания в сейсмоприемниках преобразуются в электрический сигнал. В аналоговом блоке зонда этот сигнал усиливается, отделяется от помех и поступает на блок АЦП – аналогоцифрового преобразования. Благодаря системе АРУ – автоматической регулировке усиления – сигнал на входе АЦП имеет примерно одинаковый диапазон изменения для прямых и отраженных волн. Цифровая информация не передается на поверхность в режиме реального времени, а записывается в память прибора. Передача информации на поверхность происходит по окончании цикла регистрации. За передачу информации и обмен сигналами между зондом и поверхностью отвечает блок телеметрии.

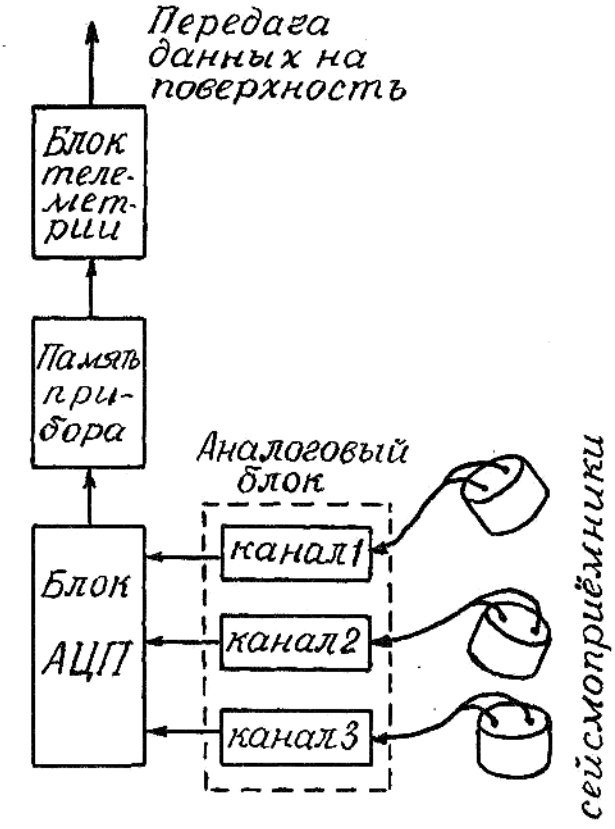

Рис. 36.1. Блок-схема цифровой скважинной аппаратуры ВСП

Для исключения влияния бурового раствора на результаты измерений в ВСП применяют зонды с прижимными устройствами активного или пассивного типов.

При векторной модификации ВСП используют скважинный прибор, содержащий три взаимно перпендикулярных сейсмоприемника. Системе из трех сейсмоприемников либо придают определенную ориентировку с помощью специального гиромотора, либо определяют ориентировку этой системы в пространстве с помощью дополнительных датчиков таких, например, как в пластовых наклономерах (см. главу 26).

Источники упругих колебаний используются как взрывного, так и невзрывного типа. Взрывные обеспечивают наиболее широкий динамический и частотный диапазон волнового поля и являются основным типом источников в ВСП (Л. А. Певзнер, В. Л. Покидов, 1988).

§ 3. Методика наблюдений и решения задач ВСП

Расстояние между сейсмоприемниками в скважине определяется требуемой детальностью и точностью работ. Наиболее часто оно составляет 10 или 20 м. Например, в продуктивной части разреза оно может быть 10, а в остальной части скважины – 20 м.

Расстояние между пунктом взрыва и устьем скважины, в которой располагаются приемники, не должно быть большим по сравнению с глубиной залегания исследуемых геологических объектов. Обычно при глубине скважин в 2-3 км пункт взрыва относится на расстояние от 50 до 200 м.

Один и тот же вертикальный профиль (скважина) может быть отработан из серии пунктов взрыва, расположенных на разных расстояниях от устья скважины и под разными азимутами от нее.

На рис. 36.2 представлена типовая схема наблюдений в ВСП и системы лучей, показывающих пути распространения прямых и отраженных от уединенной границы волн, возбужденных поверхностным источником, к приемникам, расположенным в скважине. Упругие волны, достигающие приемников, можно подразделить по их направлению относительно приемников на падающие и восходящие. Нетрудно видеть, что к приемнику, расположенному на отражающей границе, пересеченной скважиной, падающая и восходящая (отраженная) волна приходят одновременно.

На рис. 36.3 изображены волновые картины и оси синфазности колебаний, зарегистрированных приемниками при схеме наблюдений, приведенной на рис. 36.2.

Ось синфазности *OABC* по существу представляет собой годограф прямой проходящей волны.

Оси синфазности *AO'*; *BA'O"*, *CB'A"O'"* – годографы волн, отраженных соответственно от границ *I, II* и *III*. Точки пересечения осей синфазности прямых и отраженных волн определяют положение отражающих границ.

Таким образом, можно не только определить литологические границы, пересеченные скважиной (границы *I* и *II*), но и прогнозировать разрез ниже забоя (граница *III*).

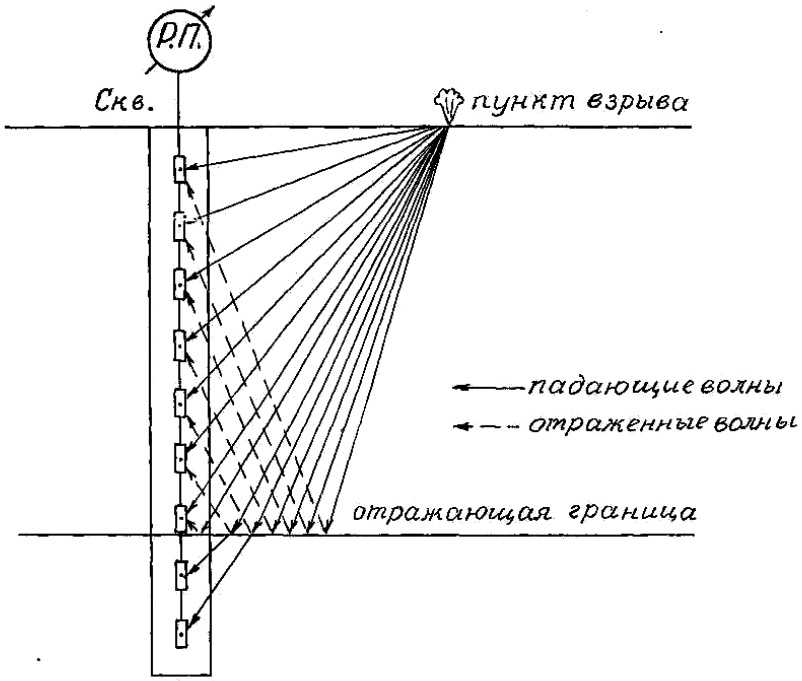

Рис. 36.2. Типовая схема наблюдений в ВСП

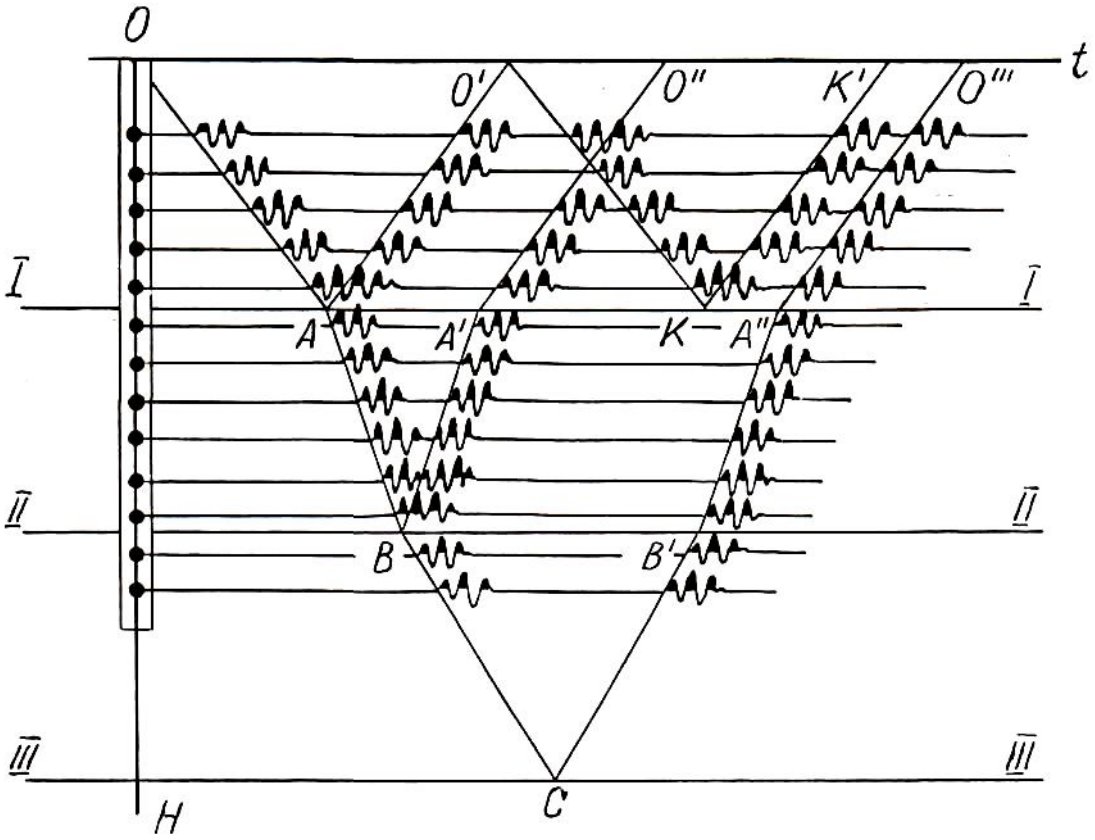

Рис. 36.3. Сейсмограммы прямых и отраженных волн при типовой схеме наблюдений в ВСП

Пересечения типа *O'K - KK'* соответствуют волнам-помехам (кратным волнам). Их можно определить, так как они относятся к тем же глубинам, что и пересечения осей синфазности прямых и отраженных волн.

Кроме прямых, отраженных и кратных волн, показанных на рис. 36.2, в верхней части разреза (ВЧР) возникают интенсивные приповерхностные волны, связанные с геологическими неоднородностями и большим градиентом скоростей. Однако с удалением от поверхности интенсивность этих волн быстро убывает, как это видно на рис. 36.4. Зная расстояние от источника до устья скважины, по времени прихода поверхностных волн можно рассчитать скорость волн для ВЧР.

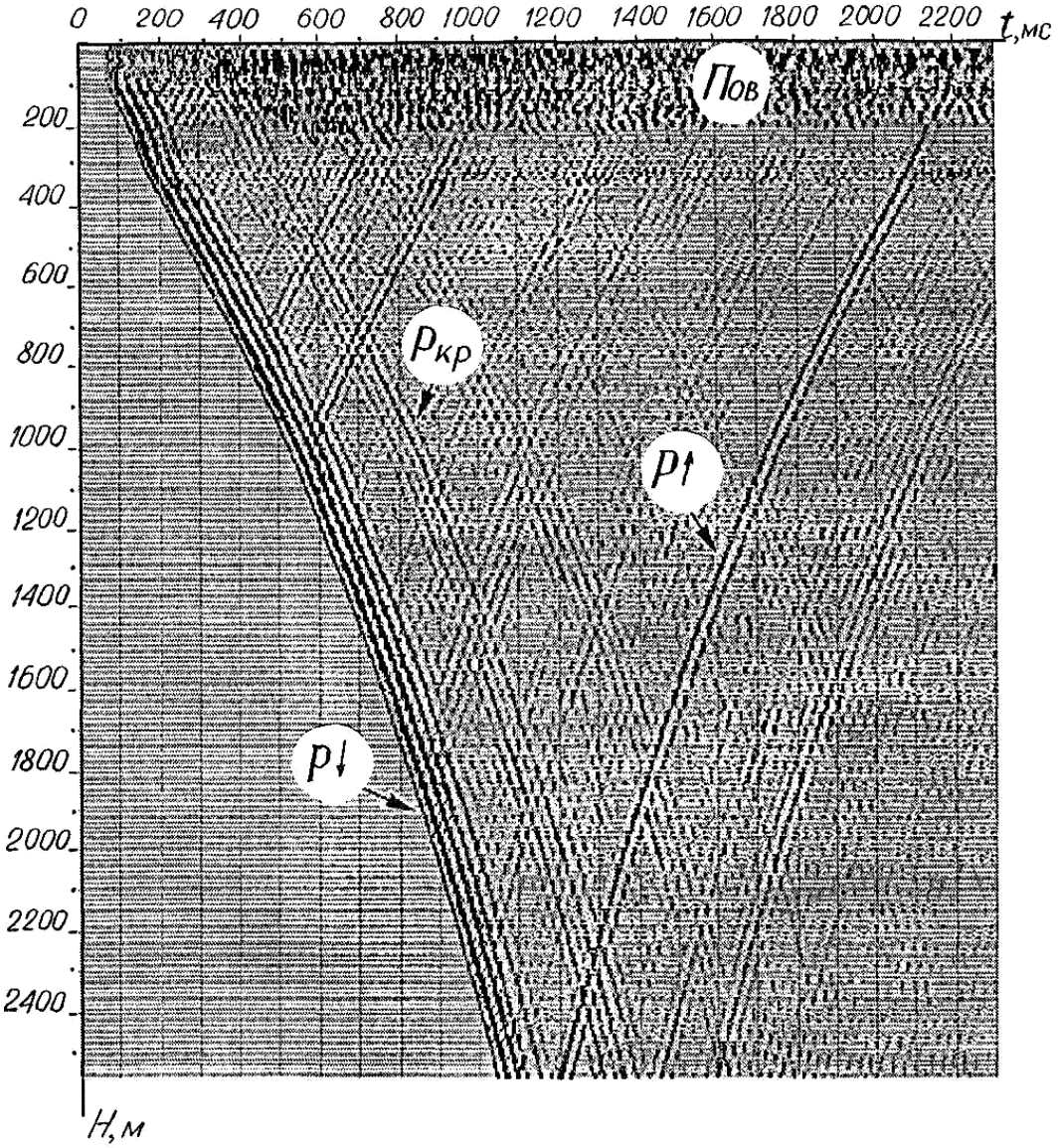

Рис. 36.4. Сейсмический разрез ВСП. Расстояние пункта взрыва от устья скважины – 95 м:
$P\downarrow$ - падающая продольная волна; $P\uparrow$ - восходящая (отраженная) продольная волна; $P_{кр}$ – кратная падающая продольная волна; *П*ов – поверхностные волны (по материалам А. А. Чернова, 2006).

Так, на рис 36.4 время прихода поверхностной волны к устью скважины составляет 70 мс. При расстоянии пункта взрыва от устья скважины 95 м скорость поверхностных волн $V_{\text{пов}} = \dfrac{95}{70 \cdot 10^{-3}} = 1214 \dfrac{\text{м}}{\text{с}}$.

Результаты обработки данных ВСП дают возможность определить скоростную характеристику разреза. Скорости распространения упругих волн в среде рассчитывают по годографу падающей волны, который определяет время пробега волны от поверхности до заданной глубины.

$$\text{Средняя скорость } V_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{H^2 + l^2}}{t}, \qquad (36.1)$$

где t – время пробега волны до заданной глубины наблюдения Н; l – расстояние источника волн от устья скважины.

Скорость, определяемая по разности времен Δt пробега волны между двумя соседними точками регистрации, расположенными на расстоянии ΔH, называется ***интервальной скоростью***

$$V_{\text{инт}} = \frac{\Delta H}{\Delta t}. \qquad (36.2)$$

Наиболее полные результаты дает интерпретация ВСП в комплексе с данными полевых геофизических и каротажных методов, в первую очередь тех из них, которые основаны на изучении упругих свойств геологического разреза, т. е. полевой сейсморазведки и акустического каротажа.

Контрольные вопросы

1. Чем отличается метод ВСП от полевой сейсморазведки и от акустического каротажа?
2. Перечислите геологические задачи, решаемые методом ВСП.
3. Влияют ли скважинные условия (диаметр скважины, наличие обсадных труб и пр.) на результаты ВСП?
4. Как определяется положение отражающих границ по данным ВСП?
5. Как рассчитать интервальную скорость упругих волн по результатам ВСП?

Глава 37. Скважинная магниторазведка

Скважинная магниторазведка заключается в измерении напряженности земного магнитного поля в скважинах. Поскольку в большинстве скважинных магнитометров измерения вектора напряженности магнитного поля осуществляются по его трем пространственным составляющим, то и метод получил название ***трехкомпонентной скважинной магниторазведки (ТСМ***). В некоторых учебниках метод называется "каротаж по напряженности магнитного поля", но это неверно с методологической точ-

ки зрения, так как все методы каротажа изучают геофизические характеристики стенок скважины, а напряженность магнитного поля в скважинах зависит не только от магнитных свойств пород, слагающих стенки скважины, но и от наличия намагниченных объектов, находящихся в десятках и сотнях метров от скважины.

§ 1. Физические основы метода

Для измерений в ТСМ используют систему из 3-х взаимно перпендикулярных магнито-модуляционных датчиков (ММД), ориентированных по осевой или вертикальной схеме, как показано на рис. 37.1, *а* и *б*, соответственно. Ориентировка осуществляется под действием силы тяжести с помощью эксцентрично расположенных грузиков. При этом датчик *X*-составляющей располагается в вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины в точке измерения, а датчик *Y*-составляющей – горизонтально, перпендикулярно этой плоскости.

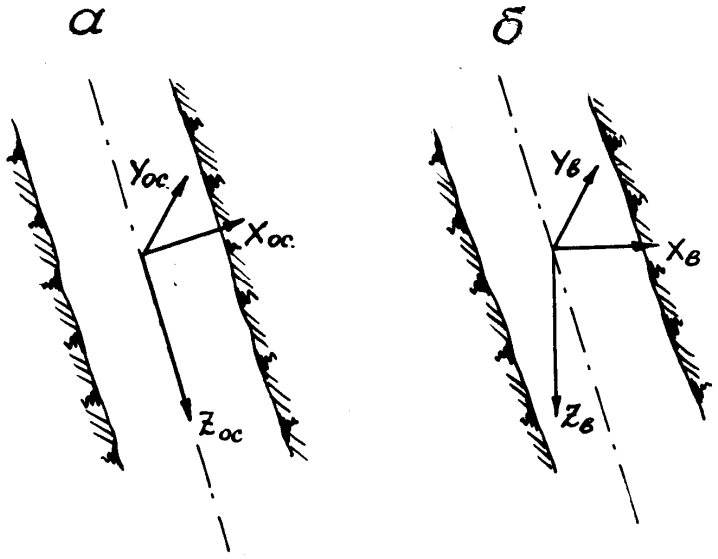

Рис. 37.1. Ориентировка датчиков скважинного магнитометра по осевой (*а*) и вертикальной (*б*) схеме

Поскольку на датчики в скважине воздействует суммарное магнитное поле T, складывающееся из нормального T_0 и аномального T_a полей, то вектор напряженности аномального поля, представляющий интерес с точки зрения разведки полезных ископаемых, вычисляют как разность:

$$\overline{T}_a = \overline{T} - \overline{T}_0 = (X - X_0)\bar{i} + (Y - Y_0)\bar{j} + (Z - Z_0)\bar{k}, \qquad (37.1)$$

где X, Y, Z – составляющие магнитного поля, измеренные в скважине; X_0, Y_0, Z_0 – составляющие нормального магнитного поля, измеренные на контрольном пункте; $\bar{i}, \bar{j}, \bar{k}$ – единичные векторы-орты.

Сложность обработки результатов ТСМ заключается в том, что из-за применения гравитационных ориентаторов ориентировка системы датчиков в скважине зависит от углов искривления последней и не остается постоянной в процессе измерений. Соответственно, не остаются постоянными и значения составляющих нормального поля X_0, Y_0, Z_0, которые нужно вычитать из измеренных значений *X, Y, Z.* Необходимые значения X_0, Y_0, Z_0 для соответствующих углов искривления скважины снимают с графиков нормального поля (рис. 37.2), которые заблаговременно строят по результатам измерений на контрольном пункте при различных ориентировках скважинного снаряда.

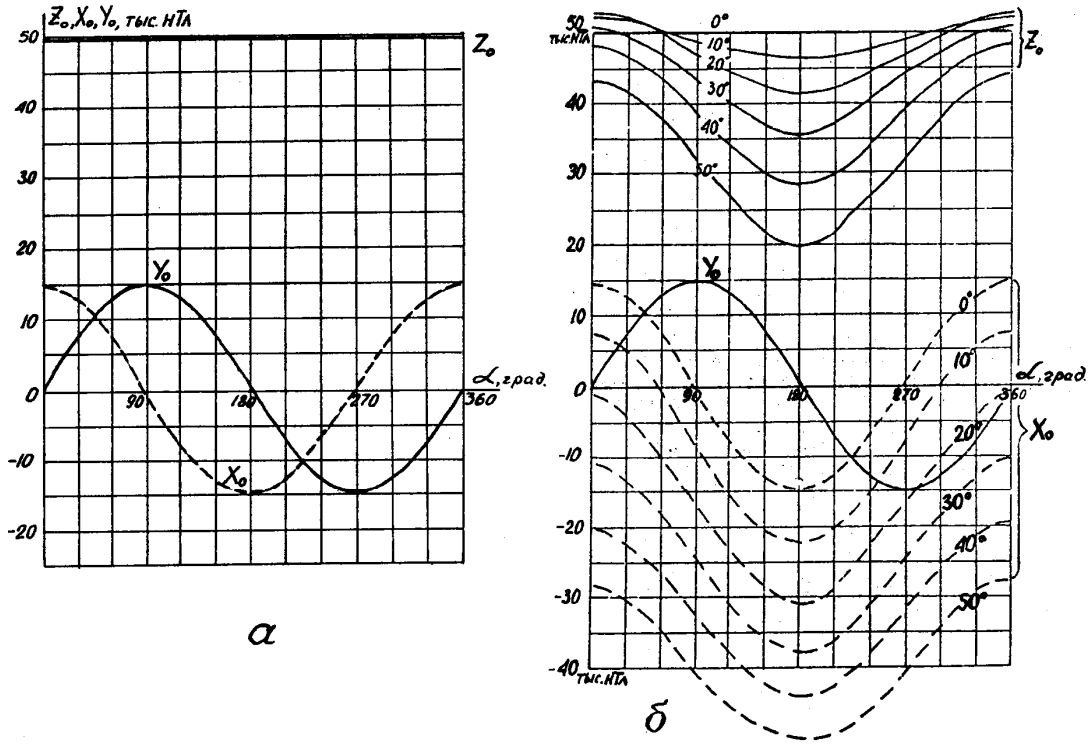

Рис. 37.2. Графики зависимости составляющих нормального поля Земли от углов искривления скважины при вертикальной (*а*) и осевой (*б*) схемах ориентировки датчиков скважинного магнитометра

Точность скважинной магнитометрии из-за погрешностей ориентировки датчиков не превышает ±100 нТл, поэтому различные вариации земного магнитного поля в ней не учитывают.

§ 2. Методика работ

Измерения в скважинах, как правило, выполняют в 2 этапа. На первом этапе измеряют к и *Z*-составляющую. В случае, если в скважине выявляется аномалия *Z*-составляющей, которую невозможно объяснить зарегистрированной величиной к, проводят второй этап – измеряют *X*- и *Y*- составляющие для того, чтобы определить, в каком направлении от скважины

находится объект, создающий аномалию магнитного поля. Измерения могут проводиться как поточечно, так и непрерывно, обработка – только поточечно.

§ 3. Интерпретация результатов

Интерпретацию результатов ТСМ выполняют по кривым Z_a и к, а также по векторам T_a. Поскольку ориентировка векторов T_a в пространстве не постоянна, то для упрощения их изображения и интерпретации строят проекции векторов $\overline{T}_a$ на плоскость продольного (по простиранию пород) $T_{a\parallel}$ и поперечного (вкрест простирания) $T_{a\perp}$ геологического разреза.

В принципе, для интерпретации результатов скважинной магниторазведки можно применять те же методические приемы, что и в полевой магниторазведке, если считать скважину прямолинейным профилем наблюдения, а расстояние до намагниченного объекта вычислять по нормали к оси скважины. Однако нужно иметь в виду следующие различия.

1. В полевой магниторазведке аномальный объект располагается всегда ниже профиля наблюдений, в скважинной – где угодно. Поэтому, если в полевой магниторазведке положение объекта можно локализовать, измерив Z_a по системе профилей, то в скважинных условиях это невозможно: и профиль наблюдения всего один, и положение объекта относительно профиля произвольно. Отсюда и вытекает необходимость трехкомпонентных измерений в скважинах, чтобы по трем составляющим построить вектор T_a, а по нему определить местоположение источника аномалии.

2. В скважинной магниторазведке к услугам наблюдателя всего только один профиль наблюдения (одна скважина), причем часто он даже не дает выхода в нормальное магнитное поле, знание которого необходимо для большей части методов интерпретации в полевой магниторазведке. Отсюда – необходимость разработки специфических приемов интерпретации для ТСМ.

3. При скважинных наблюдениях возможны измерения внутри намагниченных тел.

4. Аномалии Z-составляющей в скважинной магниторазведке имеют "обратный" вид по сравнению с полевой. Так, например, если в полевой магниторазведке аномалия Z-составляющей для шара, измеренная по профилю, имеет максимум над шаром с двумя небольшими минимумами на периферии, то в скважине, проходящей рядом с этим же объектом, наблюдается минимум Z-составляющей напротив центра шара и небольшие максимумы выше и ниже последнего (рис. 37.3). При этом по одной лишь аномалии Z-составляющей невозможно установить, с какой стороны от скважины находится этот шар.

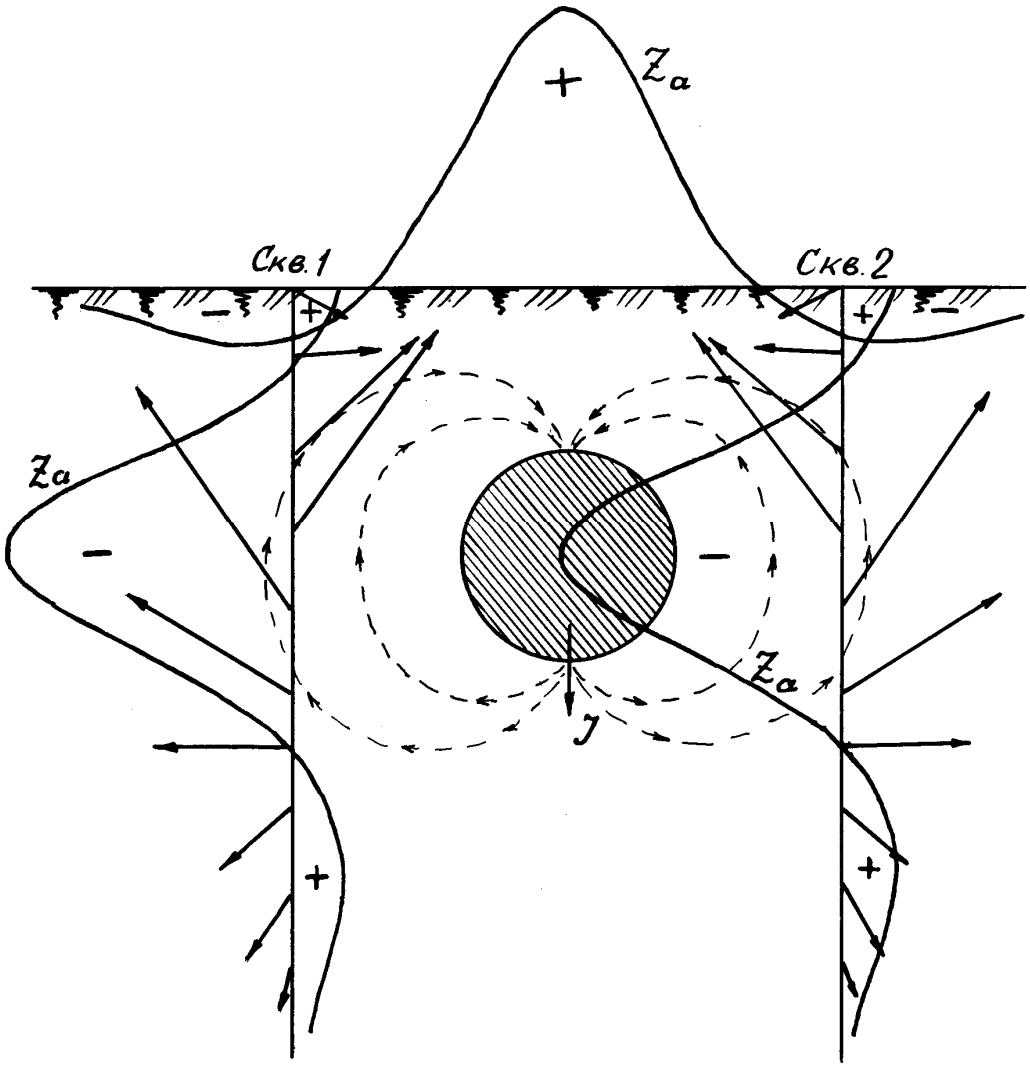

Рис. 37.3. Аномалии магнитного поля от намагниченного шара при наблюдениях на поверхности и в буровых скважинах

Задача определения местоположения намагниченного объекта легко решается по векторам T_a, нужно только помнить, что они направлены по касательным к магнитным силовым линиям аномального поля.

Как следует из того же рис. 37.3, векторы T_a от изометричных тел очень резко меняют свою амплитуду и направление.

Как видно из рис. 37.4, в северном полушарии Земли векторы T_a от вытянутого (эллиптического или линзовидного тела) образуют "сходящийся веер" у верхнего конца намагниченного объекта и "расходящийся веер" – у нижнего. При этом векторы "сходящегося веера" направлены к намагниченному объекту, и местоположение его верхнего конца можно определить по пересечению этих векторов; векторы "расходящегося веера" направлены от намагниченного объекта, положение нижнего конца объекта можно определить по пересечению продолжений этих векторов.

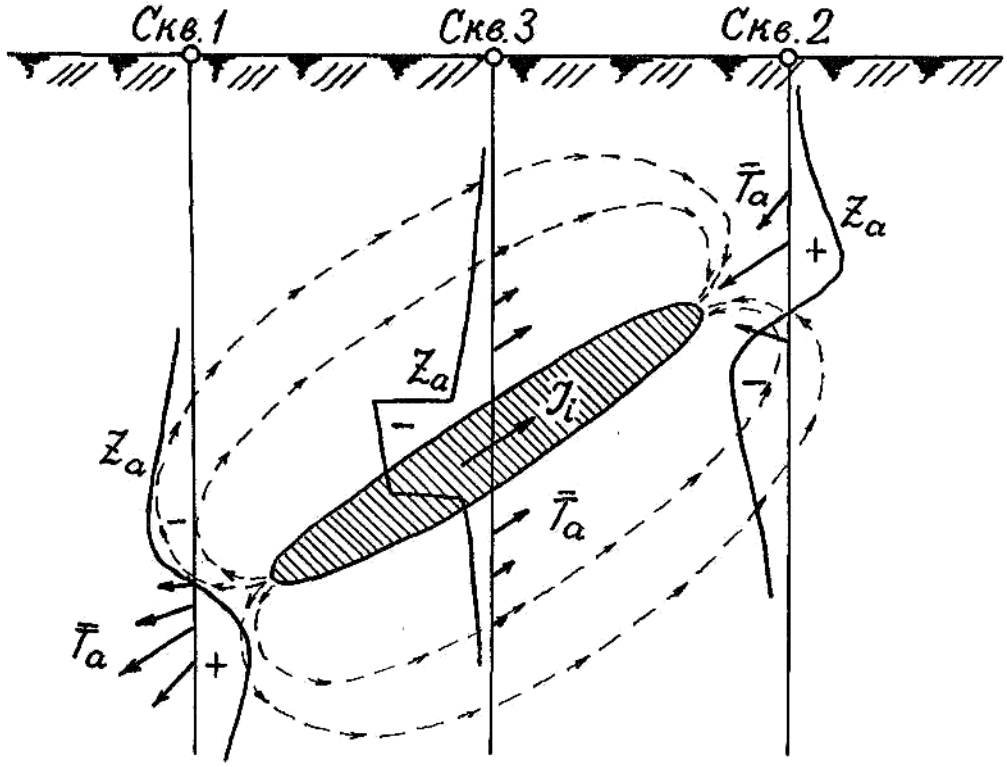

Рис. 37.4. Кривые Z_a и векторы T_a в скважинах от намагниченного объекта в форме наклонно залегающего эллипсоида вращения (линзы)

Разработаны специальные приемы интерпретации векторной магниторазведки, позволяющие определить не только направление из скважины на намагниченный объект и расстояние до него, но и его форму, размеры, элементы залегания.

Область применения ТСМ – это, прежде всего, магнетитовые месторождения, затем полиметаллические, реже – месторождения бокситов и марганцевых руд.

Решаемые задачи: обнаружение не выявленных ранее, "слепых" рудных тел, определение их местоположения, элементов залегания и размеров, оценка магнитных свойств, определение природы наземных магнитных аномалий.

На рис. 37.5 приведен пример обнаружения рудной залежи по данным трехкомпонентной скважинной магниторазведки на Абаканском руднике. На рисунке представлена часть геолого-геофизического разреза на разведочной линии *N* 16 на горизонте 345 м. Измерения проводились в скважинах подземного бурения. В скважине С-1439 был получен сходящийся веер векторов T_a, направленный к С-3 от нее. Для проверки была задана скважина С-1446, которая до глубины 92 м не встретила ожидаемого рудного тела. Полученная аномалия *Z*-составляющей интенсивностью до 40 мкТл и

сходящийся веер векторов T_a указывали на то, что рудная залежь должна находиться вблизи забоя скважины. Это позволило рекомендовать продолжить разведку. При углублении скважины С-1446 она вскрыла на глубине 96 м рудную залежь с богатым содержанием железа.

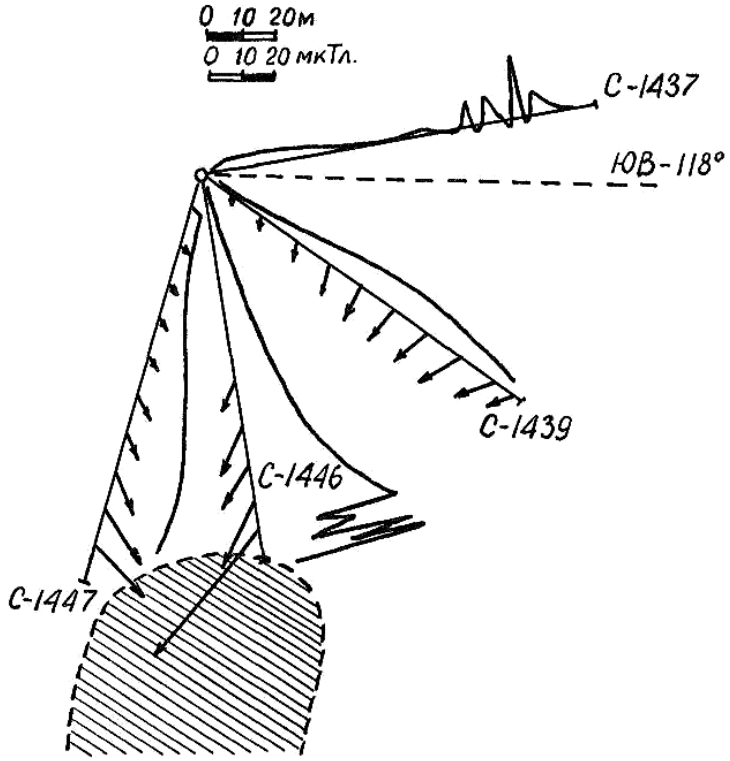

Рис. 37.5. Пример обнаружения рудной залежи по данным трехкомпонентной скважинной магниторазведки на Абаканском руднике (по В. Н. Пономареву и др., 1984)

В пройденной после этого скважине С-1447 также получена призабойная аномалия Z-составляющей. По кривым Z_a и векторам $\overline{T}_a$ в указанных скважинах был отстроен контур ранее неизвестной рудной залежи. Последующая разведка подтвердила эти предположения.

Еще один пример, иллюстрирующий результаты скважинной магниторазведки, приведен на рис. 43.2.

При разведке магнетитовых месторождений рудные тела с минимальными промышленными запасами могут быть обнаружены с помощью ТСМ на расстоянии до 200 м.

Большой вклад в развитие скважинной магниторазведки внесли уральские ученые: проф. В. Н. Пономарев, доктора геол.-мин. наук А. Н. Авдонин, А. М. Мухаметшин, Г. В. Иголкина.

Контрольные вопросы

1. Почему "каротаж по напряженности магнитного поля" правильнее считать не каротажем, а методом скважинной геофизики?
2. Почему в скважинной магниторазведке необходимо знать величину и направление вектора $\overline{T}_a$?
3. Какие схемы ориентировки датчиков для измерения различных пространственных составляющих магнитного поля используют в трехкомпонентной магниторазведке?
4. Как учитывается нормальное магнитное поле в скважинной магниторазведке?
5. Какова погрешность трехкомпонентной скважинной магниторазведки и почему?
6. Назовите отличия скважинной магниторазведки от полевой.
7. Куда направлен сходящийся веер векторов $\overline{T}_a$? Куда – расходящийся?

Глава 38. Скважинная гравиразведка

§ 1. Общие сведения о методе

Скважинная гравиразведка заключается в измерении силы тяжести на разных глубинах в буровых скважинах.

Измерения эти дают возможность рассчитать среднее значение плотности горных пород в естественном залегании. А это, в свою очередь, позволяет точнее интерпретировать наземные гравиразведочные аномалии, дифференцировать разрезы скважин по плотности, выделять нефтеносные и угленосные слои и определять пористость пород, в том числе, и трещиноватых, раскарстованных и рыхлых, для которых другие методы не дают надежных результатов.

При расчете плотности пород по данным скважинной гравиметрии слой пород, расположенный между двумя точками измерения в скважине, принимают за однородный плоский слой бесконечного простирания или за однородный сферический слой постоянной плотности.

Скважинная гравиметрия имеет преимущества перед другими методами определения плотности "in situ".

Так, метод плотностного ГГК определяет плотность небольшого цилиндрического слоя горных пород, прилегающего к стенке скважины и имеющего толщину не более 15-20 см. К тому же в этом слое породы подвергаются воздействию бурового инструмента и промывочной жидкости. Так что плотность, измеренная по ГГК, это не совсем плотность пород "in situ".

В то же время скважинная гравиметрия позволяет определить среднюю плотность большого объема горной породы – порядка куба интервала между точками наблюдения.

Прискважинные изменения плотности пород, а также наличие обсадных труб не влияют на результаты скважинной гравиметрии.

Первые гравиметрические наблюдения в скважинах были проведены в США в 1952 г. Для этих наблюдений был приспособлен гравиметр струнного типа, разработанный после Второй мировой войны для измерения силы тяжести на подводных лодках (R. R. Goodell, C. H. Fay, 1964). В начале 60-х годов прошлого века фирмами "Esso" и "Shell Development" (США) были созданы струнные гравиметры специально для буровых скважин. В силу геометрических особенностей чувствительного элемента струнные гравиметры наилучшим образом соответствуют условиям измерения в буровых скважинах.

В Советском Союзе первый скважинный гравиметр был построен в 1958 г. во ВНИИгеофизики (П. И. Лукавченко). Основой для него послужил кварцевый гравиметр типа ГАК-3М, дополненный системами телеметрии и телеуправления. Диаметр первого скважинного прибора был 175 мм, позднее его диаметр удалось уменьшить до 110 мм, а погрешность измерений довести до ±0,1 мГал.

В последние годы и зарубежные фирмы ("LaCoste-Romberg", "Micro-g-LaCoste", "Scintrex" и др.) также обратились к разработке скважинных гравиметров на основе таких же датчиков силы тяжести, как и в полевых гравиметрах. Эти датчики привлекательны в силу своих малых габаритов, благодаря чему их можно применить и для измерений в наклонных скважинах.

Достигнутая высокая точность современных скважинных гравиметров позволяет использовать их даже для контроля вытеснения нефти водой или газом при разработке нефтяных месторождений.

Ниже будут рассмотрены принципы действия струнного гравиметра и гравиметра с датчиком типа горизонтального маятника Голицына (гравиметр Ла-Коста-Ромберга).

§ 2. Принцип действия гравиметра струнного типа

Чувствительный элемент гравиметра представляет собой металлическую нить (струну), на конце которой подвешен грузик. В струне возбуждают поперечные колебания. Как известно, частота колебаний струны зависит от силы её натяжения: чем больше натяжение, тем выше частота.

Если пренебречь жесткостью и амплитудным эффектом (удлинением), то чувствительный элемент гравиметра можно рассматривать как идеально гибкую струну, частота собственных колебаний которой будет

$$f = \frac{1}{2l}\sqrt{\frac{F}{\rho}}, \tag{38.1}$$

где l – длина струны; F – сила натяжения струны; ρ – масса, приходящаяся на единицу длины струны.

Для чувствительного элемента $F = Mg$, где M – масса грузика, а g – ускорение свободного падения, $\rho = \frac{m}{l}$, где m – масса самой струны.

Таким образом

$$f = \frac{1}{2l}\sqrt{\frac{Mg}{m/l}} = \frac{1}{2}\sqrt{\frac{Mg}{ml}}. \tag{38.2}$$

Если g_0 – сила тяжести на исходном пункте, и g – в точке наблюдения, а f_0 и f – соответствующие этим значениям частоты колебания струны, то

$$\frac{g}{g_0} = \frac{f^2}{f_0^2}, \tag{38.3}$$

а приращение силы тяжести $\Delta g = g - g_0$:

$$\Delta g = 2g_0\frac{\Delta f}{f_0} + g_0\left(\frac{\Delta f}{f_0}\right)^2. \tag{38.4}$$

По этому выражению можно рассчитать приращение силы тяжести для любой точки наблюдения.

Отсюда же следует, что изменению силы тяжести на 1 мГал соответствует изменение частоты колебаний примерно в 1 Гц на фоне f_0 = 2 МГц.

Для измерения частоты используются высокоточные кварцевые часы, с помощью которых измеряют время нескольких десятков тысяч полных циклов колебания струны.

Формулы (38.2) и (38.4) не совсем точны из-за того, что нижний конец струны не закреплен, и поперечные колебания будут вызывать небольшие удлинения струны (примерно на 1 миллионную часть её длины). Небольшая поправка за этот эффект может быть определена при калибровке прибора на опорном пункте.

Следует отметить также, что на результаты измерений будут влиять изменения температуры прибора, так как при увеличении температуры происходит удлинение струны вследствие её линейного расширения. Это означает, что струна должна быть изготовлена из материала с минимальным значением коэффициента теплового расширения, во-первых, и чувствительный элемент должен иметь хорошую термоизоляцию или быть термостатирован, во-вторых.

Кроме того, струна должна быть расположена вертикально даже в искривленных скважинах. По этой причине чувствительный элемент должен быть размещен внутри скважинного снаряда в карданном подвесе.

Струнный гравиметр имеет практически неограниченный диапазон измерений. Результаты наблюдений с ним удобны для передачи на расстояние и для автоматизированной цифровой обработки данных.

Еще одно достоинство струнного гравиметра – высокая точность измерений (порядка ±10 мкГал). К недостаткам его относится низкая производительность измерений (замеры на каждой точке требуют не менее 10 мин) и узкая область применения, ограниченная скважинами, отклоняющимися от вертикали не более чем на $4{,}5^0$.

§ 3. Скважинный гравиметр типа пружинных весов

В современных скважинных гравиметрах используется датчик типа горизонтального маятника Голицына (С. М. Аксельрод, 2008).

Ускорение силы тяжести оценивают по удлинению растягивающейся пружины "нулевой длины", прикрепленной к измерительному рычагу (рис. 38.1). В пружине "нулевой длины" без нагрузки все витки плотно прилегают друг к другу, составляя начальную длину S_0, а длина S в растянутом виде прямо пропорциональна растягивающей силе.

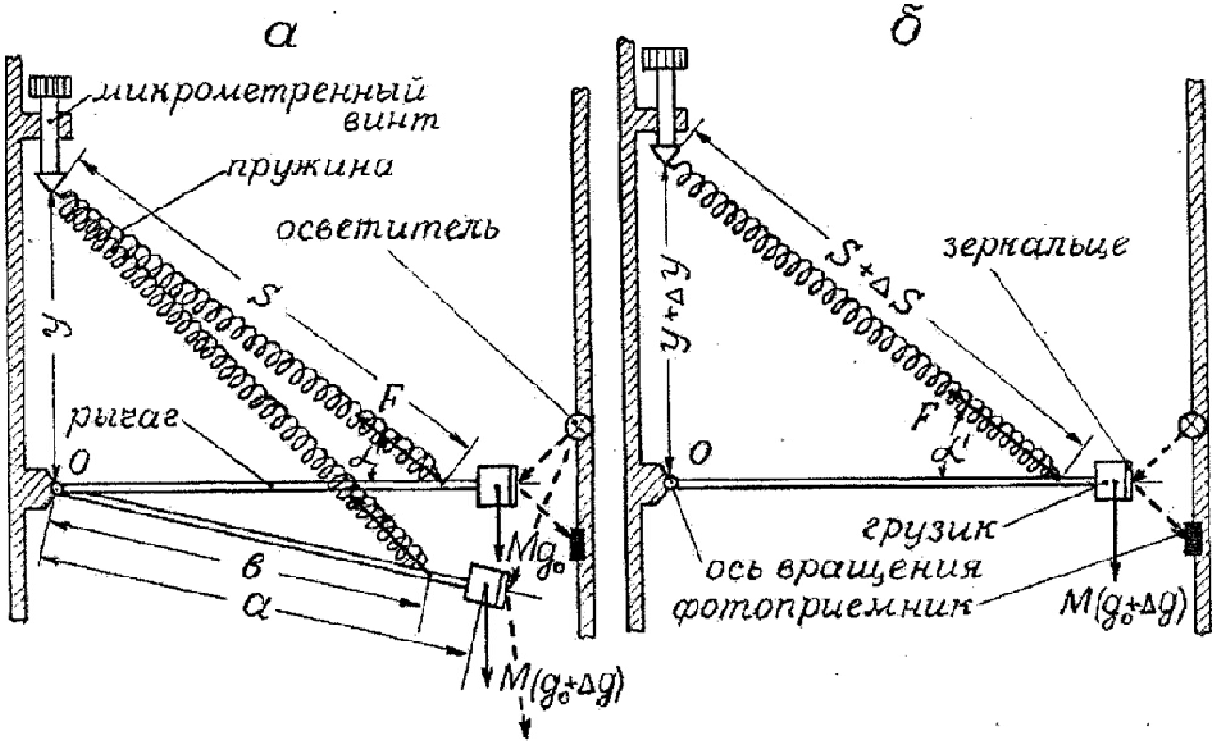

Рис. 38.1. Принцип действия датчика скважинного гравиметра типа горизонтального маятника Голицына:
а – изменение положения рычага при увеличении силы тяжести; *б* – изменение положения верхнего конца пружины после возвращения рычага в исходное горизонтальное положение

Если в начальной точке измерения рычаг занимает горизонтальное положение и сила тяжести равна g_0, то сумма моментов, поворачивающих рычаг относительно оси вращения О (рис. 38.1) должна быть равна 0:

$$Mg_0a - kSb\sin\alpha = 0, \tag{38.5}$$

где M – масса грузика; a – длина измерительного рычага; b – расстояние точки крепления нижнего конца пружины к измерительному рычагу от оси вращения О; S – длина пружины; k – коэффициент упругости пружины; α – угол между осью пружины и рычагом.

Учитывая, что $\sin\alpha = \frac{y}{S}$, где y – высота подвеса верхнего конца пружины относительно оси вращения О измерительного рычага, будем иметь:

$$Mg_0a = kSb \cdot \frac{y}{S} = kby. \tag{38.6}$$

В точке измерения, где сила тяжести возрастает на Δg, рычаг отклоняется от горизонтали, увеличивая растяжение пружины. При этом луч света, отраженный от зеркальца, расположенного на торцевой поверхности грузика M, смещается от фотоприемника вниз. Рычаг возвращают в горизонтальное положение за счет увеличения натяжения пружины посредством перемещения верхней точки подвеса пружины на интервал Δy с помощью дистанционно управляемого микрометренного винта. Длина пружины увеличивается на ΔS, и новое уравнение горизонтального положения рычага:

$$M(g_0 + \Delta g)a = k(S + \Delta S)b\sin\alpha', \tag{38.7}$$

где α' – новый угол между рычагом и осью пружины.

Учитывая, что $\sin\alpha' = \frac{y + \Delta y}{S + \Delta S}$, получаем:

$$M(g_0 + \Delta g)a = k(S + \Delta S)b\frac{y + \Delta y}{S + \Delta S} = kb(y + \Delta y). \tag{38.8}$$

Из уравнений (38.6) и (38.8) находим приращение силы тяжести:

$$\Delta g = \frac{1}{Ma}(k_в\Delta y) = \frac{k_в}{Ma}\Delta y. \tag{38.9}$$

Поскольку параметры M, k, a и b есть величины постоянные, перемещение верхнего конца пружины Δy пропорционально приращению силы тяжести Δg между точками измерения.

Весь датчик термостатирован и в скважинном гравиметре размещен в карданном подвесе, который обеспечивает датчику вертикальное положение при зенитных углах скважины от 0 до 60°.

Новейший скважинный гравиметр описанной конструкции имеет чувствительность ±5 мкГал при диаметре скважинного прибора 48 мм, рабочем диапазоне 7000 мГал и глубине исследуемых скважин до 2000 м (С. М. Аксельрод, 2008).

По-видимому, датчик гравиметра дополнен какими-то деталями для астазирования системы, но эта информация фирмами-разработчиками в печати не раскрывается.

§ 4. Методика работ

Измерения со скважинным гравиметром выполняют поточечно, при остановках прибора в скважине.

Расстояние между точками наблюдения выбирают в зависимости от конкретных геологических задач и погрешности прибора. Эти расстояния могут быть равны 100, 50 и даже 10 или 5 м.

При перемещении прибора между точками измерения чувствительную систему арретируют (арретирующее устройство на рис. 38.1 не показано). На каждой точке выполняют 4-6 замеров и вычисляют среднее значение.

Поскольку время наблюдения на каждой точке составляет несколько минут, то экономически целесообразно выполнять измерения в бурящихся скважинах сразу после их цементирования, во время ожидания схватывания цемента, а в эксплуатационных – во время ремонтных работ. Для контроля точности часть замеров повторяют при спуске и подъеме снаряда.

§ 5. Интерпретация и изображение результатов

Приращение силы тяжести между двумя точками наблюдения в скважине, расстояние между которыми по вертикали равно Δh, может быть представлено следующим уравнением:

$$\Delta g = g_n - g_{n-1} = \frac{\partial g}{\partial z} \cdot \Delta h - 4\pi f \sigma_{\text{ср}} \cdot \Delta h + \Delta_{\text{т}} g + \Delta_{\text{г}} g + \Delta_{\text{а}} g + \Delta_{\text{с}} g , \quad (38.10)$$

где $\frac{\partial g}{\partial z}$ – нормальный вертикальный градиент силы тяжести, ($\frac{\partial g}{\partial z} = 0{,}3086 \frac{\text{мГал}}{\text{м}}$); f – гравитационная постоянная ($f = 6{,}67 \cdot 10^{-11} \frac{\text{Н} \cdot \text{м}^2}{\text{кг}^2}$);

$\sigma_{ср}$ – средняя плотность слоя пород между n и n-1 точками измерения; слагаемое $4\pi f \sigma_{ср} \Delta h$ – притяжение однородного сферического слоя, расположенного между точками n и n-1; $\Delta_т g$ – разность действия неровностей рельефа в точках измерения n и n-1 (эту поправку нужно учитывать при работе в горных районах, расчет поправки производится по специальным номограммам); $\Delta_г g$ – разность действия на гравиметр неоднородностей геологического строения, она может быть рассчитана на основании данных наземной гравиметрии; $\Delta_a g$ – поправка за действие лунного и солнечного притяжения (астрономическая), она может быть исключена при учете сползания "нуль-пункта" прибора; $\Delta_c g$ – поправка за различное действие скважинных условий в точках измерения (диаметра, обсадки, цементного камня и пр.), эта поправка очень мала и ею можно пренебречь.

Из уравнения (38.10) можно найти выражение для средней плотности слоя:

$$\sigma_{ср} = \frac{1}{4\pi f \Delta h}\left(\frac{\partial g}{\partial h}\Delta h - \Delta g\right), \qquad (38.11)$$

где Δg – измеренное приращение силы тяжести, исправленное за все мешающие факторы.

После подстановки численных значений π, f и Δg в мГал получается:

$$\sigma_{ср} = \frac{11{,}96}{\Delta h}\left(0{,}3086\,\Delta h - \Delta g\right), \left[\frac{г}{см^3}\right]. \qquad (38.12)$$

Погрешность определения средней плотности горных пород ε_σ, как следует из теории, зависит от погрешности измерения $\varepsilon_{\Delta_\sigma}$ и от величины интервала между точками наблюдения, а также от погрешности измерения этого интервала $\varepsilon_{\Delta h}$:

$$\varepsilon_\sigma = 11{,}96\left[\left(\frac{1}{\Delta h}\varepsilon_{\Delta g}\right)^2 + \left(\frac{\Delta g}{\Delta h^2}\varepsilon_{\Delta h}\right)^2\right]^{1/2}. \qquad (38.13)$$

Так, при погрешности $\varepsilon_{\Delta g}$ = 3 мкГал и $\varepsilon_{\Delta h}$=50 мм определить плотность с погрешностью ε_σ = 0,02 г/см^3 можно лишь при Δh > 6 м.

С целью уменьшения погрешности определения плотности компанией "Edcon Inc." разработан так называемый челночный гравиметр (Shuttle Sonde).

В этом гравиметре датчик силы тяжести после установки скважинного прибора на точку наблюдения может перемещаться внутри прибора в пределах 2,5 м. Погрешность измерения интервала глубин $\varepsilon_{\Delta h}$ в этом приборе составляет всего 1 мм.

Результаты скважинной гравиметрии изображаются в виде ***денсиграмм***.

Пример такой денсиграммы приведен на рис. 38.2. Точки наблюдения располагаются через 100 м, начиная с глубины 50 м. На денсиграмме отмечается 3 интервала с пониженной плотностью. Они приурочены к пескам (инт. 300-400 м) и песчаникам (инт. 700-800 и 1100-1200 м), залегающим среди плотных глинистых сланцев.

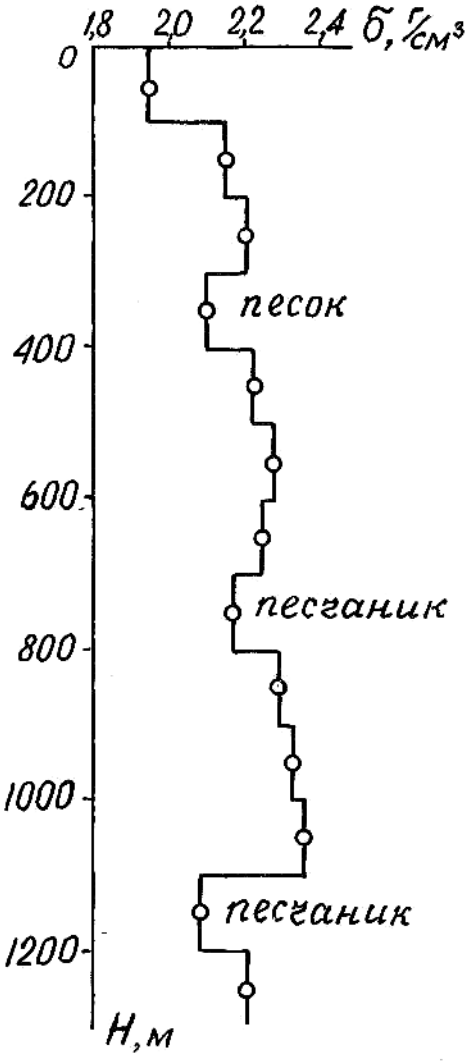

Рис. 38.2. Пример денсиграммы, построенной по гравиметровым наблюдениям в скважине

По результатам скважинной гравиметрии на месторождении нефти Санта-Фе-Спрингс в США был выявлен нефтеносный пласт, пропущенный при бурении, а на месторождении Узень в СССР – новый газоносный коллектор.

Большим преимуществом скважинной гравиметрии является возможность наблюдений в обсаженных скважинах.

Особенно интересные результаты получаются при совместной интерпретации данных скважинной гравиметрии (СГ) и плотностного гамма-гамма-каротажа. ГГК определяет плотность тонкого цилиндрического слоя горных пород, непосредственно прилегающего к стенке скважины, а скважинная гравиметрия – среднюю плотность большого интервала горных пород, на величине которой сказываются плотностные неоднородности в стороне от скважины: соляные купола, рудные тела, сбросы и т. п.

На рис. 38.3 показано, как выделяется соляной купол с карнизом, вытянутым в сторону скважины. По данным ГГК-П плотность пород по стволу скважины в интервале 600-2600 м практически не изменяется и остается на уровне 2,03 г/см^3. По скважинной гравиметрии фиксируется постепенное повышение средней плотности до 2,12 г/см^3 в интервале 725-1725 м. Это объясняется тем, что соляной купол (плотность каменной соли σ_c = 2,20 г/см^3) имеет выступ, карниз, приближающийся к стволу скважины. Однако, для того, чтобы определить, с какой стороны от скважины находится этот соляной купол, необходимо либо иметь данные полевой гравиметрии, либо провести измерения со скважинным вариометром (такие приборы пока еще находятся в стадии разработки в некоторых зарубежных фирмах).

На рис. 38.3 дополнительно приведен график Δg по поверхностному профилю, на котором соляной купол выделяется положительной аномалией до 8 мГал в 800 м к западу от устья скважины, но по этому графику невозможно судить о наличии карниза, под которым могут быть нефтеносные пласты.

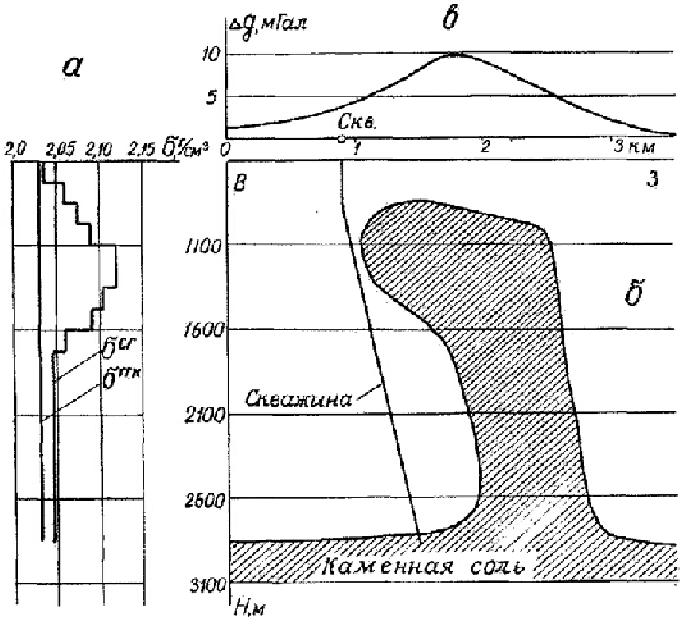

Рис. 38.3. Пример совместной интерпретации результатов скважинной гравиметрии и плотностного гамма-гамма-каротажа:
а – денсиграммы по скважине; *б* – геологический разрез;
в – результаты полевой гравиметрии (по С. М. Аксельроду, 2008)

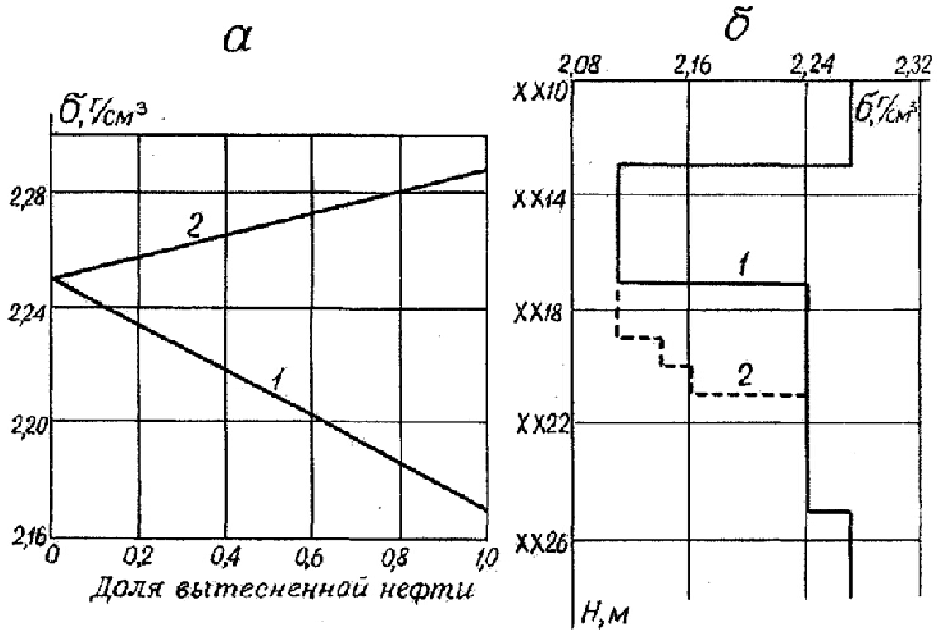

Рис. 38.4. Применение скважинной гравиметрии для контроля разработки нефтяного месторождения:
а – изменение плотности нефтяного пласта при замещении нефти газом *1* и водой *2* ($K_п$ = 20 %);
б – денсиграммы, полученные перед началом разработки залежи – *1*, и через год после начала разработки – *2*

Высокая точность современных скважинных гравиметров позволяет использовать их для контроля разработки или мониторинга нефтяных месторождений.

Поскольку в процессе разработки месторождений плотность минерального скелета коллекторов, их пористость и остаточная водонасыщенность остаются постоянными, то изменение их общей плотности может быть связано только с изменениями нефтенасыщенности, газонасыщенности или водонасыщенности в результате замещения пластовых флюидов закачиваемой водой.

На рис. 38.4, *а* показано изменение общей плотности нефтенасыщенного пласта при замещении нефти газом (график 1) и водой (график 2), на рис. 38.4, *б* – результаты измерения плотности пласта по данным скважиной гравиметрии перед началом разработки (диаграмма 1) и через год эксплуатации (диаграмма 2). В интервале хх17-хх19м плотность коллектора уменьшилась с 2,24 до 2,11 г/см^3, а в интервале хх19-хх21 м – с 2,24 до 2,16 г/см^3. Это свидетельствует о полном замещении нефти газом до глубины хх19 и о частичном замещении до отметки хх21м.

Контрольные вопросы

1. Назовите преимущества вычисления плотности горных пород по данным скважинной гравиметрии перед непосредственным измерением плотности методом ГГК-П.
2. Объясните принцип действия струнного гравиметра.
3. Поясните устройство скважинного гравиметра типа пружинных весов, пользуясь рис. 38.1.
4. От каких факторов зависит погрешность определения плотности горных пород по гравиметровым наблюдениям?
5. Как изображают результаты скважинной гравиметрии?
6. Что дает совместное рассмотрение результатов скважинной гравиметрии и плотностного гамма-гамма-каротажа?

ЧАСТЬ VII
КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ПРИ РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Прежде, чем рассматривать вопросы комплексирования ГИС, отметим, что интерпретация данных ГИС условно может быть подразделена на 2 этапа.

I этап – оперативная или геофизическая интерпретация.

Здесь устанавливают местоположение в разрезе скважины отдельных литологических разностей и определяют их физические свойства; выделяют интервалы, занимаемые полезным ископаемым, и определяют его качественные и количественные характеристики.

На нефтяных и газовых месторождениях по результатам оперативной интерпретации составляют заключение, которое выдают геологической службе буровых предприятий. В заключении указывают глубины залегания продуктивных коллекторов, их пористость и нефтенасыщенность и дают рекомендации по испытанию пластов.

II этап – сводная или комплексная геологическая интерпретация.

На этом этапе по совокупности геофизических данных об отдельных пластах и имеющимся геологическим материалам дают заключение о строении залежей полезного ископаемого и его запасах.

На этом этапе производят корреляцию разрезов скважин, строят профильные геолого-геофизические разрезы, структурные и пластовые карты, подсчитывают запасы полезного ископаемого.

Так, геологические запасы нефти рассчитывают по формуле:

$$Q_{\text{геол}} = (\sigma_{\text{н}}/b_{\text{н}})S_{\text{н}}\cdot h_{\text{эф.ср}}\cdot K_{\text{п.ср}}\cdot K_{\text{н.ср}},$$

где $\sigma_{\text{н}}$ – плотность нефти при стандартных условиях (давление 0,1 МПа, температура 273 К); $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент, равный отношению объемов нефти в пластовых и в стандартных условиях; $S_{\text{н}}$ – площадь нефтенасыщенной части коллектора; $h_{\text{эф.ср}}$ – средняя эффективная мощность коллектора; $K_{\text{п.ср}}$ – средний коэффициент пористости нефтенасыщенного коллектора; $K_{\text{н.ср}}$ – средний коэффициент нефтенасыщения.

Извлекаемые запасы получают, умножая геологические запасы нефти на коэффициент нефтеизвлечения $\beta_{\text{н}}$ ($\beta_{\text{н}} < 1$).

Глава 39. Комплексирование методов ГИС на месторождениях нефти и газа

§ 1. Задачи, решаемые ГИС на месторождениях нефти и газа

Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин имеют особенно важное значение. Это объясняется, с одной стороны, необходимостью бурения глубоких скважин с минимальным отбором керна или вообще без него (для удешевления и ускорения работ) и, с другой стороны, хорошей дифференциацией осадочных толщ по легко измеряемым электрическим и ядерно-физическим параметрам, выдержанностью разрезов осадочных пород по простиранию, что дает возможность привязки каротажных диаграмм многих скважин к разрезу одной или нескольких опорных скважин, пробуренных с отбором керна.

Основные задачи, решаемые с помощью ГИС на месторождениях нефти и газа:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение в разрезах коллекторов, определение их мощности и строения.
3. Определение коллекторских свойств:
   - пористости;
   - проницаемости;
   - глинистости.
4. Определение нефтегазонасыщенности коллекторов.
5. Определение положения ВНК, ГНК, ГВК.
6. Корреляция разрезов скважин.
7. Изучение технического состояния скважин.
8. Контроль над разработкой месторождений.

При каротаже скважин на месторождениях нефти и газа применяют обширный комплекс методов ГИС, утвержденный Минприроды и Минтопэнерго Российской Федерации.

Каротажные диаграммы по всему стволу скважины записывают в масштабе глубин 1:500; продуктивные интервалы детализируют в масштабе 1:200.

§ 2. Литологическое расчленение разрезов скважин

Расчленение геологического разреза скважины по составу пород и составление предварительной литологической колонки представляют основное содержание оперативной интерпретации.

Прежде чем приступить к решению этого вопроса, диаграммы различных методов увязывают по глубине. Для этого выбирают пласты с наиболее четкими особенностями на каротажных диаграммах. Решение

вопроса о литологическом расчленении зависит от типа геологического разреза.

Песчано-глинистый разрез. Песчано-глинистый (терригенный) разрез обычно содержит пески, песчаники, глины, глинистые песчаники, алевролиты. Реже в его состав входят: конгломераты, глинистые сланцы, аргиллиты (каменистые глины), мергели.

Типичным примером песчано-глинистого разреза на территории России могут служить мезозойские отложения Западной Сибири и девонские отложения Волго-Уральской провинции.

Такие разрезы разбуриваются на пресном буровом растворе, т. е. при минерализации бурового раствора c_0 меньшей, чем минерализация $c_в$ пластовых вод и, следовательно, при $\rho_0 > \rho_в$. Это обусловливает существование "прямого поля" ПС и образование положительного приращения $\Delta\rho_К$ на диаграммах микрозондов (см. главы 6 и 10).

Кратко охарактеризуем основные литологические разности песчано-глинистого разреза.

Глины и глинистые породы отличаются положительными аномалиями ПС; самыми низкими КС (от 2 до 20 Ом·м), $\rho_к^{МГЗ} \approx \rho_к^{МПЗ}$; повышенной естественной радиоактивностью; минимальными показаниями на диаграммах НГК-60; высокими значениями интервального времени ($\Delta T_Р = 300 - 500 \frac{мкс}{м}$) на диаграммах АК; увеличением фактического диаметра скважины против номинального.

КС глин зависит от их отсортированности, оно минимально у морских, глубоководных глин и несколько выше у континентальных.

Песчаники и алевролиты имеют отрицательные показания на диаграммах ПС; более высокие значения КС (от единиц до сотен Ом·м); положительные приращения $\Delta\rho_К$ на диаграммах микрозондов; промежуточные показания на диаграммах ГК и НГК; более низкие значения интервального времени по АК (у песчаников $\Delta T_Р = 175 - 330 \frac{мкс}{м}$, у алевролитов – 200-275 $\frac{мкс}{м}$); на кавернограммах фиксируется уменьшение диаметра против номинального.

КС песчаников и алевролитов меняется в очень широких пределах в зависимости от их плотности и пористости, характера насыщения пор, состава цемента и примеси глинистого материала.

Алевролиты характеризуются, в общем, такими же признаками, как и песчаники, но выраженными менее отчетливо.

На рис. 39.1 представлен условный песчано-глинистый разрез и схематизированный вид каротажных диаграмм.

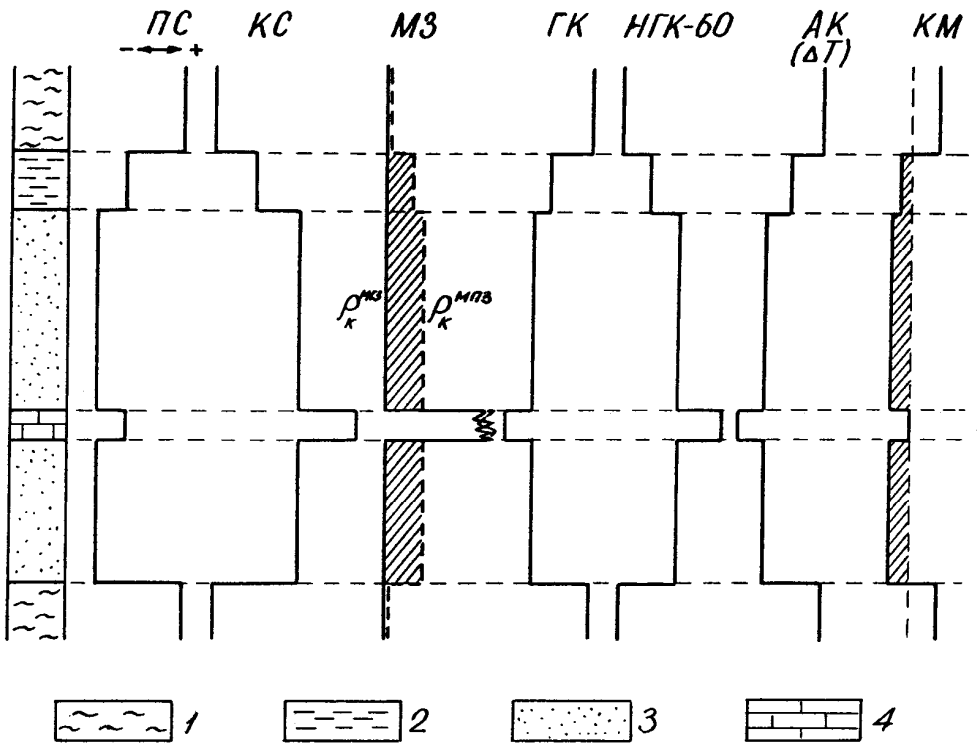

Рис. 39.1. Литологическое расчленение песчано-глинистого разреза по данным комплекса методов ГИС:
1 – глина; *2* – алевролит; *3* – песчаник; *4* – известняк

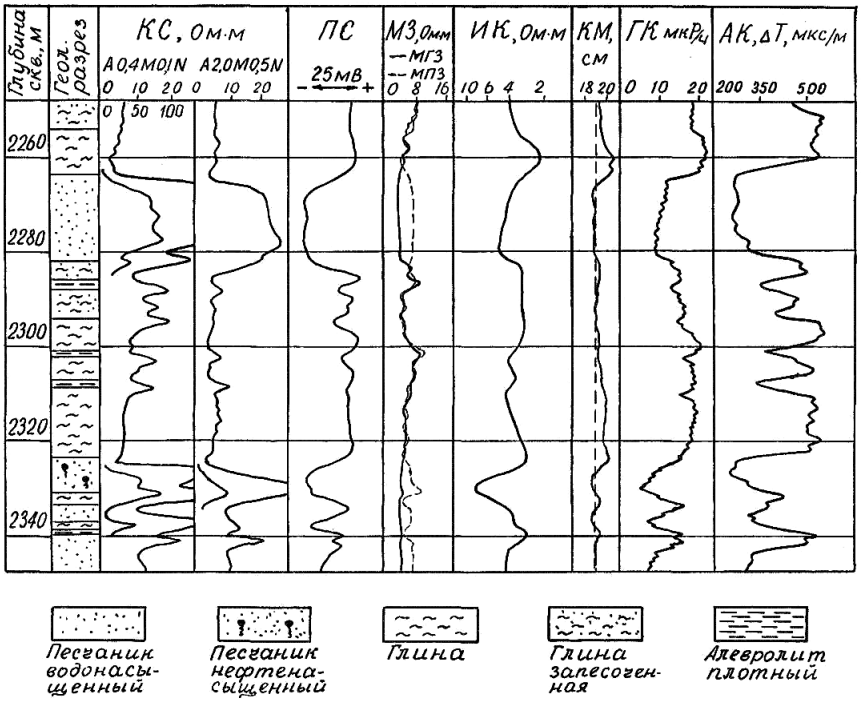

Рис. 39.2. Пример расчленения песчано-глинистого разреза по комплексу каротажных диаграмм (скв. № 14, Очимкинская площадь Тюменской обл.)

На рис. 39.2 приведены практические результаты комплекса ГИС на песчано-глинистом разрезе одного из нефтяных месторождений Тюменской области. Разрез представлен чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины характеризуются положительными аномалиями ПС, достигающими 30 мВ; низкими, до 6-7 Ом·м показаниями КС; отсутствием положительных приращений $\Delta\rho_к$ на диаграммах микрозондов и повышенными значениями на диаграммах ГК и $\Delta T_Р$. Типичными примерами глин могут служить пласты в интервалах 2254,0-2263,5 м, 2307,5-2323,5 м.

Пропластки плотных алевролитов (2286, 2302, 2339 м) отмечаются небольшими отрицательными аномалиями ПС и более высокими, до 15 Ом·м показаниями КС. Песчаникам соответствуют зоны положительных приращений $\Delta\rho_к$ на диаграммах МЗ, отрицательные аномалии ПС, повышенные до 75 Ом·м показания КС. Так, водонасыщенный песчаник выделяется в интервале 2263,5-2282,5 м, а нефтенасыщенный – в интервале 2323,0-2330,5. Нефтенасыщенному песчанику соответствуют более высокие показания на диаграмме индукционного каротажа. По диаграммам КС водонасыщенные и нефтенасыщенные песчаники различаются незначительно из-за влияния на величину КС сопротивления зоны проникновения бурового раствора.

Для песчано-глинистого разреза ***основными*** методами ГИС являются: МЗ, ПС и КС, ***дополнительными***: ГК, НГК, АК, КМ.

Карбонатный разрез. Карбонатный разрез содержит обычно известняки и доломиты в разных видах: плотные и крепкие, пористые и трещиноватые, глинистые и т. п. Реже в разрезе присутствуют гипс, ангидрит, каменная соль. Примером карбонатного разреза могут служить пермские отложения Волго-Уральской провинции.

Расчленение карбонатного разреза – более трудная задача, нежели расчленение песчано-глинистого. С помощью ГИС в карбонатных разрезах можно отделить рыхлые, высокопористые известняки, известняки-ракушечники от плотных кристаллических и окремнелых известняков.

На рис. 39.3 представлен разрез карбонатной толщи, содержащей плотные и пористые разности известняков с различным характером насыщения, и схематизированные каротажные диаграммы над ними.

На диаграммах КС карбонатные толщи выделяются как зоны высокого сопротивления – от сотен до тысяч и десятков тысяч Ом·м. Рыхлые, кавернозные известняки обладают пониженным КС. В случае нефтегазонасыщенности, а пористые известняки могут быть нефтегазонасыщенными, их сопротивление соизмеримо с сопротивлением плотных известняков (см. пласт 2 на рис. 39.3).

На диаграммах ПС карбонатные породы выделяются отрицательными аномалиями на фоне глин. Амплитуда аномалий увеличивается с ростом пористости (пласты 2 и 4) и уменьшается с ростом глинистости

(пласт 6). В общем случае диаграммы ПС на карбонатном разрезе слабо дифференцированы.

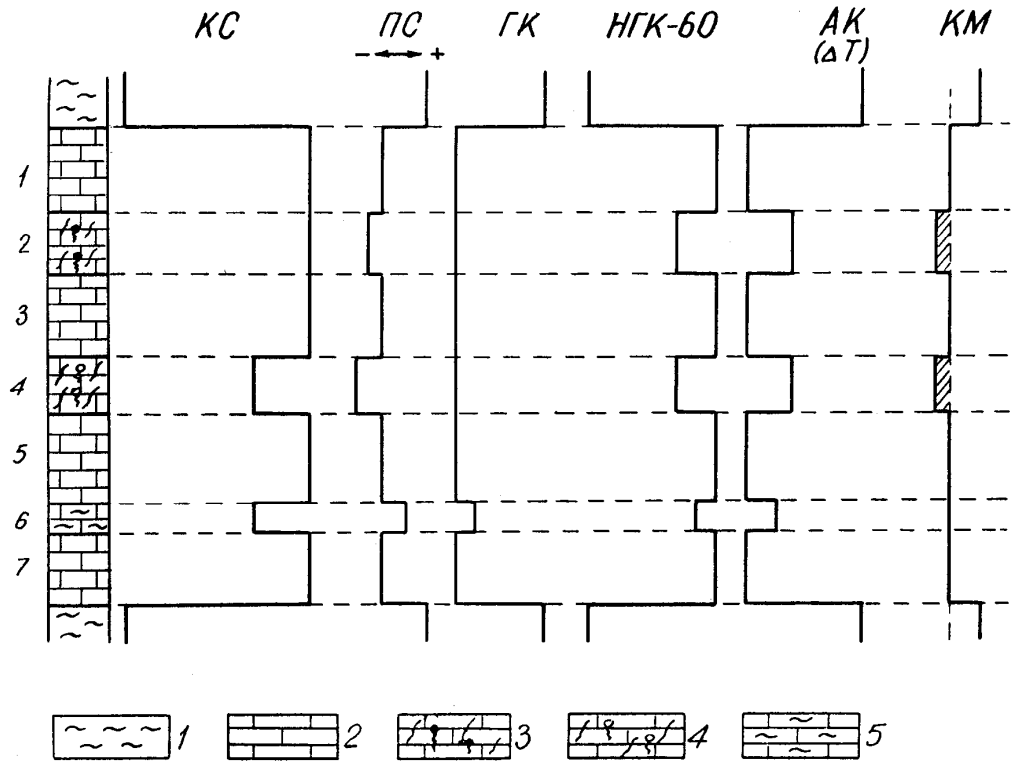

Рис. 39.3. Литологическое расчленение карбонатного разреза по данным комплекса методов ГИС:
1 – глина; *2* – известняк плотный; *3* – известняк трещиноватый нефтенасыщенный; *4* – известняк трещиноватый водонасыщенный; *5* – известняк глинистый

Микрозонды очень редко, только в случае хорошей пористости пластов, образуют зоны положительных приращений $\Delta\rho_к$, в остальных случаях их диаграммы не дают полезной информации.

Диаграммы ГК выделяют карбонатную толщу пониженными значениями естественной радиоактивности (2-3 мкР/час), которая несколько повышается с увеличением глинистости (пласт 6).

На диаграммах НГК-60 разности карбонатных пород отмечаются высокими показаниями $I_{n\gamma}$, поскольку содержат очень мало водорода (пласты 1, 3, 5, 7). В кавернозных и пористых разностях $I_{n\gamma}$ значительно понижается, что позволяет надежно выделять их среди плотных пород. Примером может служить пласт 2, который не выделяется по КС из-за своей нефтенасыщенности.

Акустический каротаж хорошо "отбивает" всю карбонатную толщу пониженными значениями интервального времени ($\Delta T_Р = 140 - 250 \frac{мкс}{м}$), выделяя внутри нее все пористые и трещиноватые разности (пласты 2 и 4) повышением $\Delta T_Р$, независимо от характера насыщения.

По ***кавернограмметрии*** плотным известнякам соответствуют зоны, где фактический диаметр скважины равен номинальному.

Таким образом, ***основными*** при расчленении карбонатного разреза являются методы: КС, НГК и АК; ***дополнительными***: ПС, ГК, КМ.

Практический пример расчленения карбонатного разреза Ромашкинского месторождения приведен на рис. 39.4.

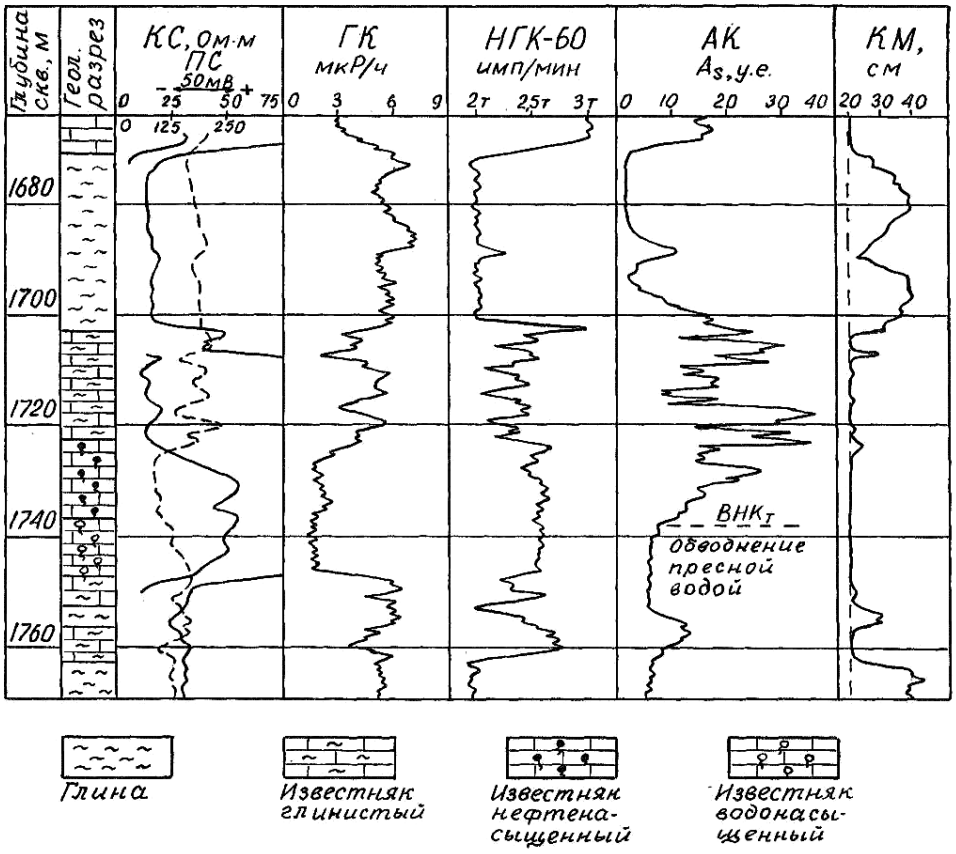

Рис. 39.4. Пример расчленения карбонатного разреза по комплексу каротажных диаграмм. Ромашкинское месторождение (по Б. Н. Ивакину, Е. В. Карусу, О. Л. Кузнецову)

Карбонатная толща 1703,0-1762,5 м залегает между глин. В верхней части толщи до отметки 1722,4 отмечаются глинистые известняки, которым соответствуют небольшие отрицательные аномалии ПС (до 20 мВ) и повышения КС до 100 Ом·м. От 1722,4 до 1736,5 располагаются нефтенасыщенные известняки – они характеризуются более интенсивными аномалиями ПС (до -70 мВ), более высокими значениями КС – до 260 Ом·м, более высокими показаниями НГК-60. После оборудования скважины и её эксплуатации в течение 1,5 лет в ней был проведен акустический каротаж, который уверенно отбивает зону прорыва в пласт пресных закачиваемых вод по пониженным значениям A_s -амплитуды поперечных волн. Текущий водонефтяной контакт располагается на отметке 1738,0 м.

§ 3. Выделение коллекторов в разрезах скважин

Прежде, чем рассматривать решение этого вопроса, напомним основные характеристики пластов-коллекторов.

Коллекторами называются породы, способные содержать в себе жидкость или газ и отдавать их. Основные коллекторские свойства – пористость и проницаемость.

Пористость характеризует способность пород содержать жидкость или газ в несвязанном состоянии. Определяется коэффициентом пористости $K_п$, %.

Проницаемость – это способность породы пропускать через себя жидкость или газ под действием перепада давления. Коэффициент проницаемости $k_{пр}$ измеряется в дарси (это внесистемная единица) или в единицах площади (система СИ), 1мД ≈ 1фм^2 (1 фемтометр^2 = $1 \cdot 10^{-15}$ м^2). Хорошими коллекторами являются пески, песчаники, алевролиты, пористые известняки и доломиты, трещиноватые породы.

Неколлекторы, т. е. непроницаемые породы ("покрышки") – это глины и аргиллиты, плотные известняки и доломиты, гипс и ангидрит.

Методика выделения коллекторов в разрезе зависит от их типа.

Выделяют следующие виды коллекторов (они схематически изображены на рис. 39.5).

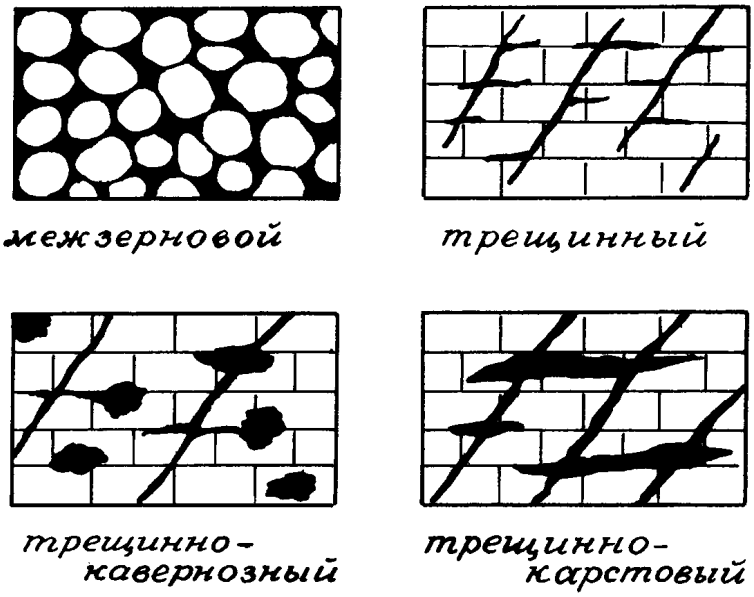

Рис. 39.5. Типы коллекторов

Межзерновые (поровые или гранулярные) ***коллектора***. Они преобладают в песчано-глинистых разрезах, но встречаются и среди карбонатных пород. Для них характерны высокие значения пористости ($K_п$ от 7-10 до 30-40 %) и средние значения проницаемости $k_{пр}$ от единицы до сотен мД.

Трещинные, трещинно-кавернозные и трещинно-карстовые коллектора встречаются обычно среди карбонатных пород. Они характеризуются невысокими значениями пористости ($K_п \geq 2$ %), но зато имеют высокую проницаемость (до первых десятков дарси). Жидкость или газ содержатся в их трещинах и др. пустотах.

Проницаемость коллекторов сильно зависит от глинистости $C_{гл}$ (чем больше $C_{гл}$, тем меньше $k_{пр}$).

Основой выделения коллекторов в разрезах скважин является проникновение в них бурового раствора. Этот факт может быть установлен, например, по изменению показаний на диаграммах КС, записанных в разное время. Изменение КС может быть связано с изменением глубины проникновения фильтрата бурового раствора в пласт или с дополнительным проникновением в него бурового раствора другой минерализации.

При $c_0 < c_в$ это приводит к увеличению КС водоносных и уменьшению КС нефтеносных пластов.

Получение над пластом трехслойных кривых БКЗ или ВИКИЗ свидетельствует о наличии зоны проникновения, т. е. о коллекторских свойствах пласта.

Еще один существенный признак коллектора – положительные приращения $\Delta\rho_к$ на диаграммах МЗ.

Дополнительные признаки: увеличение интервального времени и снижение показаний НГК, сужение диаметра скважины из-за образования глинистой корки.

Однако следует заметить, что наличие глинистой корки не является ни необходимым, ни достаточным признаком коллектора. С. Г. Комаров отмечает, что при бурении на высококачественном буровом растворе глинистая корка против пласта-коллектора может быть небольшой и нехарактерной. В то же время иногда наблюдается глинистая корка и против плотных пород.

Рассмотрим особенности выделения коллекторов разного типа.

Межзерновые коллектора терригенных отложений имеют обычно высокую пористость ($K_п > 15$ %) и при условии $c_0 < c_в$ характеризуются следующими признаками: $\Delta\rho_к > 0$ на диаграммах микрозондов и отрицательная аномалия ПС.

При $c_0 > c_в$ картина обратная – положительная аномалия ПС над коллектором. Характер поля ПС можно проверить по измерениям над пластами известной литологии. При $c_0 \approx c_в$ кривая ПС не выделяет коллектора. В этом случае можно использовать диаграмму ГК – на ней показания против коллекторов понижены по сравнению с глинами.

Хорошие результаты дает метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). На кривых индекса свободного флюида (ИСФ) коллекторам соответствует повышение показаний.

Труднее выделяются глинистые коллектора: над ними меньше амплитуда ПС, меньше $\Delta\rho_к$ МЗ и меньше понижение показаний на ГК. Для выделения таких коллекторов нужен тщательный количественный анализ данных всех методов ГИС.

Межзерновые коллектора карбонатных отложений отличаются меньшей пористостью ($K_п$=10-15 %), но зато и меньшей глинистостью, чем терригенные.

Основные признаки на каротажных диаграммах у них те же, что и у терригенных коллекторов.

При их выделении поступают так: отмечают в разрезе глинистые породы (глины, аргиллиты, глинистые известняки) по положительным значениям ПС, повышенным значениям ГК и $\Delta T_Р$, пониженным КС. Оставшиеся неглинистые породы разделяют на пористые (возможные коллекторы) и малопористые по данным МЗ, НГК и АК.

Трещинные коллектора всех разновидностей не имеют четких особенностей на каротажных диаграммах. Это связано с тем, что пористость их мала и поэтому на диаграммах ГИС они проявляют себя как плотные породы. Для их установления в разрезе необходим количественный анализ всех данных.

В отдельных случаях хорошие результаты дает акустический каротаж (увеличение $\Delta T_Р$) и ГГК-П (уменьшение плотности).

Существуют также специальные методики выделения таких коллекторов, например, методика "каротаж-воздействие-каротаж", которые заключаются в том, что на пласты в скважине воздействуют определенной жидкостью, отличающейся по каким-либо свойствам (магнитным, плотностным, ядерным) от бурового раствора и пластовых флюидов, а затем выявляют результаты этого воздействия по каротажным диаграммам, записанным до воздействия и после. Очевидно, что такое воздействие сильнее всего проявляется на пластах-коллекторах.

В перспективе хорошие результаты при выделении трещинных коллекторов могут дать скважинные гравиметровые наблюдения, позволяющие вычислять среднюю плотность больших объемов пород, а по ней устанавливать пласты-коллекторы.

§ 4. Определение пористости коллекторов

Пористость является важнейшей емкостной характеристикой пластов-коллекторов и знание ее необходимо для подсчета запасов месторождений нефти и газа.

По происхождению пористость пород может быть разделена на первичную и вторичную.

Первичная формируется в процессе образования самой породы. Обычно она представляет собой пустое пространство между зернами ми-

нерального скелета породы или между раковинами простейших организмов. В процессе уплотнения отложений межзерновая пористость снижается.

Вторичная пористость формируется на стадии диагенеза и включает в себя трещины, образовавшиеся под воздействием механических напряжений, тепловых и химических процессов, а также каверны и пустоты, возникающие при растворении или химическом преобразовании отдельных минералов (С. С. Итенберг, 1987).

Вне зависимости от происхождения различают общую, открытую, эффективную и динамическую пористость.

Общая пористость (она же абсолютная, полная) характеризуется суммарным объемом всех пустот в породе и оценивается коэффициентом пористости, который показывает, какую часть от общего объема породы составляют пустоты в ней,

$$K_{\text{п}} = \frac{V_{\text{всех пор}}}{V_{\text{породы}}} \cdot 100 \quad .$$

Коэффициент ***открытой пористости*** $K_{\text{по}}$ характеризует долю объема, занимаемого в породе сообщающимися между собой порами (в породе могут быть и изолированные поры, не связанные с другими).

Коэффициент ***эффективной пористости*** $K_{\text{пэф}}$ меньше $K_{\text{по}}$ на ту долю объема, которая занята в открытых порах водой, связанной с поверхностью пор.

Коэффициент ***динамической пористости*** $K_{\text{пд}}$ характеризует долю объема, занимаемого в породе теми порами, по которым происходит движение жидкости. Объем этих пор меньше, чем объем открытых пор, так как последние могут иметь тупиковые ответвления, заполненные флюидом, который не вовлекается в движение.

$$K_{\text{п}} > K_{\text{по}} > K_{\text{пэф}} > K_{\text{пд}} .$$

Отдельные виды каротажа позволяют определять разные виды пористости.

В настоящее время разработаны способы определения пористости по данным различных методов каротажа. Некоторых из них мы уже касались, когда знакомились с методами ПС, ПГГК, НГК, ЯМК и АК. Ниже мы рассмотрим определение пористости по данным электрического каротажа.

Определение пористости по удельному электрическому сопротивлению пород. Этот способ применяют для определения $K_{\text{п}}$ межзерновых коллекторов терригенных и карбонатных отложений.

Способ основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости $P_{\text{п}}$ (или относительным сопротивлением породы).

Параметр пористости есть коэффициент пропорциональности между сопротивлением водонасыщенной породы $\rho_{вп}$ и сопротивлением $\rho_в$ воды, ее насыщающей:

$$\rho_{вп} = P_п \cdot \rho_в, \text{ откуда } P_п = \frac{\rho_{вп}}{\rho_в}. \quad (39.1)$$

Параметр пористости зависит от пористости, характера порового пространства, извилистости пор, степени цементации и др. факторов. Экспериментально выведенная формула имеет общий вид:

$$P_п = \frac{a_n}{K_п^m}, \quad (39.2)$$

где a_n – постоянная, называемая структурным коэффициентом, которая зависит от состава породы и составляет от 0,4 до 1,4; m – так называемый "показатель цементации", который зависит от степени сцементированности и имеет величину от 1,3 для несцементированных до 2,3 для сильно сцементированных пород.

Известны варианты формулы (39.2), справедливые для каких-то конкретных геологических условий: формула Г. Арчи $P_п = \frac{1}{K_п^m}$, формула фирмы "Хамбл" $P_п = \frac{0{,}62}{K_п^{2{,}15}}$ и др.

Осредненные зависимости $P_п = f(K_п)$ для осадочных пород различного состава по В. Н. Дахнову приведены на рис. 39.6.

Таким образом, чтобы определить $K_п$, нужно найти значение $P_п$, а для этого нужно знать $\rho_в$ и $\rho_{вп}$ (см. формулу (39.1)).

Сопротивление пластовых вод может быть найдено по измерению УЭС проб воды, отобранных из пласта, например, с помощью ОПК, или по данным интерпретации ПС.

С определением сопротивления пластовых вод по пробам, отобранным опробователями пластов, дело обстоит не так просто потому, что в пробу вместе с пластовой водой попадает и какое-то количество фильтрата бурового раствора, которое трудно оценить и учесть.

УЭС водонасыщенного пласта можно определить по данным БКЗ, ИК, ВИКИЗ или БК.

Для расчета параметра пористости можно воспользоваться результатами измерений с ***микрозондами***, поскольку в этом случае легче определить сопротивление жидкости в порах зоны проникновения, т. е. фильтрата бурового раствора, сопротивление которого $\rho_{фил}$ легко найти по соответствующей номограмме (см. рис. 10.15), или рассчитать, например, по эмпирической формуле:

$$\rho_{фил} = \frac{2{,}6 - \gamma}{2{,}6 - 1} \cdot \rho_0, \qquad (39.3)$$

где ρ_0 – сопротивление бурового раствора; γ – его плотность.

А сопротивление водонасыщенной породы, т. е. $\rho_{пп}$, определяется по данным микрозондов.

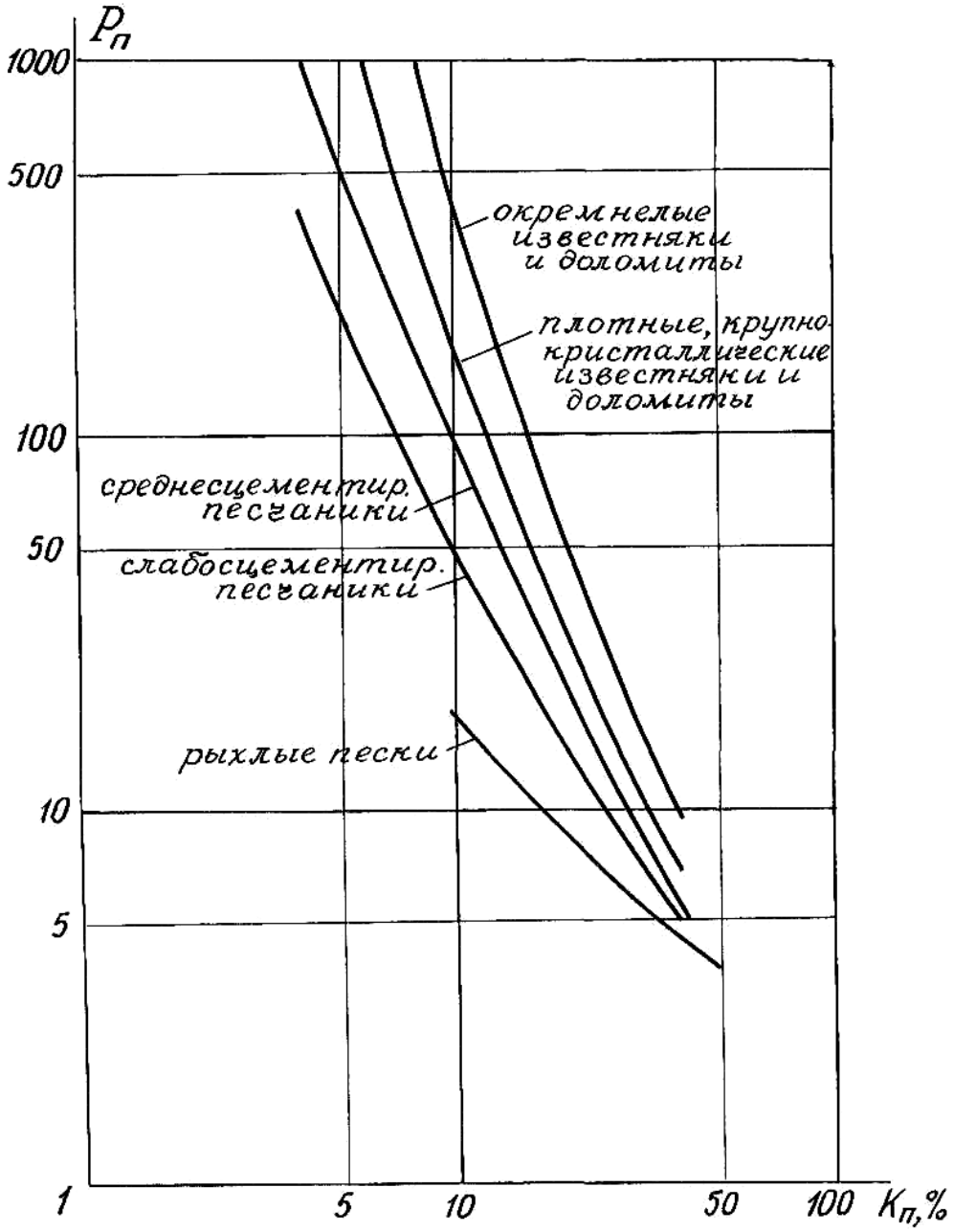

Рис. 39.6. Осредненные зависимости параметра пористости от коэффициента пористости для горных пород разного состава (по В. Н. Дахнову)

Однако для зоны проникновения формула (39.1), имеющая вид:

$$P_{\text{п}} \approx \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{фил}}} \tag{39.4}$$

будет не точной, а приблизительной, потому что даже в зоне полностью промытых пород с сопротивлением $\rho_{\text{пп}}$ фильтрат бурового раствора замещает не весь пластовый флюид, поскольку какое-то количество его остается в порах в связанном виде. И хотя доля пластового флюида в порах зоны невелика, его присутствие сильно сказывается на общем сопротивлении флюида в этой зоне. В нефтенасыщенных пластах этот остаточный флюид (нефть) повышает, а в водонасыщенных (минерализованная пластовая вода) занижает общее сопротивление смеси пластового флюида и фильтрата бурового раствора.

Более точное значение формулы (39.4) будет таким.

Для нефтенасыщенных пластов:

$$P_{\text{п}} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{фил}} \cdot П \cdot Q_{\text{но}}}, \tag{39.5}$$

где $П$ – коэффициент поверхностной проводимости, учитывающий влияние поверхностной проводимости глин; его величина зависит от формы нахождения и содержания глинистого материала в пласте-коллекторе, а также от сопротивления пластовых вод. Для примера на рис. 39.7 представлена номограмма для определения коэффициента $П$ в случае рассеянной формы нахождения глины в породе. Для слабоглинистых коллекторов можно принять $П$=1; $Q_{\text{но}}$ – коэффициент увеличения сопротивления за счет остаточного содержания нефти в промытой зоне:

$$Q_{\text{но}} = \frac{1}{(1 - K_{\text{но}})^2}, \tag{39.6}$$

где $K_{\text{но}}$ – коэффициент остаточного нефтенасыщения, который характеризует условия вытеснения нефти из коллектора; обычно при расчетах принимают $K_{\text{но}}$=0,2-0,3.

Для водонасыщенных коллекторов:

$$P_{\text{п}} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{см}}}, \tag{39.7}$$

где $\rho_{\text{см}}$ – сопротивление смеси фильтрата бурового раствора и пластовой воды в зоне $\rho_{\text{пп}}$.

Сопротивление $\rho_{\text{см}}$ можно рассчитать как сопротивление двух параллельно соединенных проводников – пластовой воды и фильтрата – из соотношения:

$$\frac{1}{\rho_{\text{см}}} = \frac{z}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1 - z}{\rho_{\text{фил}}}, \tag{39.8}$$

где z – доля объемного содержания пластовых вод в зоне полностью промытых пород.

Эта доля зависит от коллекторских свойств и глинистости пласта и варьирует в пределах 0,01-0,2. Для хорошо проницаемых коллекторов принимают z=0,05.

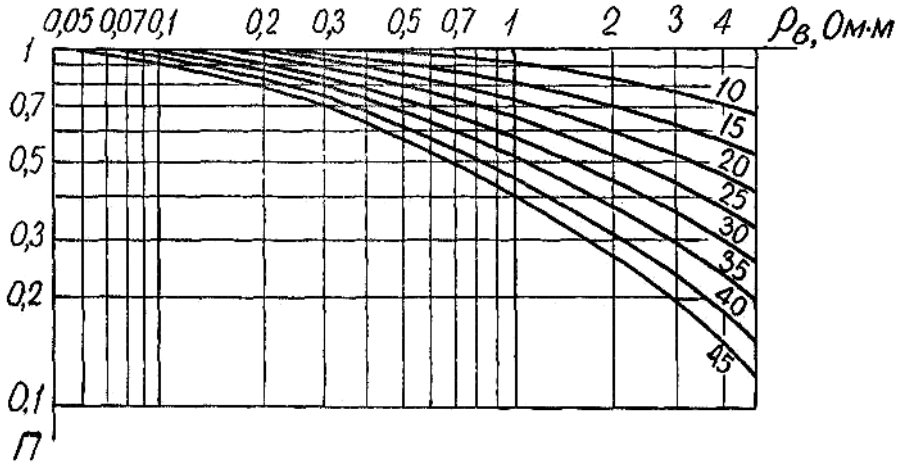

Рис. 39.7. Палетка для определения коэффициента поверхностной проводимости $П$ в зависимости от глинистости $C_{гл}$ и сопротивления пластовых вод $\rho_в$ для рассеянной формы нахождения глины в пласте (по М. Г. Латышовой, 1993). Шифр кривых – $C_{гл}$, %

Таким образом, здесь нами рассмотрен общий подход к оценке пористости по данным каротажа сопротивлений. Существуют специальные методики С. Г. Комарова, Шлюмберже, Н. Д. Гусакова, А. де Уитте, З. Барлаи и др., отличающиеся основными физическими моделями пласта-коллектора и представлениями о распределении в нем глинистого материала.

В отличие от методов ПГГК, НГК и АК, по данным которых определяется общая пористость, по удельному электрическому сопротивлению определяется только открытая пористость, поскольку флюид, содержащийся в закрытых порах, не вовлекается в пропускание электрического тока и не влияет на величину УЭС горной породы.

Определение пористости по комплексу методов ГИС. Как уже отмечалось в главе 14, метод НГК дает результаты, которые определяются полным содержанием водорода – и в составе свободной воды, и в составе связанной, которая входит в глины. По этой причине в значения коэффициента пористости, найденные по методу НГК – $K_п^{НГК}$ необходимо вводить поправку за глинистость (см. главу 14). В то же время наличие глинистого материала сказывается и на плотности коллекторов $\sigma_п^{ГГК}$, которая определяется по ПГГК. Таким образом, открывается возможность комплексного использования методов НГК и ПГГК для определения и пористости (уже исправленной за глинистость), и глинистости коллекторов.

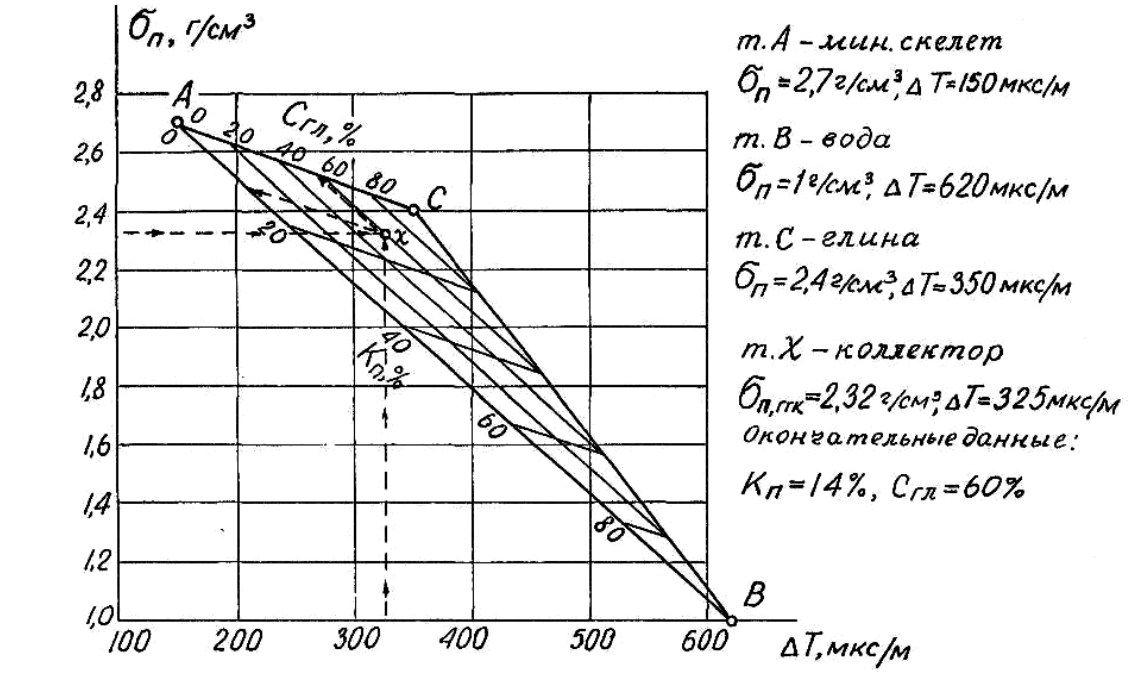

Рис. 39.8. Номограмма для определения пористости коллекторов по данным комплекса методов НГК и ГГКП (фирма Шлюмберже)

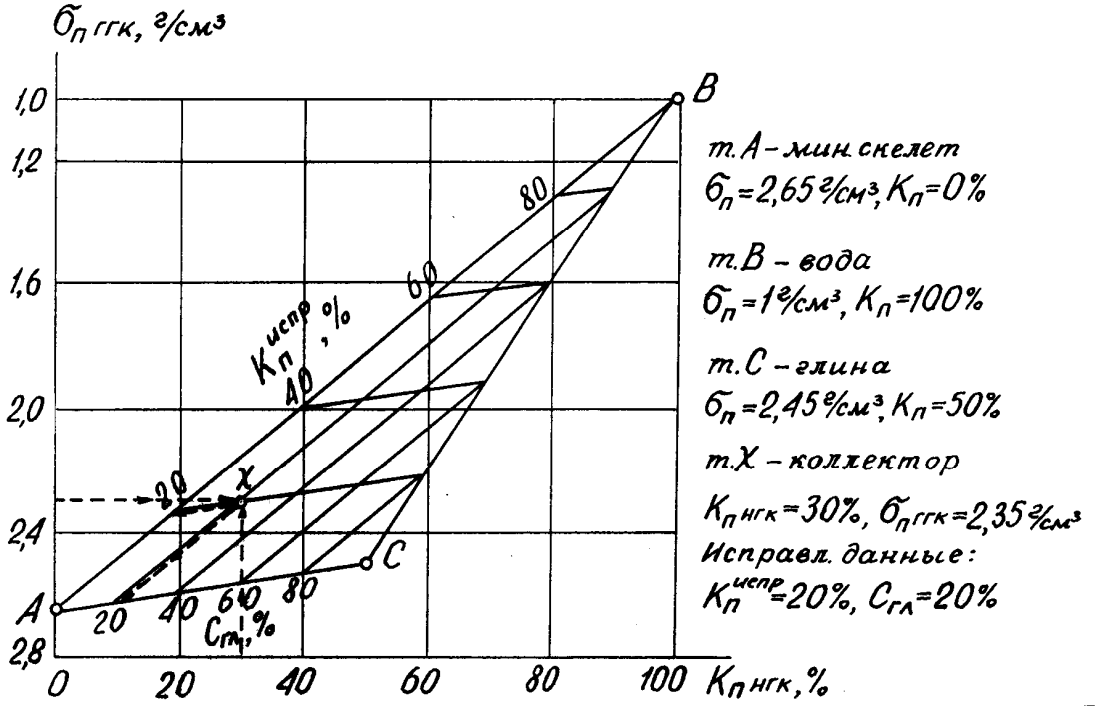

Рис. 39.9. Номограмма В. Н. Дахнова для определения пористости и глинистости коллекторов по данным методов АК и ГГК-П

С этой целью фирмой Шлюмберже была предложена номограмма, на которой в координатных осях $K_{\text{п}}^{\text{НГК}}$ и $\sigma_{\text{п}}^{\text{ГГК}}$ построен треугольник по трем точкам *A, B, C*, плотность и пористость которых соответствуют: для точки *A* – минеральному скелету кварцевого песчаника, точки *B* – воде, точки *C* – чистой глине. Эта номограмма изображена на рис. 39.8, на котором показано также как пользоваться этой номограммой.

Аналогичная треугольная номограмма для определения пористости и глинистости коллекторов по данным методов акустического и плотностного гамма-гамма-каротажа была предложена несколько ранее В. Н. Дахновым. Она представлена на рис. 39.9.

§ 5. Определение нефтегазонасыщенности коллекторов

Нефтегазонасыщенность коллекторов характеризуется коэффициентом нефтегазонасыщенности $K_{\text{нг}}$, равным отношению объема, занимаемого нефтью и газом $V_{\text{нг}}$, к объему всех пор $V_{\text{пор}}$ коллектора:

$$K_{\text{нг}} = \frac{V_{\text{нг}}}{V_{\text{пор}}}. \qquad (39.9)$$

Оставшаяся часть пор, не занятая нефтью и газом, заполняется водой, так что

$$K_{\text{нг}} + K_{\text{в}} = 1. \qquad (39.10)$$

При этом $K_{\text{в}}$ характеризует суммарное водосодержание, т. е. содержание воды свободной и связанной с поверхностью минерального скелета породы силами молекулярного сцепления. Содержание связанной воды определяется ***коэффициентом остаточного водонасыщения*** $K_{\text{во}}$, который называется также ***коэффициентом минимально неснижаемого водонасыщения.***

Таким образом, содержание воды в породе не может быть меньше $K_{\text{во}}$ ($K_{\text{в}} \geq K_{\text{во}}$).

Определение $K_{\text{нг}}$ и $K_{\text{в}}$ по образцам керна не может быть достоверным, так как в процессе бурения керн пропитывается фильтратом бурового раствора. Их можно определить только при условии бурения скважин с применением нефильтрующегося известково-битумного раствора – раствора на нефтяной основе (РНО), использование которого приводит к удорожанию бурения и осложняет выполнение каротажа.

По этой причине при определении нефтегазонасыщенности коллекторов большое значение придается геофизическим методам.

В наиболее простых случаях состав и количество флюида, насыщающего поры породы, можно определить по УЭС пластов, так как водоносные пласты имеют низкое, а нефте- и газонасыщенные – высокое сопротивление. Однако абсолютные значения УЭС пласта еще не дают объек-

тивной характеристики, так как они зависят не только от $K_{нг}$ и $K_в$, но еще и от литологии пласта и от его пористости.

Заключение о нефтегазонасыщенности пластов делают по коэффициенту увеличения сопротивления Q, который показывает, во сколько раз сопротивление нефтенасыщенного пласта $\rho_{нг}$ больше, чем сопротивление того же пласта при 100 % насыщении его пор водой $\rho_{вп}$:

$$Q = \frac{\rho_{нг}}{\rho_{вп}}. \qquad (39.11)$$

По аналогии с параметрами пористости, коэффициент Q называется также ***параметром нефтенасыщенности*** $P_н = Q$.

Между Q и $K_в$ существует обратная степенная зависимость:

$$Q = \frac{1}{K_в^n}, \qquad (39.12)$$

где n =1,73-4,33, в зависимости от литологии и свойств воды; обычно принимают n = 2.

Эта зависимость для песчано-глинистых и для карбонатных пород представлена на рис. 39.10. По этим графикам можно найти $K_{нг}$ и $K_в$, если известны $\rho_{нг}$ и $\rho_в$.

Сопротивление нефтегазонасыщенного пласта $\rho_{нг}$ может быть определено по результатам БКЗ, ИК, ВИКИЗ или БК.

Сопротивление водонасыщенного пласта $\rho_{вп}$ можно определить теми же методами, но в других скважинах, пересекающих этот пласт за пределами контура нефтеносности, при условии неизменности состава и коллекторских свойств пласта.

$\rho_{вп}$ можно также вычислить, если известен параметр пористости $P_п$ и сопротивление $\rho_в$ пластовых вод, насыщающих пласт.

Значение $P_п$ можно определить по результатам измерений с микрозондами (см. главу 6), а $\rho_в$ – по диаграммам ПС (см. главу 10, § 7).

Повышенные значения Q>1 свидетельствуют о наличии нефти или газа в порах пласта.

Коэффициент Q, также как и $K_{нг}$, характеризует нефте- или газонасыщенность, но не нефте- или газоносность, под которыми понимают способность пласта отдавать нефть или газ.

Существуют так называемые "критические значения" $Q_{кр}$, начиная с которых пласт способен отдавать нефть или газ. Эти значения не одинаковы для пластов разной литологии.

Для чистых песчано-алевролитовых пластов Волго-Уральской провинции $Q_{кр}$ = 10; при Q < 4 из пластов можно получить только воду.

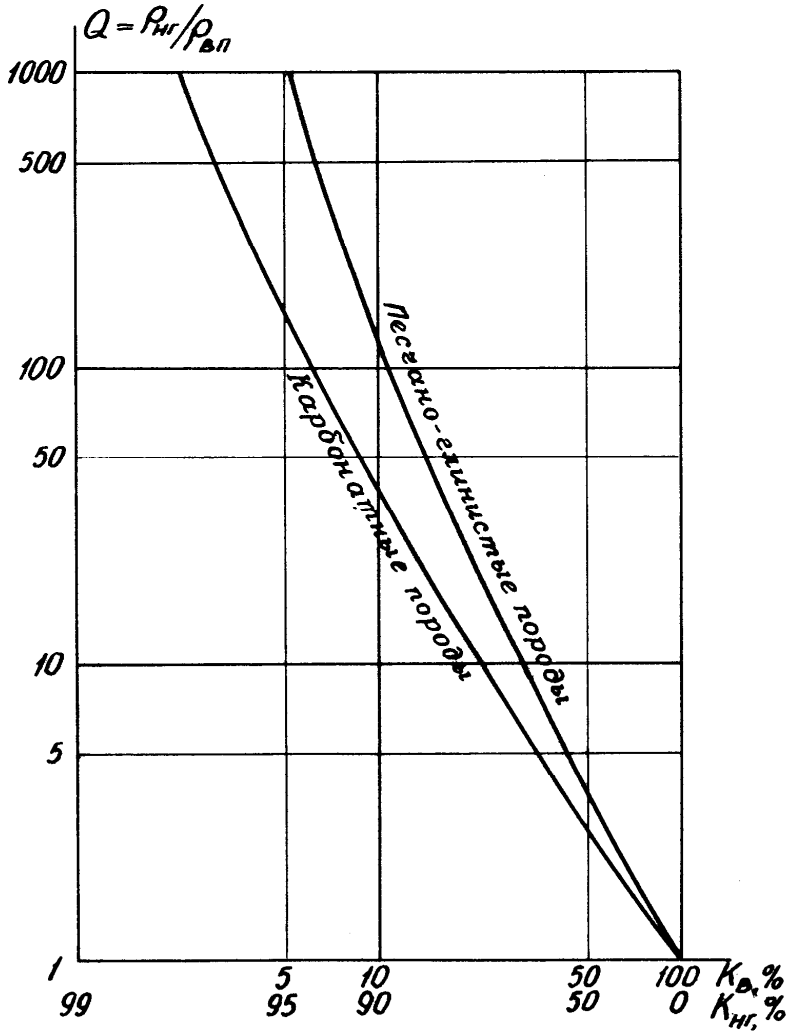

Рис. 39.10. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления коллекторов Q от их нефтегазонасыщенности

Для полимиктовых песчаных коллекторов Западной Сибири $Q_{кр} = 4$.

Чем больше глинистого материала в коллекторе, тем меньше значения $K_{нг}$, при которых пласт способен отдавать нефть. Так, например, из глинистых песчаников можно получать нефть уже при $K_{нг} \geq 30$ %, тогда как из карбонатных коллекторов – только при $K_{нг} \geq 60$ %. Это объясняется тем, что с увеличением глинистости растет содержание связанной воды, тогда как на подвижность нефти глинистость практически не влияет.

§ 6. Определение проницаемости коллекторов

Проницаемость является мерой проводимости среды в отношении жидкости или газа. Она подразделяется на абсолютную и относительную.

Абсолютная проницаемость – та, которая существует при условии полного заполнения пор жидкостью или газом однородного состава при

отсутствии физико-химического взаимодействия между ним и пористой средой.

Относительная (или эффективная) проницаемость – это проницаемость для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой жидкости или газа. Таким образом, относительная проницаемость зависит не только от строения пористой среды, но и от насыщения её различными флюидами. Если часть порового пространства занята одной жидкостью, то сопротивление течению другой жидкости увеличивается, а проницаемость для неё становится меньше.

Относительную проницаемость измеряют в долях абсолютной.

На рис. 39.11 приведены графики изменения относительной проницаемости воды и нефти при их совместном нахождении в порах коллектора.

Из графиков следует, что безводное движение нефти по пласту начинается при $K_в \leq 23$ %, и коэффициент эффективной проницаемости нефти при этом составляет около 0,6.

Качественная оценка проницаемости по данным ГИС может быть получена достаточно легко.

Проницаемые горизонты хорошо выделяются по диаграммам ПС, микрозондов. В результате интерпретации БКЗ можно определить диаметр зоны проникновения D, а он тем больше, чем выше $k_{пр}$.

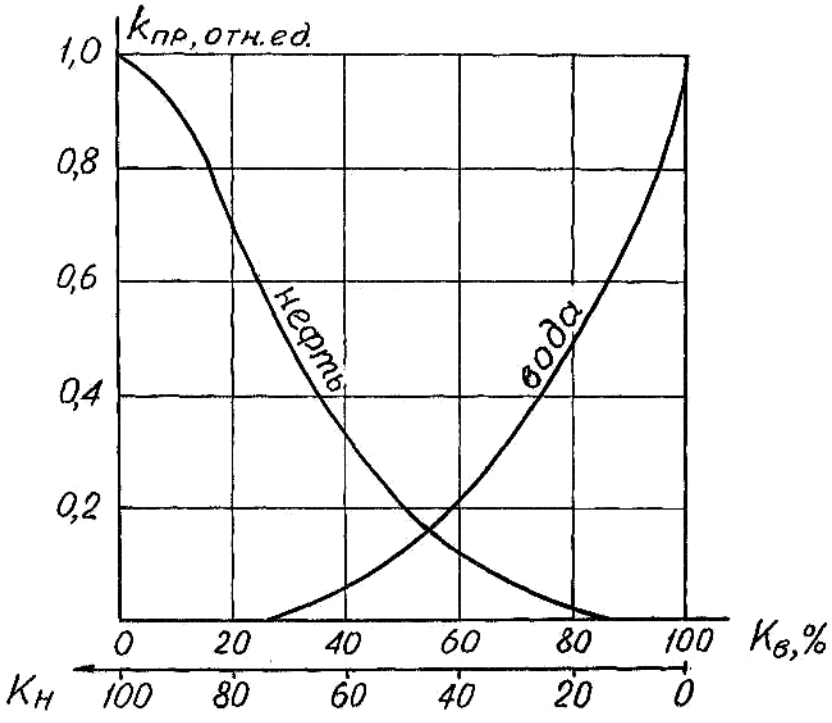

Рис. 39.11. Относительная проницаемость воды и нефти при их совместном нахождении в порах коллектора

Количественная оценка проницаемости сложнее, так как $k_{пр}$ является сложной функцией пористости, водо-насыщенности и глинистости. Существует несколько различных методик количественной оценки $k_{пр}$.

Методика Г. С. Морозова (1906-1962) основана на предположении о наличии зависимости между содержанием связанной воды ($K_{во}$) и проницаемостью. При этом делается допущение, что содержание остаточной воды пропорционально удельной поверхности пор. $K_{во}$ полагается равным $K_в$, который определяют по величине Q в нефтенасыщенной части пласта.

Далее используют экспериментально построенную зависимость $Q = f(k_{\text{пр}})$, где Q определяют по каротажу, а $k_{\text{пр}}$ – по лабораторным исследованиям керна.

Методика Морозова была опробована на Туймазинском, Ромашкинском, Шкаповском и др. месторождениях.

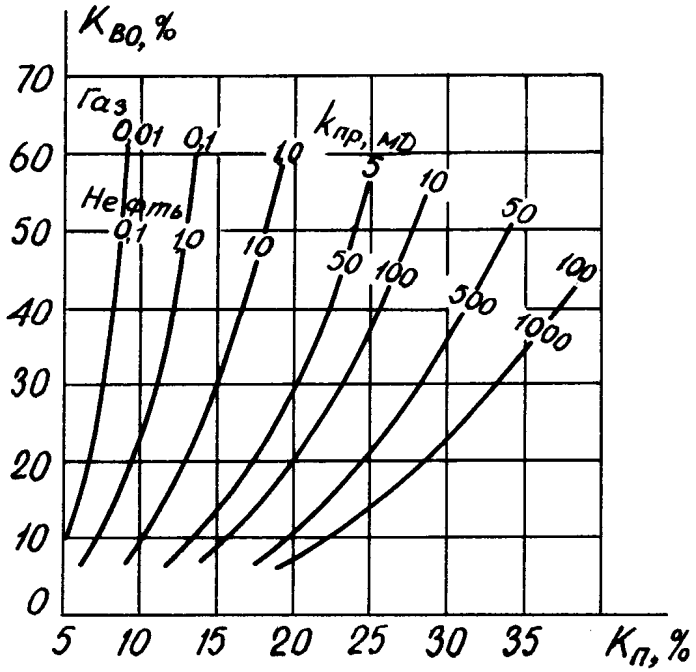

Рис. 39.12. Зависимость проницаемости коллекторов от их пористости и остаточного водонасыщения (фирма Шлюмберже)

Методика Шлюмберже основана на связи проницаемости с пористостью, формой зерен и содержанием остаточной воды.

Фирмой Шлюм-берже предложена эмпирическая формула:

$$k_{\text{пр}}^{1/2} = 250\frac{K_{\text{п}}^3}{K_{\text{во}}}. \qquad (39.13)$$

По этой формуле рассчитаны и графики (рис. 39.12), по которым можно определить проницаемость коллектора, зная его пористость и остаточную водонасыщенность.

Методика М. Тиксье использует градиент сопротивления в переходной зоне водонефтяного или газоводяного контакта

$$k_{\text{пр}} = \frac{4{,}6a^2}{(\sigma_{\text{в}} - \sigma_{\text{н}})^2}, \qquad (39.14)$$

где $\sigma_{\text{в}}$, $\sigma_{\text{н}}$ – плотности воды и нефти; $a = \dfrac{\Delta\rho}{\rho_{\text{вп}} \cdot \Delta h}$ – приведенный градиент сопротивления, $\Delta\rho$ – приращение сопротивления на разных уровнях Δh в нефтеносной и водоносной частях пласта: $\Delta\rho = \rho_{\text{нг}} - \rho_{\text{вп}}$.

При подстановке в формулу (39.14) Δh в м, а $\sigma_{\text{в}}$, $\sigma_{\text{н}}$ в г/см^3 $k_{\text{пр}}$ получается в мД.

Сопоставление результатов определения проницаемости по данным каротажа и по керну показывает, что даже в благоприятных случаях относительная ошибка определений по каротажу может достигать 35-50 %.

Столь большая ошибка, как в свое время показал С. Г. Комаров, обусловлена не погрешностями измерений при каротаже, а недостаточно тесной связью коэффициента проницаемости с теми параметрами, которые определяются по каротажу.

В то же время определение $k_{пр}$ и др. свойств пластов по каротажу имеет и свои преимущества, такие, как оперативность определений, большая представительность и большая детальность результатов, возможность бурения без отбора керна.

§ 7. Определение положения водонефтяного и газожидкостных контактов

Под действием гравитационных сил нефть собирается в верхней части пласта, вода – в нижней.

Переход от нефтенасыщенного пласта к водонасыщенному происходит не резко, а постепенно на некотором интервале по вертикали, называемом ***переходной зоной***. В пределах этой зоны $K_{нг}$ меняется от 0 до наибольшего значения ($0 \le K_{нг} \le 1 - K_{во}$), а $K_в$ – от 1 до $K_{во}$ ($1 \le K_в \le K_{во}$). Вместе с водонасыщенностью изменяется и УЭС пласта – от уровня $\rho_{вп}$ до уровня $\rho_{нг}$, как это показано на рис. 39.13.

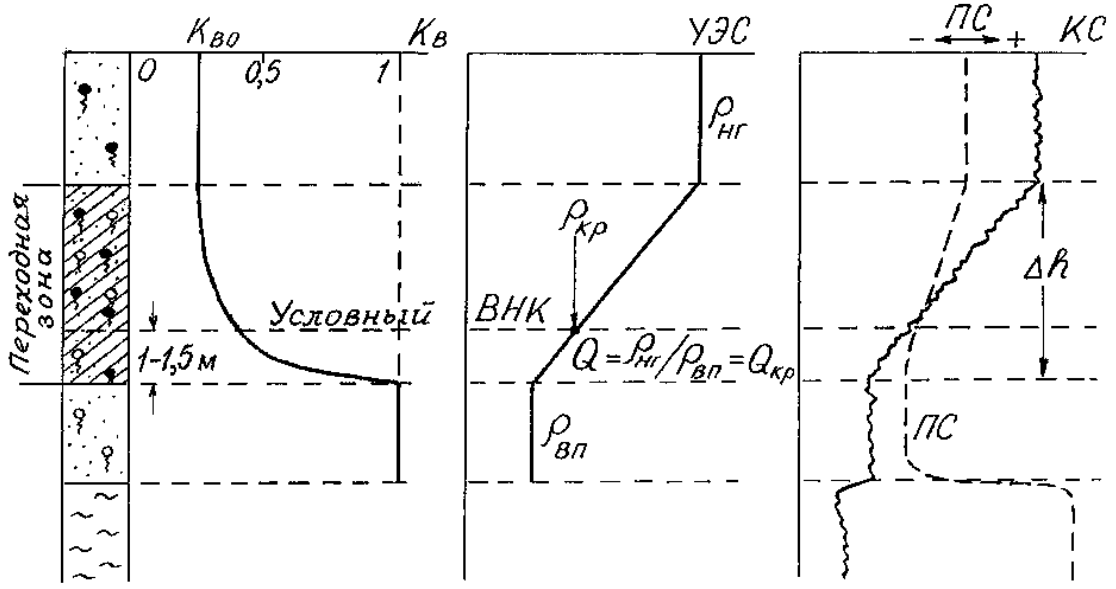

Рис. 39.13. Строение водонефтяного контакта и определение его положения по данным методов КС и ПС

Переходная зона имеет в зависимости от состава пласта, свойств нефти и пластовых вод протяженность по вертикали от 1 до 20 м.

Обычно полагают, что нефтенасыщенная и водонасыщенная части пласта разделены некоторой условной поверхностью, называемой водонефтяным контактом (ВНК).

За условный ВНК принимают такой уровень в переходной зоне, выше которого пласт способен отдавать нефть.

Удельное сопротивление пласта на этом уровне соответствует критическому значению коэффициента увеличения сопротивления $Q_{кр}$. Для большинства месторождений этот уровень располагается выше подошвы переходной зоны на 1,0-1,5 м.

Определить положение ВНК можно по данным КС, нейтронных методов или по акустическому каротажу (по коэффициенту затухания).

Знать же положение ВНК необходимо для правильной перфорации, для определения эффективной мощности пластов и подсчета запасов месторождения.

Газоводяной контакт (ГВК) также не является резким, однако мощность переходной зоны здесь много меньше, чем в ВНК. Методика определения ГВК аналогична отбивке ВНК. Кроме того, здесь можно применить и нейтронные методы, поскольку водородосодержание в газонасыщенной части пласта во много раз меньше, чем в водонасыщенной.

Газонефтяной контакт (ГНК) обычно резкий. Установить местоположение ГНК по электрическому каротажу не удается, поскольку сопротивление газонасыщенных и нефтенасыщенных пластов примерно одинаковое.

ГНК устанавливается по данным нейтронных методов НГК, ННК-Т и ННК-НТ, ИНК, поскольку содержание водорода в нефтенасыщенной части в $623/p$ раз больше, чем в газонасыщенной (p – давление газа в пласте).

Для большей достоверности отбивки ГНК нейтронный каротаж выполняют двумя зондами разной длины. Малый зонд фиксирует, в основном, вариации пористости и литологии пород, так как его глубина исследования не выходит за пределы зоны проникновения бурового раствора; большой зонд фиксирует положение ГНК (рис. 39.14).

Положение ГНК может быть определено также с помощью акустического каротажа – по изменению коэффициента затухания упругих волн (см. главу 19).

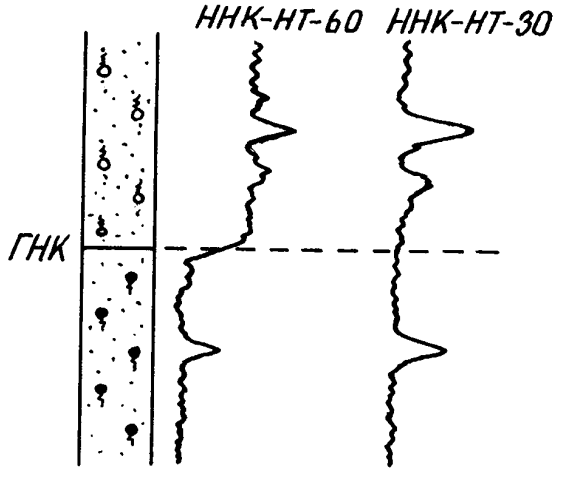

Рис. 39.14. Определение положения газонефтяного контакта по данным многозондового нейтронного каротажа

§ 8. Геологические построения по данным каротажа на нефтяных и газовых месторождениях

Составление типового, нормального и сводного геолого-геофизического разреза. Типовой, нормальный, сводный разрезы являются основой корреляции (т. е. увязки) геологических разрезов разных скважин и эталоном интерпретации.

Типовой разрез – это осредненный геолого-геофизический разрез, на котором сопоставляются литологические и основные геофизические характеристики. Он отражает последовательность геологических напластований, их среднюю ***видимую*** мощность, литологический состав, возраст и нефтенасыщенность, с одной стороны, и осредненные значения основных геофизических характеристик (КС, ПС, ГК, НГК и др.), с другой стороны.

На разрезе выделяются пласты-реперы с указанием их геологических обозначений. Составляется разрез в масштабе глубин, принятом при каротаже (как правило, 1:500). Скважины, на основе которых строят типовой разрез, не должны иметь тектонических осложнений. Пример типового геолого-геофизического разреза приведен на рис. 39.15.

Нормальный разрез отличается от типового только использованием истинных, а не видимых, мощностей пластов. Его можно получить из типового посредством умножения видимых мощностей на синус среднего угла встречи пластов и скважины.

Сводный разрез составляют в тех случаях, когда геологическое строение месторождения отличается изменчивостью литологии и мощности пластов. При построении сводного геолого-геофизического разреза колонки берут из нескольких скважин, а каротажные диаграммы – из одной.

Корреляция разрезов скважин и составление профильных геолого-геофизических разрезов. Корреляция разрезов скважин играет важную роль в изучении геологического строения месторождений. Для корреляции отбирают только качественные диаграммы и на них выносят результаты исследования керна. Масштаб каротажных диаграмм в разных скважинах должен быть одинаковым.

Корреляция заключается в выделении ***пластов-реперов*** и в определении глубины их залегания в разных скважинах. Её цель – выяснение характера и мощности отложений, составляющих изучаемую толщу.

В качестве реперов выбирают пласты, которые удовлетворяют двум требованиям: во-первых, они должны создавать характерные аномалии на каротажных диаграммах, во-вторых, – прослеживаться на большой площади.

Хорошими реперами, например, могут служить песчано-глинистые пласты среди карбонатных отложений или, наоборот, известняки среди терригенных пород. Для Западной Сибири такими реперами являются угольные пласты.

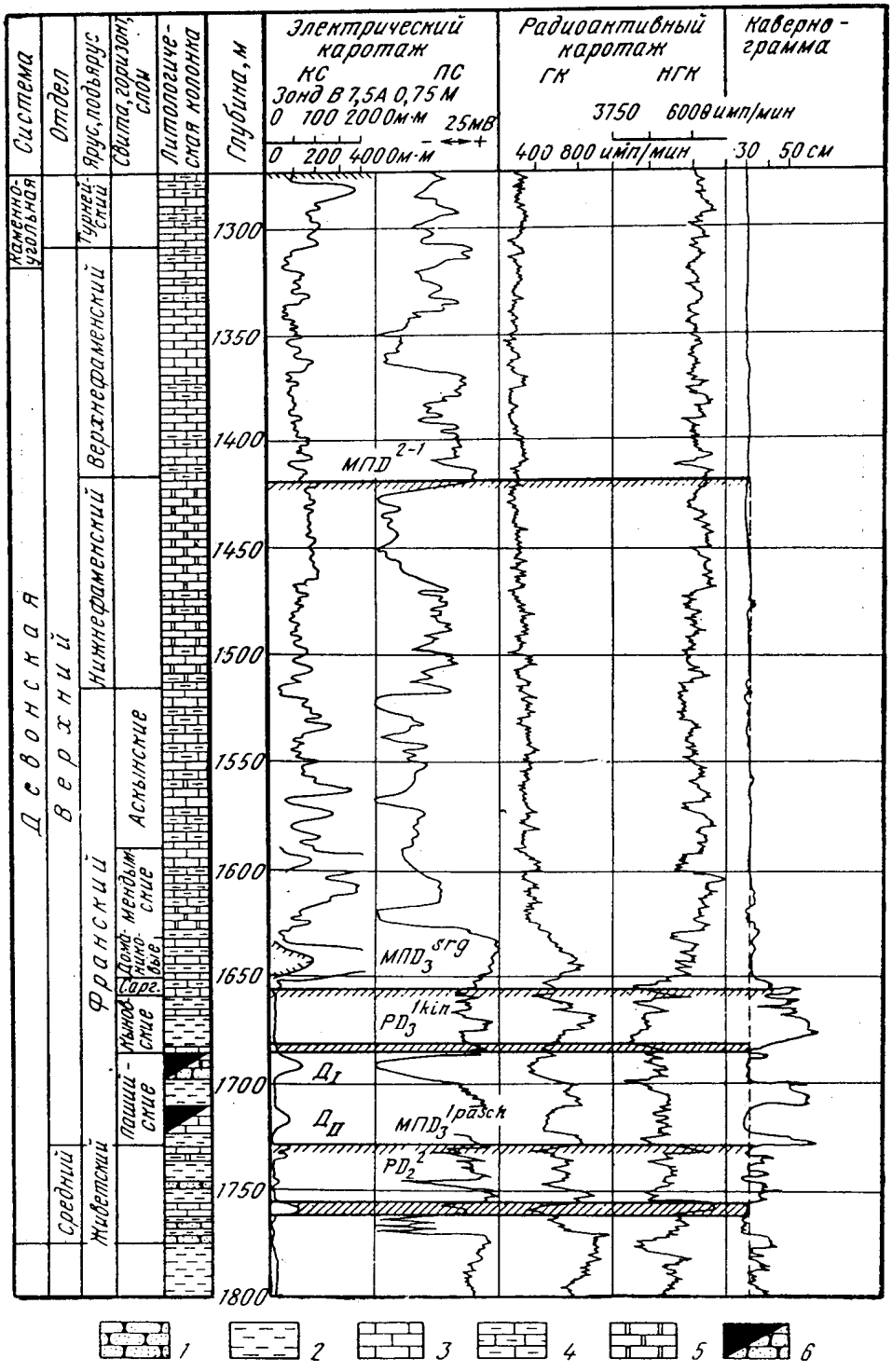

Рис. 39.15. Типовой геолого-геофизический разрез девонских отложений месторождения Туймазы (по В. Б. Шамковой и Р. С. Сабитову).
На разрезе указаны реперы (Р) и маркирующие поверхности (МП):
PD_2^2 – известняк; $МПД_3^{1pasch}$ – пашийские слои, кровля известняка; PD_3^{1kin} – кыновский известняк "кинжал"; $МПД_3^{srg}$ – саргаевский известняк; $МПД^{2-1}$ – фаменская свита, известняк; $Д_I$ и $Д_{II}$ – нефтеносные песчаники; *1* – песчаник; *2* – аргиллит; *3* – известняк; *4* – глинистый известняк; *5* – доломит; *6* – нефтеносный песчаник

Очень часто данные каротажа позволяют выделить реперы, которые не выделяются по геологическим данным.

При корреляции строят корреляционные схемы, нанося на чертеж каротажные диаграммы в порядке расположения скважин и соединяя между собой границы соответствующих пластов-реперов. При этом отметки, изображающие поверхность какого-то определенного репера, располагают на одной горизонтальной линии.

Корреляционные схемы позволяют оценить степень выдержанности отдельных горизонтов, выявить тектонические нарушения, неразрывные структуры, трансгрессивные налегания и т. п.

На рис. 39.16 приведен пример корреляции, выявляющей трансгрессивное залегание одной свиты на другой (по В. Н. Дахнову).

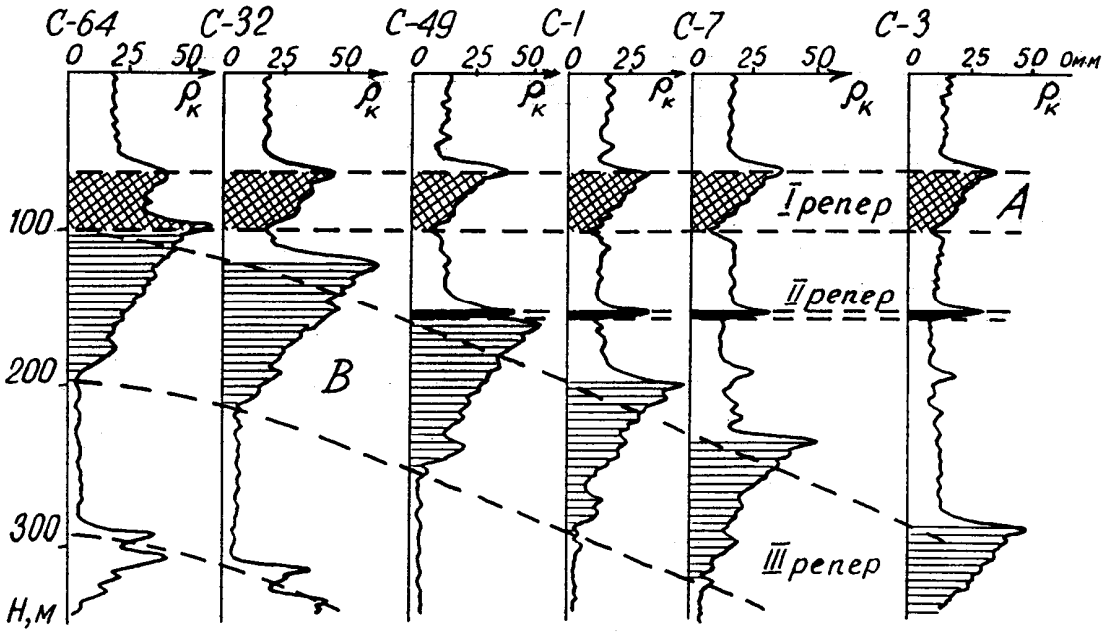

Рис. 39.16. Пример корреляции, выявляющей трансгрессивное залегание свиты *A* на толще пород (по В.Н. Дахнову)

Профильные разрезы показывают геологическое строение месторождения в вертикальной плоскости. Их строят вкрест простирания и по простиранию пород. Для построения разрезов могут быть использованы и скважины, которые не лежат в плоскости разреза – их проектируют на него по направлению простирания пород. Вертикальный масштаб обычно крупнее, чем горизонтальный. Вдоль осей скважин выносят диаграммы стандартного каротажа, как это показано на рис. 39.17.

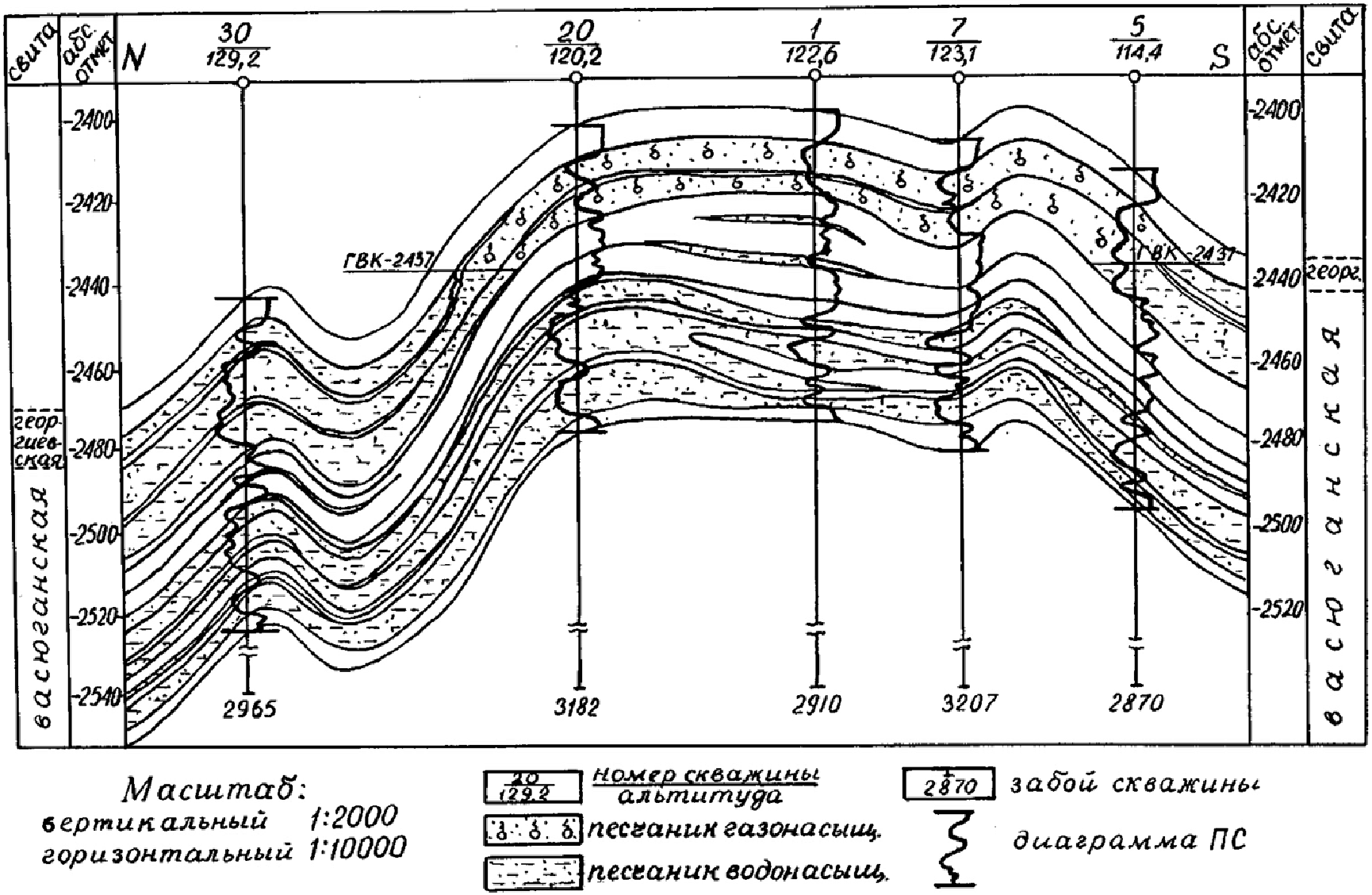

Рис. 39.17. Геолого-геофизический разрез средне-верхнеюрских отложений Калинового месторождения (по А. В. Ежовой, 2009)

Построение различных карт. Структурные карты изображают строение месторождения в плане в виде ***изогипс*** (линий равных глубин) кровли или подошвы продуктивного горизонта. Для этого на план выносят точки расположения устьев скважин, строят горизонтальные проекции каждой скважины и выносят на них точки встречи скважины со структурным горизонтом. Рядом с этими точками выписывают абсолютную отметку точки встречи и проводят линии равных глубин. Пример структурной карты одного из нефтеносных пластов приведен на рис. 39.18.

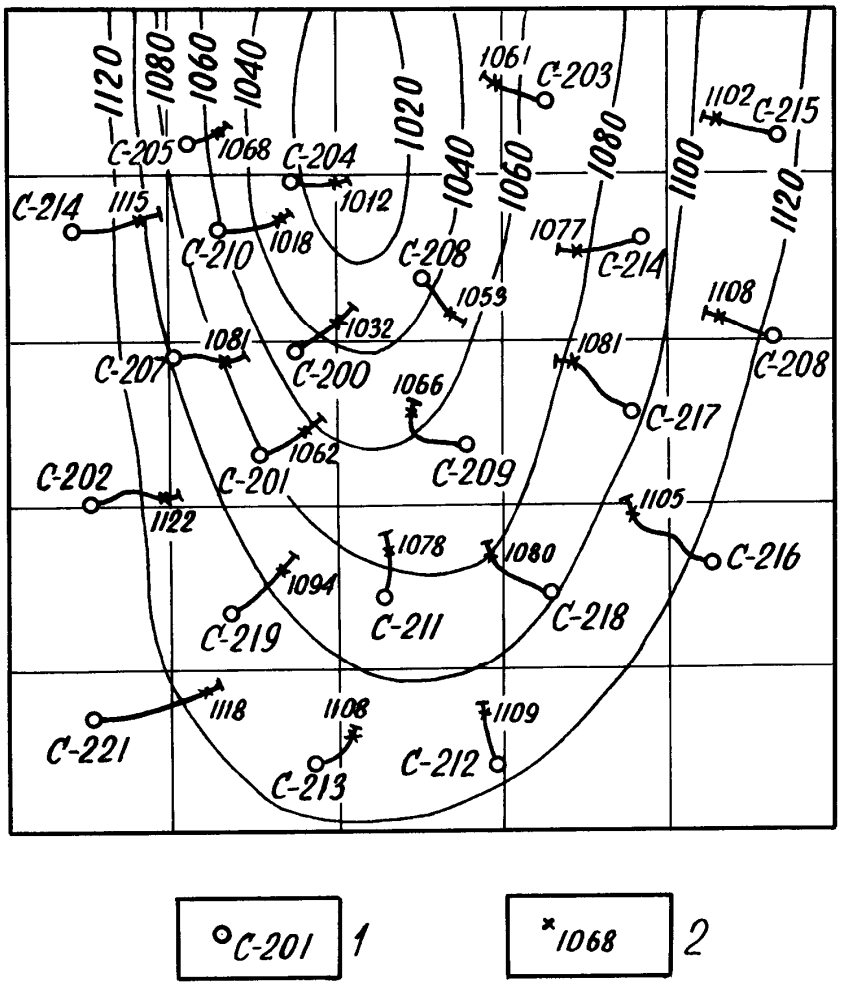

Рис. 39.18. Пример структурной карты (по С.С. Итенбергу), М 1:25000:
1 – устье скважины и ее номер; *2* – точка встречи скважины со структурной поверхностью и ее глубина

Карты равных мощностей (карты изопахит) характеризуют изменение мощности продуктивного пласта. Изолинии равной мощности проводят либо по истинной, либо по эффективной мощности пласта.

Эффективная мощность определяется как полная истинная мощность пласта за вычетом всех непроницаемых прослоев и водонасыщенной (ниже условного ВНК) части пласта. Карты равных эффективных мощно-

стей – один из основных исходных документов для подсчета запасов месторождения.

Карты горизонтального среза (или пластовые карты) представляют геологическое строение месторождения в его горизонтальном срезе на определенной глубине (H=const). При построении карт горизонтального среза по профильным разрезам определяют местоположение пересечения выбранной горизонтальной плоскости с геологическими границами, выносят их на план и соединяют.

Контрольные вопросы

1. Перечислите вопросы, которые решаются при оперативной и сводной интерпретации данных каротажа.
2. Почему каротажу на месторождениях нефти и газа придается большое значение?
3. Перечислите основные задачи, решаемые с помощью ГИС на нефтяных и газовых месторождениях.
4. Какие породы входят в состав песчано-глинистого разреза?
5. Какие породы входят в состав карбонатного разреза?
6. Укажите основные и дополнительные методы для расчленения песчано-глинистого и карбонатного разреза.
7. Дайте определение породы-коллектора, охарактеризуйте основные коллекторские свойства.
8. Перечислите основные типы коллекторов и дайте их характеристику.
9. Укажите признаки коллекторов на диаграммах различных каротажных методов.
10. Перечислите, по данным каких методов каротажа можно определить коэффициент пористости.
11. Что такое параметр пористости?
12. Поясните, какие величины входят в формулу, связывающую параметр пористости с $K_{\text{п}}$. Дайте их смысловое и количественное определение.
13. Как можно определить сопротивление водонасыщенного пласта?
14. Как можно определить сопротивление пластовых вод?
15. Дайте определение коэффициента нефтегазонасыщенности.
16. В каких пределах может изменяться коэффициент нефтегазонасыщенности?
17. В каких пределах может изменяться коэффициент водонасыщенности?
18. Какие пласты имеют более высокое УЭС – нефтенасыщенные или водонасыщенные? Почему?
19. Можно ли количественно оценить содержание нефти в пласте по его УЭС?
20. Что такое "коэффициент увеличения сопротивления"?
21. Как связан коэффициент увеличения сопротивления с коэффициентом водонасыщенности?
22. Что такое "критическое значение" $Q_{\text{кр}}$?
23. От каких свойств коллектора зависит его проницаемость?
24. В каких единицах измеряется $k_{\text{пр}}$?
25. Что представляет собой водонефтяной контакт?

26. С помощью каких методов ГИС можно определить положение ВНК?
27. Что представляет собой ГВК и ГНК?
28. С помощью каких методов ГИС можно определить положение ГВК и ГНК?
29. Сколько скважин изображено на типовом геолого-геофизическом разрезе?
30. Как выполняют корреляцию разрезов скважин?
31. Каким требованиям должен удовлетворять пласт-репер?
32. Как строят структурные карты?

Глава 40. Применение методов ГИС при контроле за разработкой месторождений нефти и газа

§ 1. Задачи, решаемые методами ГИС

В настоящее время геофизические методы контроля разработки месторождений образуют самостоятельное направление ГИС, которое часто называют промыслово-геофизическими исследованиями – ПГИ. Особенность этих исследований заключается в том, что в большинстве случаев их приходится проводить в эксплуатационных скважинах, как добывающих, так и нагнетательных, т. е. не в открытом стволе, а через обсадные трубы. При этом опускать скважинные приборы необходимо через лифтовые трубы или по межтрубному пространству – между обсадной колонной и лифтовыми или насосно-компрессорными трубами – НКТ, а это требует применения специальных скважинных приборов, обладающих достаточно малым диаметром.

Цель ПГИ – получение информации о состоянии продуктивных пластов и изменениях, происходящих в них в процессе вытеснения из них углеводородов, для выбора оптимальной системы регулирования отбора и их максимального извлечения.

При промыслово-геофизических исследованиях приходится решать различные задачи, которые могут быть объединены в несколько групп в зависимости от цели исследований.

1. Изучение эксплуатационных и энергетических характеристик нефтяных и газовых пластов. В эту группу входит решение следующих вопросов:

– выделение интервалов притока и приемистости пластов, определение их мощностей и дебитов (расхода);

– определение пластового давления и расчет коэффициента продуктивности;

– контроль процессов интенсификации притока нефти.

2. Изучение состава и структуры потока жидкости по стволу скважины с целью определения интервалов и количества поступления нефти, газа и воды в скважину.

3. Изучение процессов вытеснения нефти водой посредством прослеживания изменения положений водонефтяного и газожидкостных контактов и определения текущей и остаточной нефтенасыщенности пластов.

4. Изучение технического состояния скважин, выявление негерметичности обсадных колонн и насосно-компрессорных труб, мест затрубной циркуляции жидкости, контроль установки глубинного оборудования и пр.

При решении задач 4-й группы используются акустические и гамма-гамма-методы для изучения качества цементирования скважин, индукционные и ГГМ для дефектометрии обсадных колонн, термометрические методы для обнаружения дефектов в обсадных колоннах и выявления мест затрубной циркуляции.

Все эти методы уже были рассмотрены в предыдущих главах и разделах данной работы.

Решение задач остальных групп будет описано ниже в довольно сжатой форме, поскольку оно составляет основное содержание специального учебного курса "Геофизические методы контроля разработки месторождений нефти и газа".

§ 2. Выделение интервалов притока и приемистости пластов, определение их мощностей и дебита (расхода) отдельных пластов и пропластков

Решение этих задач основано на данных потокометрии (дебитометрии или расходометрии) скважин. При этом применяются приборы как термокондуктивного, так и механического (тахометрического) типов. Наиболее точные данные получают при точечных измерениях тахометрическими расходомерами с абсолютным пакером, который направляет весь поток флюида через измерительный канал расходомера на крыльчатку.

Этот метод позволяет определить дебит нефти по пластам и пропласткам в добывающих скважинах и поглощение воды в нагнетательных скважинах, точно установить работающие мощности пластов, получить необходимые данные для расчета коэффициента продуктивности (или приемистости) и коэффициента проницаемости.

Метод потокометрии был достаточно подробно описан в разделе "Операции в скважинах", глава 29.

Для примера (рис. 40.1) приведены результаты механической и термокондуктивной дебитометрии по одной из эксплуатационных скважин.

На интегральной дебитограмме выделяются четыре отдающих интервала, причем наибольший приток (около 7 $м^3$/сут или около 40 %) дает верхний интервал 1529-1539 м.

По интегральной дебитограмме рассчитана дифференциальная дебитограмма, показывающая интенсивность притока на единицу мощности пласта,

$$q=\frac{Q_{\text{кр}}-Q_{\text{под}}}{h} \quad , \left[\frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{м}}\right], \tag{40.1}$$

где $Q_{\text{кр}}$ и $Q_{\text{под}}$ – интегральный дебит на кровле и подошве пласта, а h – его мощность.

На термокондуктивной дебитограмме дебит каждого пласта пропорционален соответствующей температурной аномалии ΔT (см. рис. 40.1). Резкое уменьшение температуры на самом пласте объясняется действием радиальной составляющей потока.

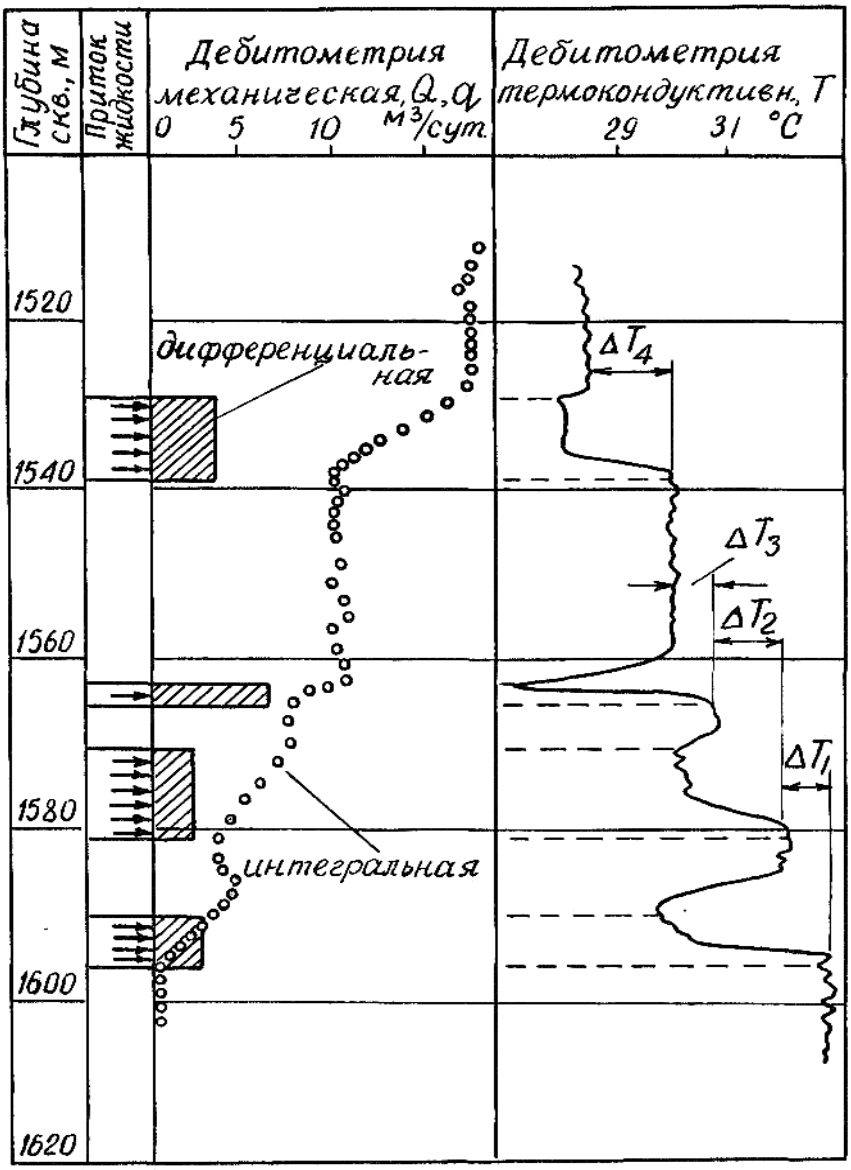

Рис. 40.1. Результаты термокондуктивной и тахометрической расходометрии (по Б. Ю. Вендельштейну и Р. А. Резванову, 1978)

§ 3. Определение пластового давления и расчет коэффициента продуктивности

Пластовое давление является важнейшей энергетической характеристикой нефтяной залежи, поскольку именно превышение пластового давления над давлением в скважине обусловливает приток флюида в скважину. Информацию о давлении в залежи получают по результатам систематических измерений давления в скважинах.

При этом различают забойное давление $P_{заб}$ и пластовое $P_{пл}$.

За ***забойное давление*** принимают давление флюидов в действующей добывающей или нагнетательной скважине на глубине середины интервала перфорации.

Под ***пластовым давлением*** понимают давление флюидов против середины перфорированного интервала в длительно простаивающих скважинах.

И то, и другое может быть непосредственно измерено с помощью глубинных манометров или рассчитано по давлению на устье скважины и высоте столба жидкости над точкой измерения:

$$P = \sigma \cdot g\left(H_{пл} - H_{д}\right), \qquad (40.2)$$

где σ – плотность жидкости в скважине; g – ускорение свободного падения; $H_{пл}$, $H_{д}$ – глубина пласта и глубина динамического уровня в скважине.

Для непосредственного измерения давления применяют приборы мембранного, геликсного или пружинно-поршневого типов.

Независимо от принципа действия скважинные манометры бывают автономные и дистанционные. Автономные снабжены устройством регистрации показаний, установленным внутри самого скважинного прибора. Такие манометры опускаются в скважину на стальной проволоке.

Дистанционные манометры опускаются в скважину на каротажном кабеле, по жилам которого на поверхность поступает сигнал информации, где и регистрируется. Ниже будут пояснены принципы действия основных видов скважинных манометров.

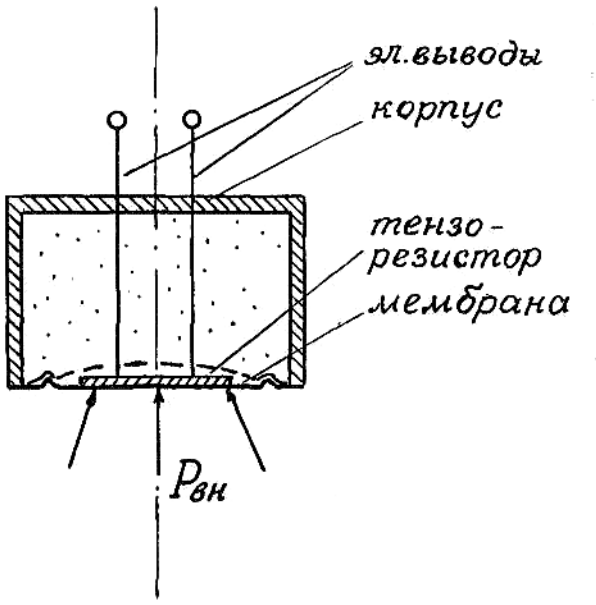

Рис. 40.2. Принцип действия мембранного манометра

Мембранный манометр удобен для дистанционных измерений. Он состоит из корпуса, внутри которого находится воздух под атмосферным давлением, упругой мембраны и преобразователя прогиба мембраны в электрический сигнал, который по проводам выводится на поверхность (рис. 40.2). В качестве преобразователя чаще всего используют тензорезистор, например, "кремний на сапфире" (см. рис. 40.2).

Геликсный манометр может быть как автономным, так и дистанционным. На рис. 40.3 показано устройство первого из них.

Чувствительным элементов прибора служит полая геликсная пружина, которая сообщается с сильфоном – резервуаром с гибкими стенками. Сильфон воспринимает внешнее давление и передает его газу внутри пружины. Чем больше давление, тем сильнее распрямляется пружина. При этом перемещается свободный конец пружины и изменяет величину сопротивления в реостатном преобразователе. Показания преобразователя фиксируются на твердотельном носителе в блоке памяти. Питание преобразователя и блока памяти осуществляется от батарей.

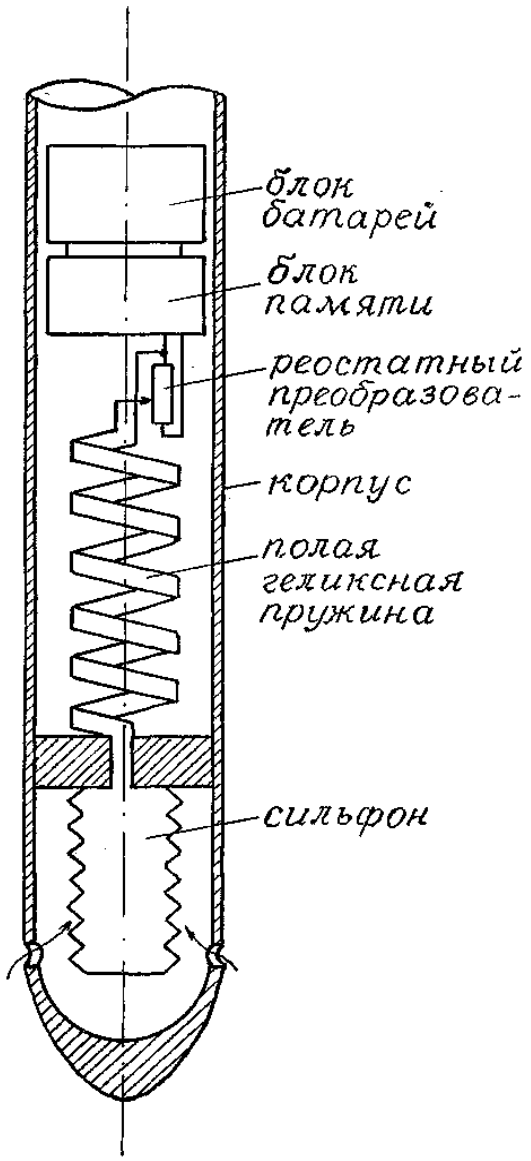

Рис. 40.3. Автономный манометр геликсного типа

В ***пружинно-поршневом манометре*** внешнее давление воспринимается подпружиненным поршнем. Перемещение поршня под действием внешнего давления уравновешивается деформацией пружины. Правда, поршень должен быть хорошо уплотнен, чтобы жидкость из скважины не попадала внутрь прибора по зазору между стенками цилиндра и поршнем. Уплотненные поршни имеют тот недостаток, что в них существует так называемое "трение покоя" – для того, чтобы сдвинуть поршень с места, требуется гораздо большее усилие, чем для его последующего перемещения. Трение покоя снижает чувствительность прибора. Для преодоления трения покоя поршень обычно приводили во вращение с помощью специального электродвигателя (А. П.

Петров, 1972). Однако установка электродвигателя значительно усложняет прибор.

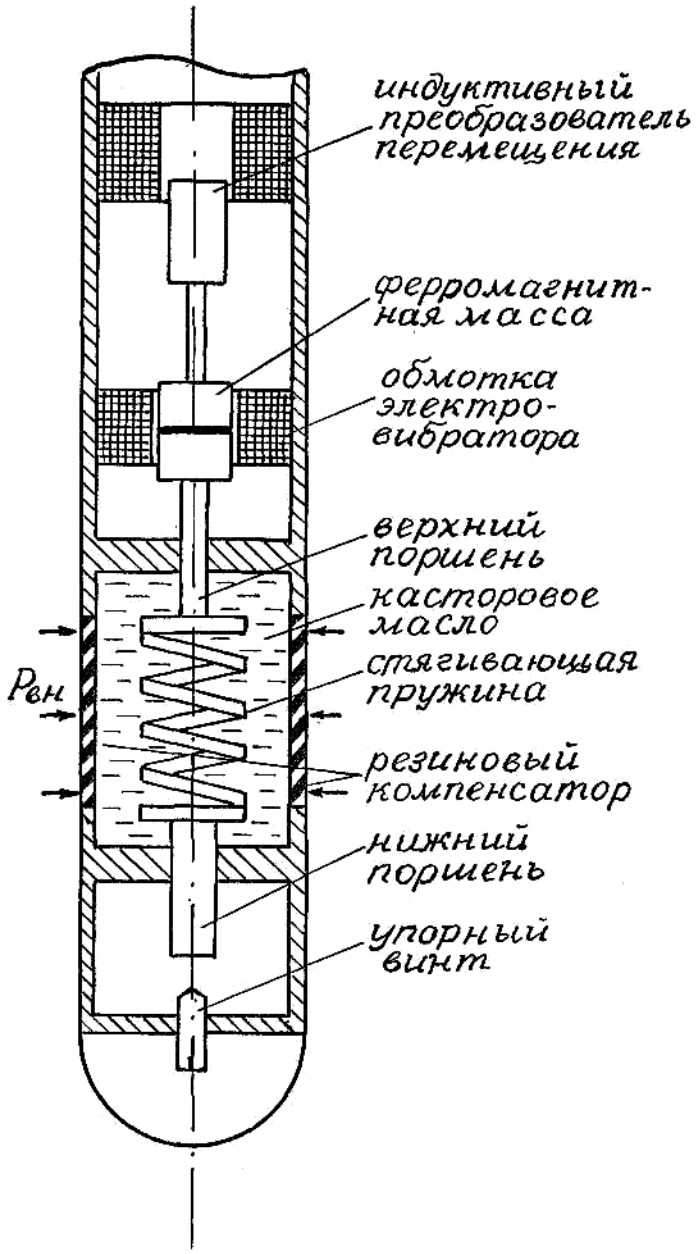

Рис. 40.4. Пружинно-поршневой скважинный преобразователь давления ПДС-1

В преобразователе давления скважинном ПДС-1, (рис. 40.4), для преодоления трения покоя служит электровибратор, который придает поршню непрерывные колебания с небольшой амплитудой и частотой в несколько сотен Гц. Прибор содержит два уплотненных поршня – нижний и верхний, соединенных одной пружиной, работающей на растяжение. На штоке верхнего поршня закреплена ферромагнитная масса, которая входит в катушку индуктивности электровибратора.

При погружении в скважину давление промывочной жидкости через резиновый компенсатор передается касторовому маслу, заполняющему так называемый "манометрический блок". Это давление воздействует на оба поршня манометрического блока, но первым приходит в движение нижний поршень, имеющий больший диаметр, чем верхний. Нижний поршень опускается, растягивая пру-пружину, пока не дойдет до упорного винта. После этого начинает перемещаться верхний поршень. Величина перемещения верхнего поршня преобразуется в электрический сигнал индуктивным преобразователем – катушкой, внутрь которой вводится железный сердечник, изменяя ее индуктивность. Катушка включена в схему *LC*-генератора, так что вырабатываемая им частота в конечном итоге является мерой внешнего давления.

Описанный прибор является примером манометра с "утопленным нулем" – он способен измерять давление, начиная с какого-то определенного уровня, величину которого можно регулировать с помощью упорного винта (см. рис. 40.4).

Следует заметить, что первыми, кто применил электровибратор для преодоления трения покоя в подобных устройствах, были доценты В. Н. Калашников, Л. В. Макаров и автор, что подтверждено авторским свидетельством СССР на изобретение № 636382 от 1976 г.

Знать пластовое и забойное давление необходимо для расчета коэффициента продуктивности пласта.

Коэффициент продуктивности η показывает, какое количество жидкости может быть добыто из пласта при снижении забойного давления на единицу (обычно на 1 атм.т; 1 атм.т ≈ 0,1 МПа):

$$\eta = \frac{Q}{\Delta P}. \qquad (40.3)$$

Если учесть, что, согласно формуле Дюпюи, приток к идеальной скважине при плоско-радиальном движении жидкости равен

$$Q = \frac{2\pi k_{пр}\, h_{эф}\, \Delta P \cdot \sigma}{\mu \ln \frac{R_к}{r}} = \eta \Delta P, \qquad (40.4)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости пласта; $h_{эф}$ – его эффективная мощность; μ – вязкость флюида, фильтрующегося в скважину; σ – плотность жидкости; $R_к$ – радиус депрессионной воронки; r – радиус самой скважины; ΔP – разность между забойным и пластовым давлением, то при известном η можно рассчитать и коэффициент проницаемости пласта $k_{пр}$.

Величину коэффициента продуктивности находят опытным путем: меняя давление на забое, исследуют зависимость между ним и дебитом пласта.

Давление при этом измеряют глубинным манометром, а дебит – скважинным дебитометром.

В фонтанирующих скважинах используют метод установившихся отборов: меняют штуцер, через который пластовый флюид поступает в сборную емкость, и измеряют дебит и забойное давление не менее чем при трех установившихся режимах.

По результатам измерений строят график зависимости $Q = f(P_{заб})$, по которому и определяют коэффициент продуктивности и $P_{пл}$, как это показано на рис. 40.5

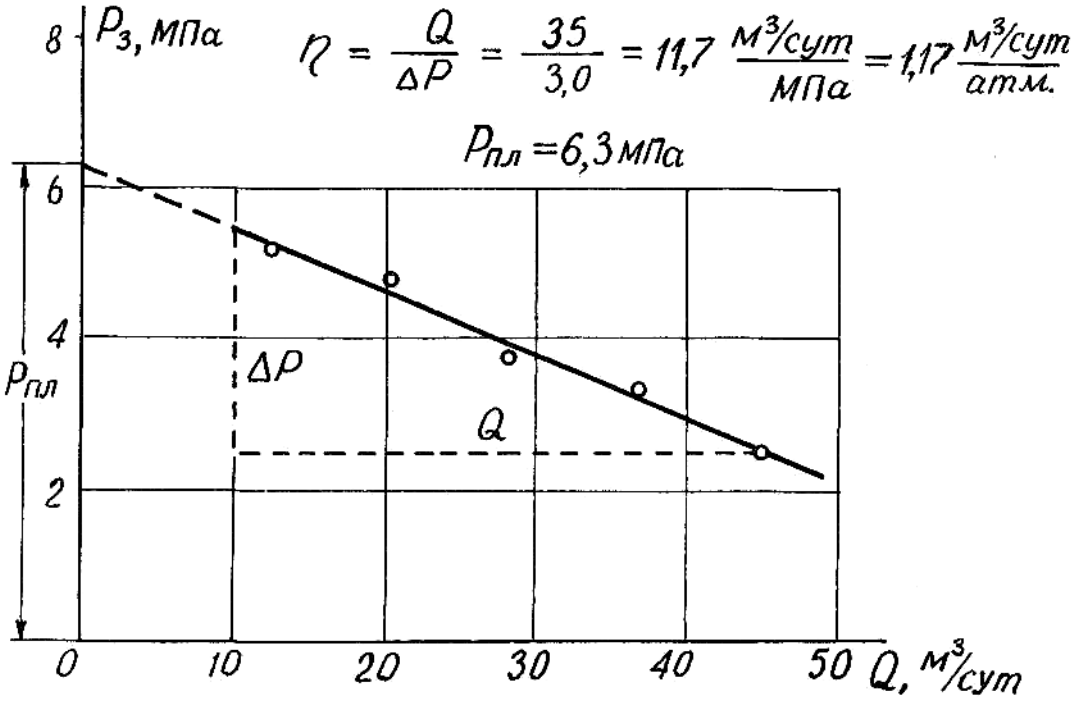

Рис. 40.5. Зависимость дебита скважины от забойного давления (индикаторная диаграмма)

Если в скважине эксплуатируются сразу несколько пластов, то для каждого из них строится своя зависимость $Q = f(P_{заб})$.

Для нагнетательных скважин аналогичным образом определяют ***коэффициент приемистости***.

§ 4. Изучение состава и структуры потока флюидов в стволе скважины

При разработке залежей нефти с применением законтурного или внутриконтурного заводнения часто происходят прорывы воды по наиболее проницаемым пропласткам в стволы добывающих скважин. Кроме того, по мере уменьшения нефтенасыщенности пластов или подъема водонефтяного контакта в скважину может поступать минерализованная пластовая вода. Таким образом, в скважине может находиться одновременно нефть, пластовая и закачиваемая вода. Вдобавок, в скважину может поступать еще и свободный газ, если в залежи имеется газовая шапка или если давление в залежи становится меньше давления насыщения газом.

По вышеперечисленным причинам при разработке нефтяных месторождений очень важно знать, какой именно флюид и в каком количестве поступает в скважину из каждого вскрытого ею пласта. Важность этой задачи станет совершенно очевидной, если иметь в виду, что в настоящее время в России на каждую тонну добытой нефти приходится 3 т воды, извлекаемой из скважин.

Для изучения состава притока применяют методы плотностеметрии, влагометрии и индукционной резистивиметрии совместно с расходо- и термометрией.

Плотностеметрия – это измерение плотности жидкости в стволе скважины. Для решения этой задачи используют обычно гамма-гамма-плотностемеры.

Такой прибор содержит источник мягкого γ-излучения и детектор γ-квантов, расположенные на одной прямой. В качестве источника используют тулий-170 (E_γ = 88 кэВ). Расстояние между источником и детектором 30-50 см и заполнено исследуемой жидкостью. Поток γ-квантов, проходящих через жидкость, коллимируется таким образом, чтобы на детектор попадало только прямое излучение источника, как это показано на рис. 40.6.

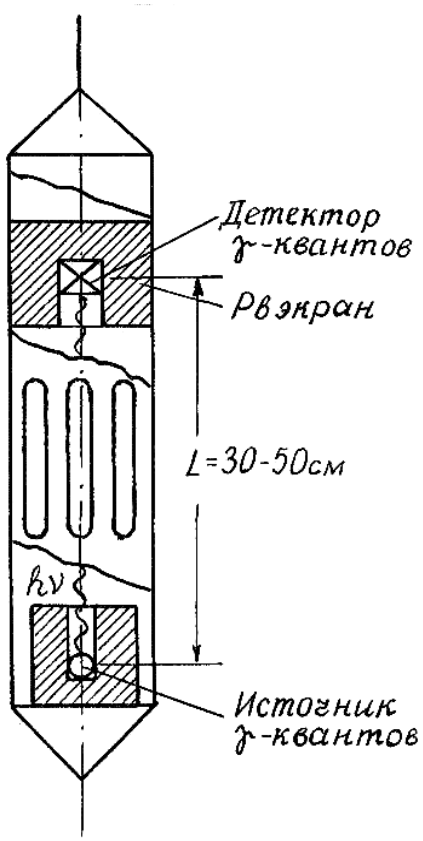

Рис. 40.6. Гамма-гамма-плотностемер

Как известно, интенсивность γ-излучения, прошедшего напрямую через слой вещества толщиной L, определяется выражением:

$$J_\gamma = J_0 e^{-\kappa \sigma L}, \qquad (40.5)$$

где J_0 – мощность источника; σ – плотность вещества, в данном случае – жидкости; κ – постоянная, называемая массовым коэффициентом поглощения.

Показания γ-γ-плотностемера переводятся в единицы плотности жидкости, точнее, смеси $\sigma_{см}$ жидкостей, например, нефти и воды, с помощью градуировочного графика

$$J_{\gamma см} / J_{\gamma в} = f(\sigma_{см}),$$

где $J_{\gamma в}$ – показания прибора в пресной воде.

Пример градуировочного графика плотностемера приведен на рис. 40.7, а результаты плотностеметрии – на рис. 40.8.

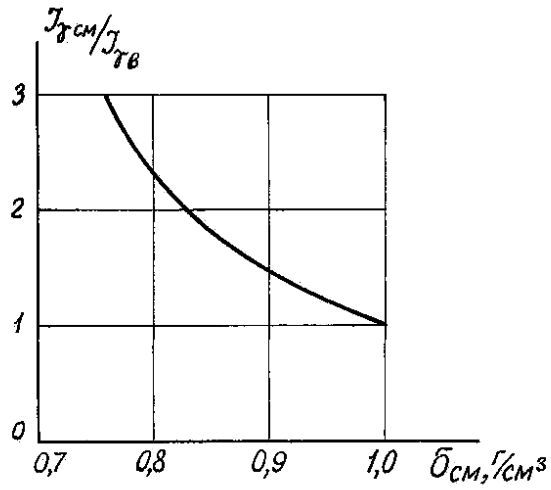

Рис. 40.7. Градуировочный график гамма-гамма плотностемера

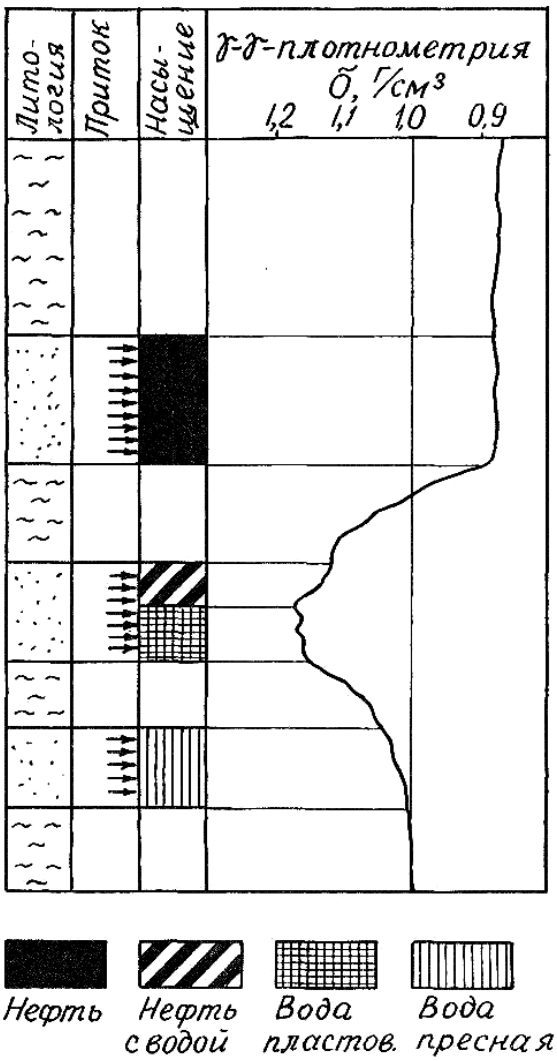

Рис. 40.8. Диаграмма гамма-гамма-плотностеметрии (по В. Н. Моисееву, 1990)

Если известны плотность воды $\sigma_в$ и нефти $\sigma_н$, то по ним легко рассчитать содержание в смеси каждого из компонентов – воды $C_в$ и нефти $C_н$ – из системы уравнений:

$$\begin{cases} \sigma_{см} = \sigma_в \cdot C_в + \sigma_н \cdot C_н \\ C_в + C_н = 1 \end{cases} \quad \Bigg| \quad C_в = \frac{\sigma_{см} - \sigma_н}{\sigma_в - \sigma_н}; \qquad C_н = 1 - C_в . \tag{40.6}$$

Ошибки в определении содержания воды и нефти могут быть связаны с изменением минерализации пластовых вод в процессе обводнения пласта.

Влагометрия – основана на измерении диэлектрической постоянной ε жидкости (или жидкостей), заполняющей скважину. ε сильно различается для воды и нефти. Как известно, при $t^o = 20^o$ С $\varepsilon_в = 80$; $\varepsilon_н = 2$ ед.отн., что позволяет различать эти жидкости и оценивать их соотношение в смеси.

Для измерений используют емкостные влагомеры, датчиком в которых служит цилиндрический конденсатор, между обкладками которого

находится исследуемая смесь жидкостей (рис. 40.9). Если емкость конденсатора в воздухе равна C_0, то в диэлектрике она увеличивается в ε раз: $C = \varepsilon C_0$, где ε – диэлектрическая проницаемость диэлектрика.

Конденсатор включен в качестве частотозадающего элемента вместе с индуктивностью L в схему LC-генератора.

Частота вырабатываемого генератором напряжения

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

является мерой диэлектрической проницаемости вещества между обкладками конденсатора.

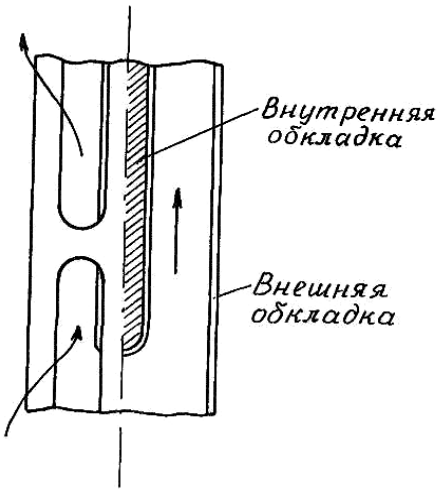

Рис. 40.9. Устройство скважинного конденсаторного влагомера

Этот сигнал с LC-генератора подается на смеситель в электронном блоке влагомера, где сравнивается с фиксированной частотой опорного генератора, а сигнал, пропорциональный разности этих частот поступает на усилитель и дальше, на измерительный пульт влагомера. Так как частота опорного генератора выше частоты LC-генератора при заполнении пространства между обкладками конденсатора нефтью, то частота выходного сигнала влагомера в нефти $f_н$ ниже, чем в воде $f_в$.

Пример влагометрии скважины приведен на рис. 40.10.

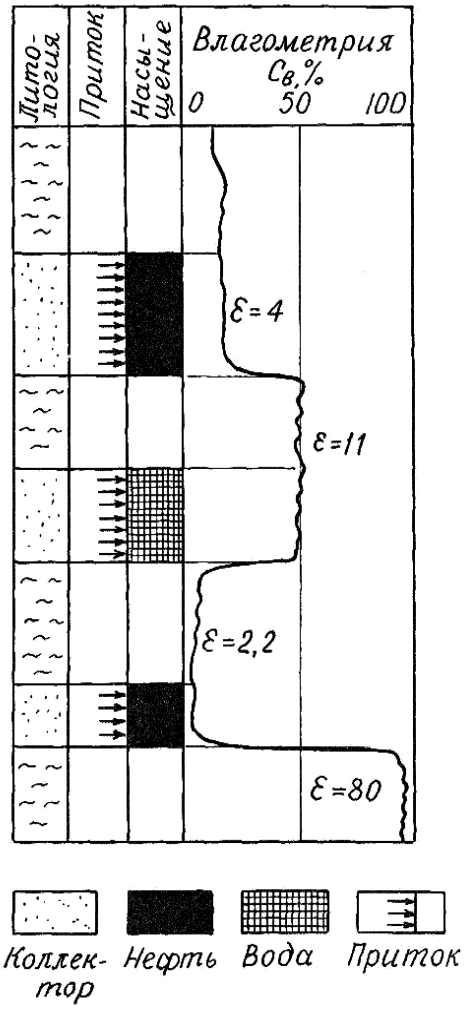

Рис. 40.10. Определение состава притока по данным влагометрии (по В. Н. Моисееву, 1990)

Для определения количественного состава смеси жидкостей влагомер градуируют и по результатам градуировки строят график зависимости двойного разностного параметра $\overline{\Delta f}$ от содержания в смеси воды (рис. 40.11):

$$\overline{\Delta f} = \frac{f_{см} - f_н}{f_в - f_н}, \qquad (40.7)$$

где $f_{см}$, $f_в$, $f_н$ – частота выходного сигнала влагомера в смеси жидкостей, воде и нефти соответственно.

Погрешность конденсаторного влагомера ±3 %.

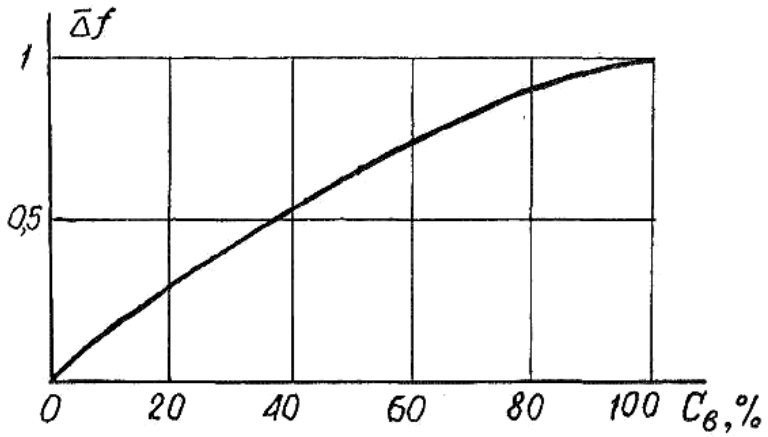

Рис. 40.11. Градуировочный график влагомера

Индукционная резистивиметрия – позволяет изучить не только состав, но и структуру смеси жидкостей в скважине.

Индукционный резистивиметр состоит из двух соосно расположенных тороидальных катушек – генераторной и приемной.

По генераторной катушке пропускают переменный ток частотой 100 кГц. Магнитное поле этого тока наводит вихревые токи в жидкости, обтекающей обе катушки, магнитное поле вихревых токов возбуждает в приемной катушке ЭДС, пропорциональную электропроводности среды. Таким образом, жидкость, обтекающая обе катушки, представляет собой распределенную в пространстве обмотку, состоящую из одного витка, а весь расходомер – своеобразный трансформаторный датчик (рис. 40.12).

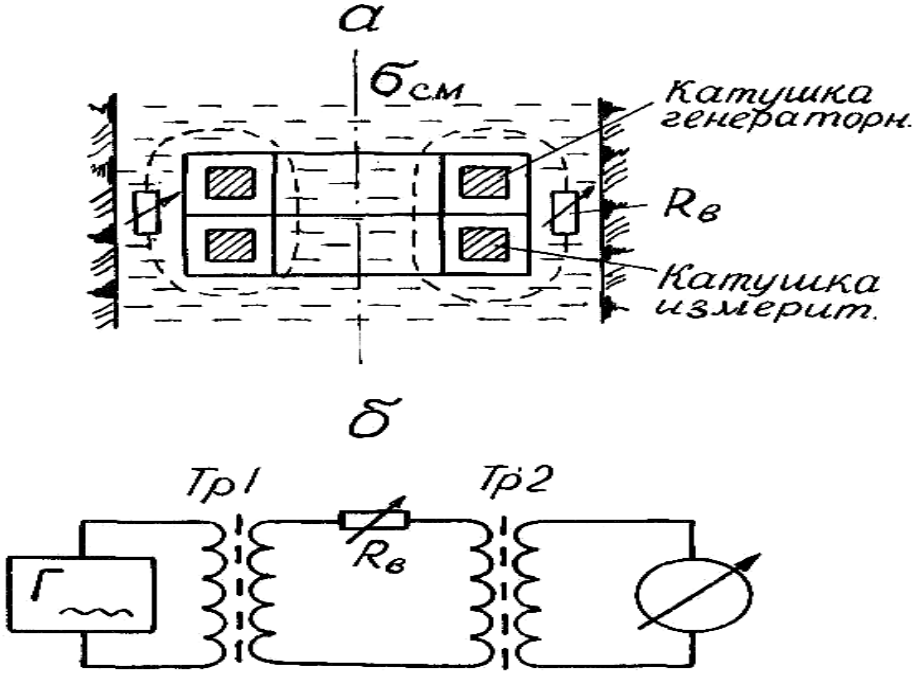

Рис. 40.12. Устройство (*а*) и электрическая схема (*б*) скважинного индукционного резистивиметра

Предел измерения индукционного резистивиметра от 0 до 30 См/м.

При равномерном поступлении нефти через интервал перфорации в скважину, заполненную водой, в колонне происходит последовательная смена состава и структуры смеси воды и нефти в восходящем осевом потоке (Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев, Р. А. Резванов, 1991).

Основные формы смеси: капельная, капельно-поршневая, поршневая (чёточная), пенная (водоэмульсионная), нефтеэмульсионная с различной степенью дисперсности водяных включений.

Капельная форма представляет собой гидрофильную (нефть в воде) среду с всплывающими одиночными каплями нефти.

Капельно-поршневая – также гидрофильная среда, в ней вместе с отдельными каплями появляются крупные включения нефти в виде сгустков.

Поршневая (чёточная) форма – это последовательное чередование пробок воды и нефти, перекрывающих все сечение скважины.

На границе перехода гидрофильной среды в гидрофобную в водонефтяной смеси появляется небольшой интервал пенного течения, внутри которого происходит переход водоэмульсионной структуры в нефтеэмульсионную, в ней вода находится в виде отдельных включений различной величины.

Границу обращения фаз называют ***водонефтяным разделом*** ВНР. (Не путать с водонефтяным контактом ВНК! ВНК существует в пластах, ВНР – в скважине, в свободной жидкости.)

Пример индукционной резистивиметрии в скважине, где наблюдается последовательная смена всех описанных выше форм смеси нефти и воды, представлен на рис. 40.13.

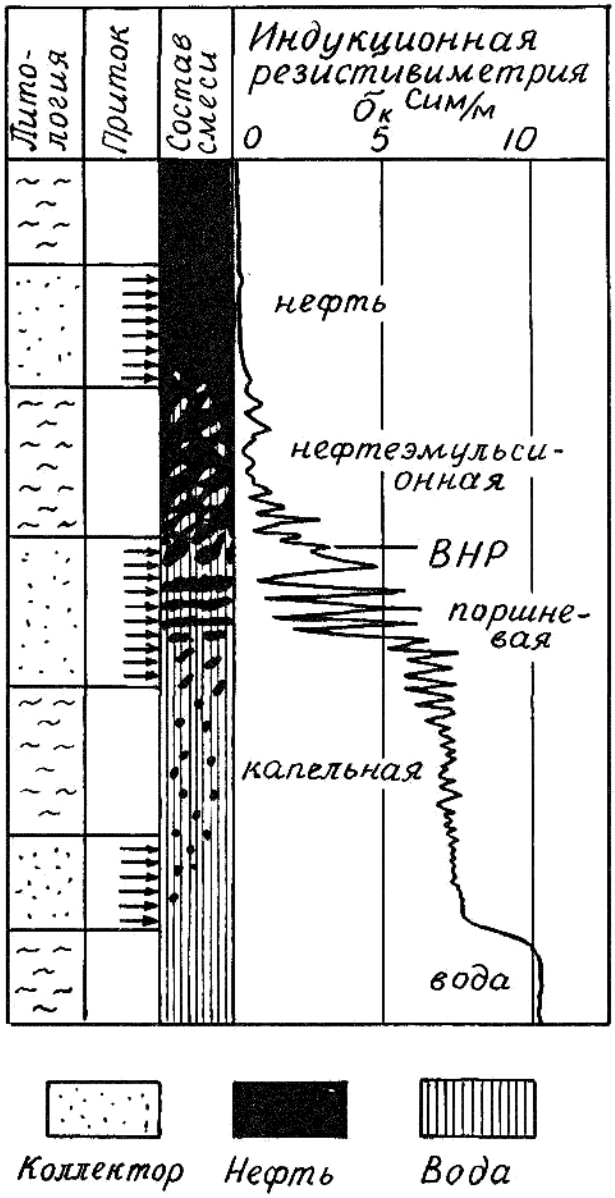

Рис. 40.13. Определение структуры водонефтяного потока в скважине по данным индукционной резистивиметрии (по В. М. Моисееву, 1990)

Гидрофильная смесь на диаграмме отличается хаотическими выбросами в сторону снижения электропроводности на фоне высоких значений электропроводности воды, или резкими изменениями электропроводности большой амплитуды (слоистая нефть в воде).

Гидрофобная смесь на диаграмме отличается низкими значениями электропроводности $\sigma = 0$ с небольшими увеличениями, соответствующими включениям воды в нефти.

Достоинство индукционной резистивиметрии – возможность индикации слабых притоков нефти, особенно при исследовании низкодебитных скважин, в которых против перфорированных интервалов находится столб застойной воды, через который барботирует нефть. Для уверенной интерпретации диаграмм на них должна быть выполнена запись показаний в зумпфе скважины, где находится чистая вода, и в верхней части скважины или НКТ, где находится гидрофобная смесь с нулевой электропроводностью.

Для изучения состава смеси может использоваться также ***кислородно-активационный нейтронный гамма-каротаж*** КАНГК, который был описан в главе "Нейтронно-активационный каротаж".

§ 5. Изучение процессов вытеснения нефти водой

Для изучения процессов вытеснения нефти из продуктивных пластов закачиваемой водой в отечественной практике находят применение электрические и электромагнитные, нейтронные и акустические методы. Для определения направления и скорости движения жидкости по пласту в межскважинном пространстве используется закачка в нагнетательные скважины различных индикаторов и поиск их в пробах жидкости, отобранных из добывающих скважин.

Электрические и электромагнитные методы

Разделение нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов основано на большом различии в электрическом сопротивлении насыщающих их жидкостей. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) нефти очень велико – более 10^9 Ом·м, УЭС пластовых вод – десятые и сотые доли Ом·м. Однако нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты в целом различаются по УЭС гораздо меньше, чем насыщающие их жидкости. Сопротивление водонасыщенных пластов $\rho_{вп}$ составляет от первых единиц до десятых долей Ом·м; сопротивление нефтенасыщенных пластов $\rho_{нг}$ = 5-10 Ом·м и немного более. Сравнительно небольшое различие сопротивлений $\rho_{вп}$ и $\rho_{нг}$ объясняется тем, что в порах нефтенасыщенного пласта вместе с нефтью всегда находится некоторое количество минерализованной воды (в связанном виде). В пределах одного месторождения пластовые воды имеют относительно постоянный химический состав, и их УЭС изменяется незначительно (В. Н. Моисеев, 1990). Тот же состав имеет и связанная вода.

При приблизительно постоянном УЭС пластовых вод и очень высоком (до 10^8 Ом·м) УЭС породообразующих минералов сопротивление водоносных пластов определяется их пористостью и минерализацией пластовых вод. На диаграммах КС, зарегистрированных зондами большой длины, а также на диаграммах индукционного каротажа водонефтяной контакт выделяется по заметному снижению сопротивления против водонасыщенной части пласта.

Коэффициент нефтенасыщенности может быть определен по коэффициенту увеличения сопротивления $Q = \rho_{нг}/\rho_{вп}$, как это было описано ранее (см. главу 39, § 4).

Однако при контроле за разработкой геофизикам приходится иметь дело в основном с эксплуатационными скважинами, обсаженными стальными трубами, которые являются экраном для электрического тока и его магнитного поля. По этой причине электромагнитные измерения возможны только в одиночных бурящихся оценочных скважинах или в скважинах, закрепленных неметаллическими, например, стеклопластиковыми трубами.

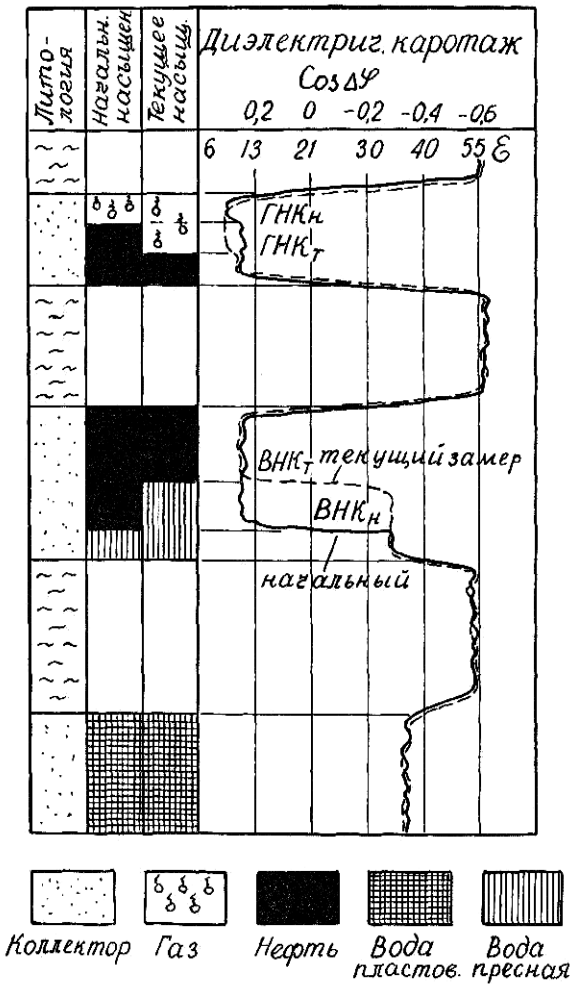

Рис. 40.14. Определение начального и текущего положения водонефтяного контакта по данным волнового диэлектрического каротажа в скважине со стеклопластиковыми обсадными трубами

Стеклопластиковая обсадка наблюдательных скважин позволяет с помощью высокочастотных методов индукционного каротажа различать нефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы не только по их сопротивлению, но и по диэлектрической проницаемости ε. Последняя мало зависит от минерализации вод. Однако ε зависит от температуры и, если при 20 °С вода имеет ε = 80 ед., то при 100 °С ε падает до 55 ед.отн.

Напомним, что нефтенасыщенные пласты имеют ε ≈ 4 - 8 ед. отн., водонасыщенные – в зависимости от пористости, глинистости и водонасыщенности – от 18 до 25, и самая высокая диэлектрическая проницаемость у глин и аргиллитов, содержащих много связанной и кристаллизационной воды – ε ≈ 35 - 50. На рис. 40.14 представлены диаграммы волнового диэлектрического каротажа ВДК по одной из контрольных скважин со стеклопластиковой обсадкой.

Результаты начального и текущего ВДК показывают, что в верхнем пласте в ходе добычи нефти произошло перемещение газонефтяного контакта вниз, а в среднем пласте – водонефтяного контакта вверх по пласту.

Импульсные нейтронные методы

Преимуществом нейтронных исследований является возможность их применения в скважинах, обсаженных как стеклопластиковыми, так и стальными трубами. Ведущим методом при промыслово-геофизических исследованиях является импульсный нейтронный каротаж.

Поскольку при разработке нефтяных месторождений для вытеснения нефти в продуктивные пласты часто закачивают пластовые воды, обладающие повышенным содержанием хлористых солей, а хлор характеризуется аномально большим сечением захвата тепловых нейтронов, то это дает возможность контролировать содержание в пластах воды и нефти по величине среднего времени жизни тепловых нейтронов τ_n.

Напомним, что пласты, насыщенные минерализованными водами, имеют τ_n = 0,11-0,33 мс, насыщенные нефтью или пресной водой – τ_n = 0,3-0,6 мс и газонасыщенные – τ_n = 0,6-0,8 мс. Вариации в величине τ_n зависят от коэффициента пористости и, в меньшей степени, от минерального состава коллектора.

Приемы определения τ_n при ИНК и примеры применения этого метода для определения текущего положения ВНК в обсаженных скважинах уже были рассмотрены нами в главе 15.

Кроме определения текущего положения ВНК, по среднему времени жизни тепловых нейтронов можно определить и нефтенасыщенность пластов, как начальную, так и текущую.

Как известно, для сред сложного состава, какими являются горные породы, τ_{n_Σ} рассчитывают по формуле

$$\frac{1}{\tau_{n_\Sigma}} = \sum \frac{q_i}{\tau_{n_i}}, \qquad (40.8)$$

где τ_{n_i} – среднее время жизни тепловых нейтронов для *i*-ой составляющей среды; q_i – объемная доля каждой отдельной составляющей.

В частности, для коллектора, содержащего, например, воду и нефть:

$$\frac{1}{\tau_{n_\Sigma}} = \frac{1-K_{\text{п}}}{\tau_{n_{\text{ск}}}} + \frac{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{в}}}{\tau_{n_{\text{в}}}} + \frac{K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}}}{\tau_{n_{\text{н}}}}, \qquad (40.9)$$

где $K_{\text{п}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{н}}$ – коэффициенты пористости, водо- и нефтенасыщенности; $\tau_{n_{\text{ск}}}$, $\tau_{n_{\text{в}}}$, $\tau_{n_{\text{н}}}$ – среднее время жизни тепловых нейтронов в минеральном скелете, воде и нефти.

В случае, если минеральный скелет имеет сложный состав, например, включает в себя кварцевые зерна и глинистый материал, τ_n для него вычисляют по аналогичной формуле:

$$\frac{1}{\tau_{n_{\text{ск}}}} = \frac{1-C_{\text{гл}}}{\tau_{n_{\text{кв}}}} + \frac{C_{\text{гл}}}{\tau_{n_{\text{гл}}}}, \qquad (40.10)$$

где $C_{\text{гл}}$ – объемный коэффициент глинистости; $\tau_{n_{\text{ск}}}$, $\tau_{n_{\text{кв}}}$, $\tau_{n_{\text{гл}}}$ – среднее время жизни тепловых нейтронов в минеральном скелете, кварце и глиноземе.

Для примера в таблице 40.1 приведены значения τ_n для некотрых веществ.

Таблица 40.1

Среднее время жизни тепловых нейтронов для некоторых веществ
(по Г. С. Возженикову и Ю. В. Белышеву, 2000)

Вещество	Химическая формула	τ_n, мс
Вода пресная, t = 14 °С	H_2O	0,207
Нефть при t = 14 °С	(H, C)	0,214
Кварц	SiO_2	1,065
Галит	NaCl	0,006
Вода соленая, C = 100 г/л	H_2O + NaCl	0,0475
Глинозем	Al_2O_3	0,493

Из формулы (40.9) находят коэффициент нефтенасыщенности:

$$K_{\text{н}} = \left[1 - \left(\frac{1}{\tau_{n_\Sigma}} - \frac{1-K_{\text{п}}}{\tau_{n_{\text{ск}}}}\right)\frac{\tau_{n_{\text{в}}}}{K_{\text{п}}}\right]\frac{\tau_{n_{\text{н}}}}{\tau_{n_{\text{н}}} - \tau_{n_{\text{в}}}}. \qquad (40.11)$$

Определив по ИНК среднее время жизни тепловых нейтронов в коллекторе τ_{n_Σ}, по формуле (40.11) рассчитывают начальное и текущее (в определенные моменты разработки) нефтенасыщение пласта и, тем самым, оценивают его перспективы на будущее.

Описанный метод дает хорошие результаты при минерализации вод от 70 г/л и выше. В случае использования для заводнения залежи пресных вод для определения текущего положения ВНК и нефтенасыщенности приходится использовать более сложный метод – углеродно-кислородный каротаж. Этот метод был рассмотрен нами также в главе 15.

Акустические методы

Как уже указывалось в главе "Акустический каротаж", водонасыщенные, нефтенасыщенные и газонасыщенные пласты характеризуются раз-

личными соотношениями коэффициентов затухания продольных α_P и поперечных α_S волн:

$$\alpha_{P_в} < \alpha_{P_н} < \alpha_{P_г}, \quad \text{но} \quad \alpha_{S_в} > \alpha_{S_н} > \alpha_{S_г}, \tag{40.12}$$

где $\alpha_в$, $\alpha_н$, $\alpha_г$ – коэффициенты затухания в водо-, нефте- и газонасыщенных пластах.

Этот факт является благоприятной предпосылкой для применения акустического метода с целью определения характера насыщения пластов и контроля за перемещением ВНК в процессе разработки месторождений, причем независимо от того, какие воды, минерализованные или пресные, применяются для вытеснения нефти.

Однако, поскольку исследования приходится проводить в эксплуатационных скважинах с установленной и зацементированной обсадной колонной, то необходимо, чтобы энергия упругих волн, возбуждаемых в скважине, передавалась в горные породы через буровой раствор, обсадную колонну и цементный камень.

Для этого требуется выполнение двух условий: во-первых, между обсадной колонной и цементным камнем, а также между цементным камнем и горной породой должно быть хорошее сцепление, и, во-вторых, частота колебаний должна быть достаточно низкой, порядка 1-5 кГц, чтобы обеспечить нужную глубину исследований.

При соблюдении этих условий акустический метод обеспечивает не только литологическое расчленение разреза, но и разделение водонасыщенных и нефтенасыщенных частей пласта в обсаженных скважинах с полностью или частично расформированной зоной проникновения бурового раствора.

При постоянстве состава минерального скелета коллектора нефтенасыщенная часть пласта отличается снижением амплитуды продольных волн A_P при увеличении сигнала A_S, как это показано на рис. 40.15.

Хорошие результаты при исследовании эксплуатационных скважин дает **волновой акустический каротаж (ВАК).** Метод получил название волнового по той причине, что аппаратура для его осуществления позволяет, кроме продольной ($P_0P_1P_0$) и поперечной *($P_0S_1P_0$)*, идентифицировать и использовать еще и волну Стоунли (St). Волна Стоунли относится к группе поверхностных волн. Она распространяется вдоль стенки скважины, и ее амплитуда быстро уменьшается по мере удаления от стенки скважины как в сторону оси скважины, так и в противоположном направлении. Волна имеет поперечную поляризацию – частицы среды колеблются в плоскости, перпендикулярной поверхности раздела. Скорость волны Стоунли несколько меньше, чем скорость поперечной волны $V_{st} < V_s$. В тех случаях, когда головная обменная волна не образуется *($V_s < V_0$*, где V_0 – скорость

упругой волны в скважинной жидкости), на волновых картинах волна Стоунли фиксируется после волнового пакета $P_0P_1P_0$.

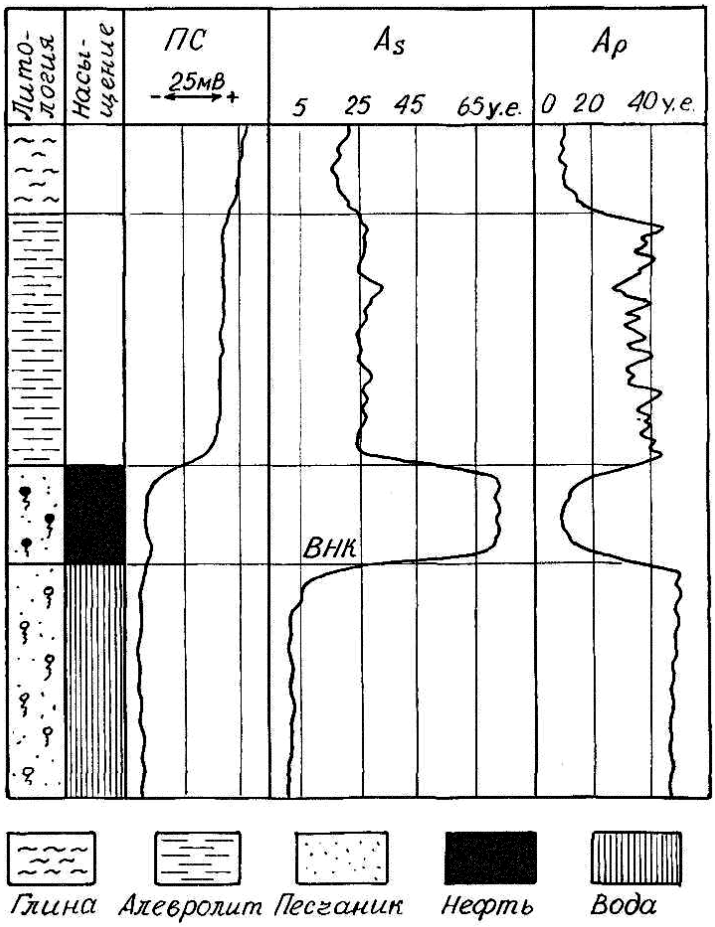

Рис. 40.15. Определение положения водонефтяного контакта в обсаженной скважине по данным акустического каротажа (по О. Л. Кузнецову)

Аппаратура волнового акустического каротажа использует более низкие частоты, чем аппаратура классического АК по скорости упругих волн (см. главу 19), и включает в себя несколько трехэлементных зондов с монопольными источниками колебаний и один или несколько зондов с дипольными источниками.

Так, например, скважинный прибор АВАК-11 содержит три зонда с монопольными источниками: $ПМ_2$ 0,5 $ПМ_1$ 1,5 $ИМ_1$ ($f_{кол}$ = 20 кГц); $ПМ_2$ 0,5 $ПМ_1$ 2,0 $ИМ_2$ ($f_{кол}$ = 8 кГц); $ПМ_2$ 0,5 $ПМ_1$ 2,5 $ИМ_3$ ($f_{кол}$ = 2,5 кГц) и два зонда с дипольными источниками, создающими упругие волны во взаимноперпендикулярных вертикальных плоскостях $ПД_2$ 0,5 $ПД_1$ 1,7 ИД.

Монопольные источники излучают упругие колебания во все стороны равномерно и в первом приближении могут быть приняты за точечные. Диаграмма направленности их излучения представлена на рис. 40.16, *а*. Конструктивно они не отличаются от источников в аппаратуре классиче-

ского АК (см. главу 19, §2). В аппаратуре АВАК-11 эти источники возбуждаются по очереди, каждый на своей частоте. Приемники являются общими для всех монопольных источников.

Дипольные источники имеют иную направленность (рис. 40.16, б), причем фаза колебаний в противоположных направлениях обратная. Простейший дипольный излучатель состоит из двух пьезокерамических пластин, возбуждаемых противофазно (В. Ф. Козяр и др., 2000). Существуют также магнитострикционные дипольные излучатели. Они состоят из двух стержней с общей обмоткой индуктивности, расположенных перпендикулярно оси скважинного прибора.

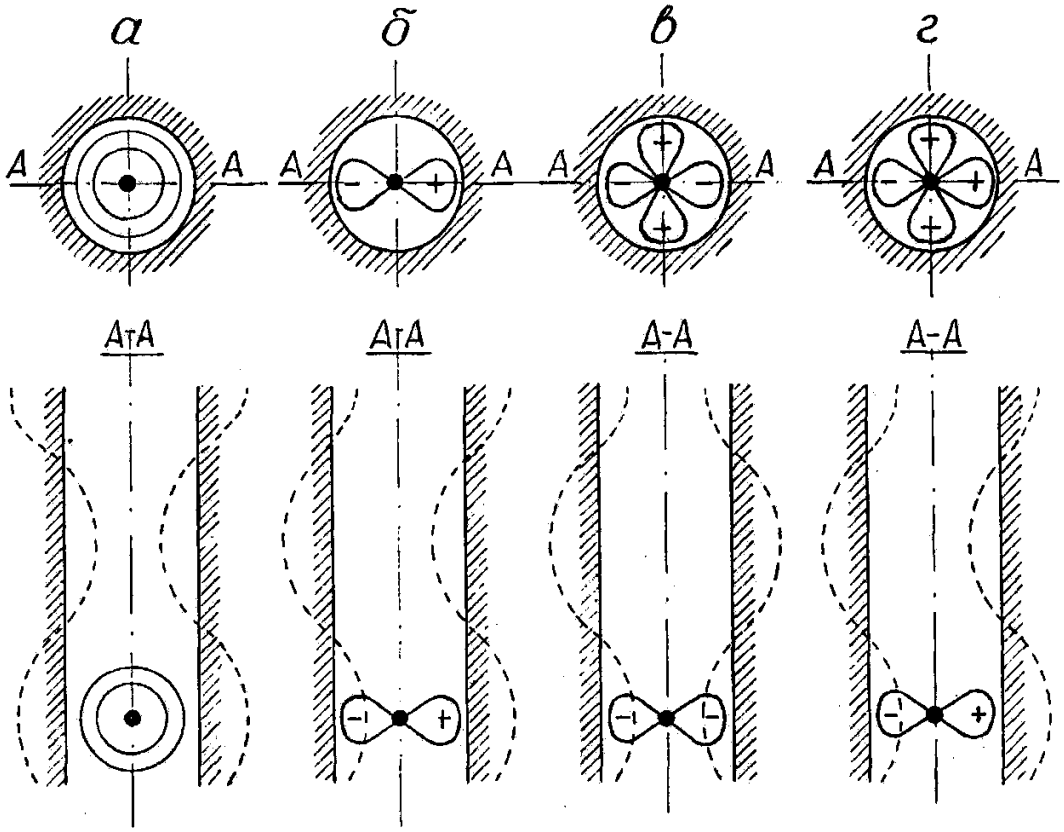

Рис. 40.16. Диаграммы направленности излучения упругих волн и колебательного смещения частиц среды в стенках скважины для монопольного *(а),* дипольного *(б),* квадрупольного (*в*) и двух взаимноперпендикулярных дипольных (*г*) источников (по В. Ф. Козяру, Д. В. Белоконю, Н. В. Козяру и др.,2000)

Один стержень выполнен из сплава пермендюр, другой из никеля. Поскольку пермендюр и никель обладают разным по знаку магнитострикционным эффектом, то при подаче импульса тока на обмотку возбуждения один стержень удлиняется, другой – сокращается, возбуждая в окружающей жидкости противофазные колебания. Пары приемников дипольных зондов сориентированы в соответствии с направленностью своих источников.

Результаты ВАК дают возможность оценить анизотропию акустических свойств среды, окружающей скважину, изучить состояние цементно-

го камня за стенкой обсадной колонны, а в горных породах – выявить трещины, как естественного, так и искусственного происхождения и определить их пространственную ориентировку.

Шумометрия. Шумометрия заключается в измерении естественных геоакустических шумов (ГАШ) в скважинах.

Причинами возникновения этих шумов могут служить как механические нарушения структуры минерального скелета горных пород, так и движение флюидов по поровым каналам пластов-коллекторов или по затрубному пространству скважины.

При шумометрии исследуются амплитудно-частотные характеристики ГАШ. В качестве первичных измерительных преобразователей могут использоваться стандартные сейсмоприемники типа СВ-30, гидрофоны или датчики акселерометров.

В последние годы развивается трехкомпонентный вариант шумометрии, при котором в скважинном приборе размещаются три жестко связанных с корпусом взаимно перпендикулярных датчика: один измеряет вертикальную (точнее осевую) составляющую сигнала (датчик *Z*), два оставшихся – "горизонтальные" составляющие (датчики *X* и *Y).* При этом аппаратура позволяет измерить амплитуды ГАШ в частотном диапазоне от 0 до 5 кГц. Условно этот диапазон разбивается на несколько частотных полос. Например, в аппаратуре, разработанной в Институте геофизики Уральского отделения РАН (А. К. Троянов, Б. П. Дьяконов, 1999), первая полоса это 0,1-0,5 кГц, вторая – 0,5-5 кГц, третья – 0,5-1,5 кГц и четвертая – 2,5-5 кГц. В аппаратуре других разработчиков частотные полосы имеют несколько иные границы.

Опытным путем установлено, что частота ГАШ определяется типом флюида, находящегося в порах и трещинах горных пород. Так, движение воды сопровождается шумами, имеющими частоту в пределах от 0,1 до 0,5 кГц, нефти – от 1 до 1,5 кГц, чистого газа – шумами в широком диапазоне от 0,3 до 4,5 кГц, нефти с повышенным газовым фактором – от 0,5 до 4,5 кГц, как это показано на рис. 40.17.

Таким образом, по преобладающей частоте ГАШ можно судить о характере насыщения коллекторов, в том числе и не вскрытых перфорацией. Измерение же трех пространственных компонент ГАШ дает возможность определить преобладающее направление движения флюидов. При интерпретации используются не только сигналы, поступившие с датчиков *Z*, *X* и *Y* на разных частотах, но и различные комбинации и соотношения этих сигналов.

Измерения в скважинах проводятся, как правило, поточечно, при остановках скважинного прибора, с тем, чтобы избежать шумов-помех, возникающих при трении прибора о стенки скважины.

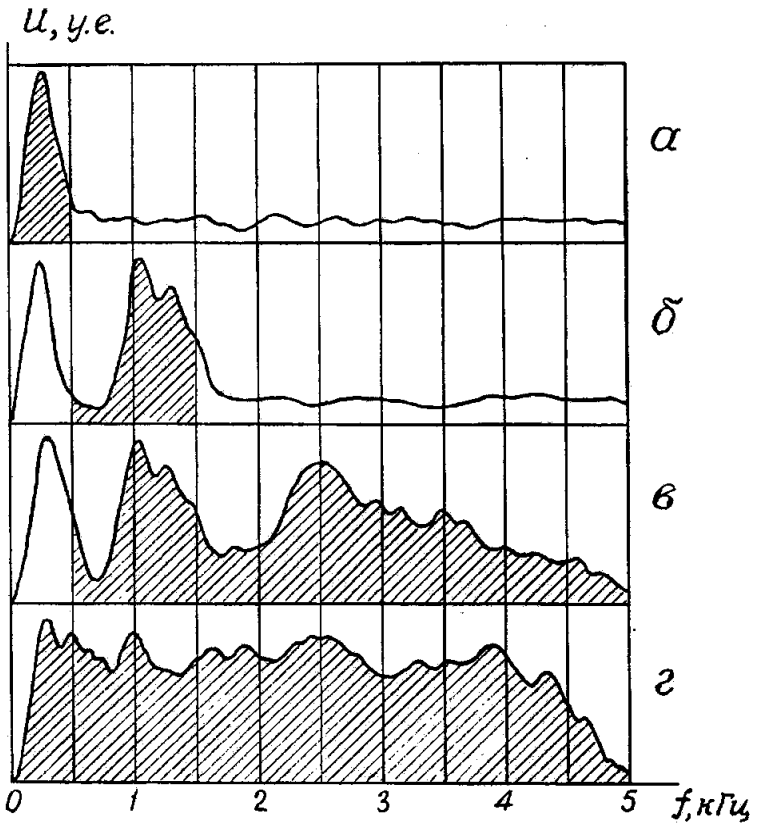

Рис. 40.17. Амплитудно-частотные спектры геоакустических шумов в скважине при нахождении в порах коллекторов:
а - воды; *б* - нефти; *в* - нефти с высоким газовым фактором;
г - чистого газа (по А. К. Троянову и Б. П. Дьяконову, 1999)

Расстояние между точками измерения выбирается в зависимости от поставленной задачи и обычно составляет не менее > 0,5 м. Время измерения на одной точке не превышает 1 мин. Опытным путем установлено, что при использовании в качестве измерительных преобразователей акселерометров шумы, связанные с поверхностными источниками (наземный транспорт, буровое оборудование, каротажный подъемник и прочее) не прослеживаются глубже 200-300 м, а минимальный уровень ГАШ в обсаженных скважинах в 2-3 раза выше, чем в открытом стволе.

С помощью метода шумометрии можно обнаруживать места нарушения целостности обсадных колонн, выявлять интервалы затрубной циркуляции жидкости, определять характер насыщения коллекторов, не вскрытых перфорацией, и решать некоторые другие задачи, возникающие при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений.

На рис. 40.18 приведены результаты шумометрии, полученные в одной из эксплуатационных (добывающих) скважин Астраханского газоконденсатного месторождения. Скважина исследовалась в динамическом режиме (при отборе из нее газа). На рисунке приведены диаграммы горизонтальной составляющей $H = \sqrt{X^2 + Y^2}$ и вертикальной составляющей в частотной полосе 2,5-5 кГц.

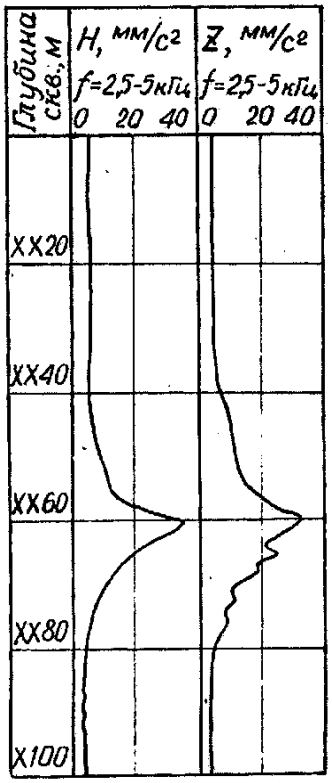

Рис. 40.18. Выявление негерметичности насосно-компрессорных труб по геоакустичесой шумометрии в одной из добывающих скважин Астраханского газоконденсатного месторождения (по А. К. Токману и др., 2009)

Измерения проводились датчиками – акселерометрами, поэтому масштаб диаграмм дан в мм/с^2. На обеих диаграммах очень четко фиксируется повышение интенсивности шумов на глубине xx60 м. Аномалия ГАШ связана с нарушением герметичности насосно-компрессорных труб в этом месте, а частота сигнала свидетельствует о движении газа через отверстие. Сравнение диаграмм шумометрии с диаграммой локатора муфт указывает на то, что нарушение герметичности совпадает с положением одной из соединительных муфт НКТ.

На рис. 40.19 представлен пример определения характера насыщения пластов, не вскрытых перфорацией, по данным шумометрии (А. К. Троянов, Б. П. Дьяконов, 1999). Работы проводились в одной из скважин Барсуковского нефтяного месторождения ЯНАО. Положение нефтеносных пластов в разрезе скважины было установлено по данным электрического каротажа и геолого-технологических исследований. Скважина была обсажена стальными трубами. Через три с половиной месяца в скважине были проведены шумометрические исследования. На рис. 40.19 приведены диаграммы информативных параметров ГАШ: N_x и N_z, которые представляют собой отношение сигналов датчиков X и Z составляющих соответственно в различных частотных полосах, а именно в полосе частот 0,5-2,5 кГц и 0,1-0,5 кГц: $N_{\text{x}} = \dfrac{X^{0,5-2,5}}{X^{0,1-0,5}}$ и $N_{\text{z}} = \dfrac{Z^{0,5-2,5}}{Z^{0,1-0,5}}$. Использование параметров N_x и N_z связано с тем, что нефти Барсуковскогоместорождения

имеют высокий газовый фактор – до 50 м^3/т. Обводнение нефтяного пласта приводит к уменьшению газового фактора и, соответственно, к снижению параметра *N*.

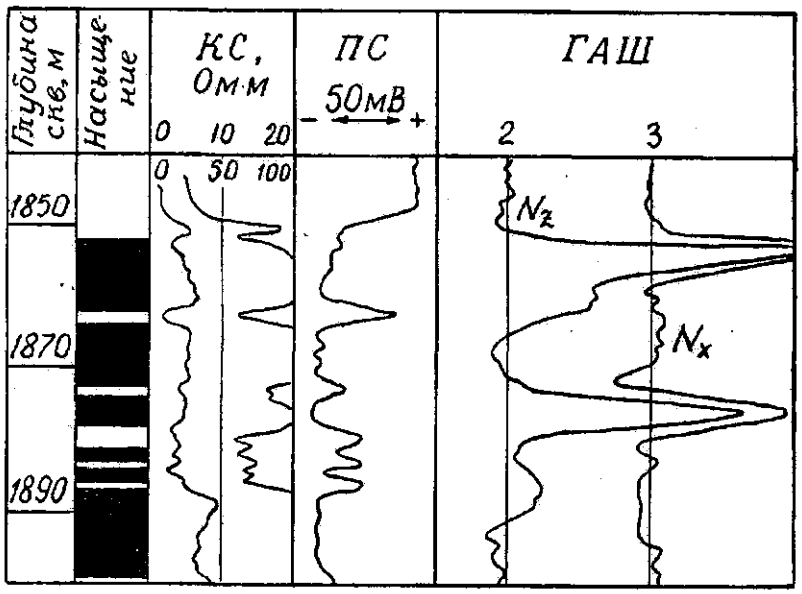

Рис. 40.19. Определение характера насыщения пластов, не вскрытых перфорацией, по данным шумометрии на Барсуковском нефтяном месторождении, ЯНАО (по А. К. Троянову и Б. П. Дьяконову, 1999)

Выделенные ранее нефтяные пласты в интервалах 1864-1872 м и 1886-1898 м характеризуются небольшими значениями параметров N_x и N_z и, следовательно, низким уровнем высокочастотных сигналов. Это говорит о том, что после обсадки скважины произошло обводнение этих пластов. Пласты на глубинах 1852-1862 м и 1874-1878 м имеют высокие значения параметров N_x и N_z, что свидетельствует о том, что в них сохранилось первоначальное насыщение нефтью с большим газовым фактором.

Преимуществом метода шумометрии являются невысокая стоимость исследований и большой перечень решаемых задач.

Измерение сейсмоакустической эмиссии пластов до и после акустического воздействия. Как показывают недавние исследования В. В. Дрягина и др., информация о характере насыщения пластов может быть получена по изменениям физических свойств насыщенной флюидами пористой среды под воздействием мощного акустического поля.

К таким воздействиям прибегают для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. После воздействия на пласт мощным акустическим импульсом происходит увеличение проницаемости порового пространства на 80-130 % в околоскважинной и на 40-160 % в удаленной части пласта.

Одновременно происходит изменение фазового состава флюидов, заполняющих поры пласта.

Так, в нефти наблюдается изменение баланса легких и тяжелых углеводородов, а также лавинообразное разрушение псевдокристаллов парафинов и других высокомолекулярных углеводородов. Из воды, по-видимому, происходит бурное выделение растворенных газов.

Измерение шумоакустических параметров, таких как интенсивность или скорость спада шумов до и после акустического воздействия (АВ), позволяет определить характер насыщения пласта: в нефтенасыщенной части пластов сейсмоакустическая эмиссия усиливается, в водонасыщенной – падает.

При применении метода измеряют сейсмоакустические шумы в скважине. Затем осуществляют акустическое воздействие на пласт с помощью специальных магнитострикционных излучателей. Облучение длится 2 минуты на каждой точке. После воздействия снова измеряют сейсмоакустические шумы. По окончании измерений выделенные нефтеносные интервалы подвергают более длительному (20-30 мин*)* акустическому воздействию для увеличения нефтеотдачи.

На рис. 40.20 показаны результаты измерений *САЭ* до и после акустического воздействия на пласты-коллекторы в неперфорированной скважине № 141 Мамонтовского месторождения (Зап. Сибирь). В правой части рисунка построена разностная кривая Δ*САЭ*, по которой особенно четко разделяются нефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы пластов.

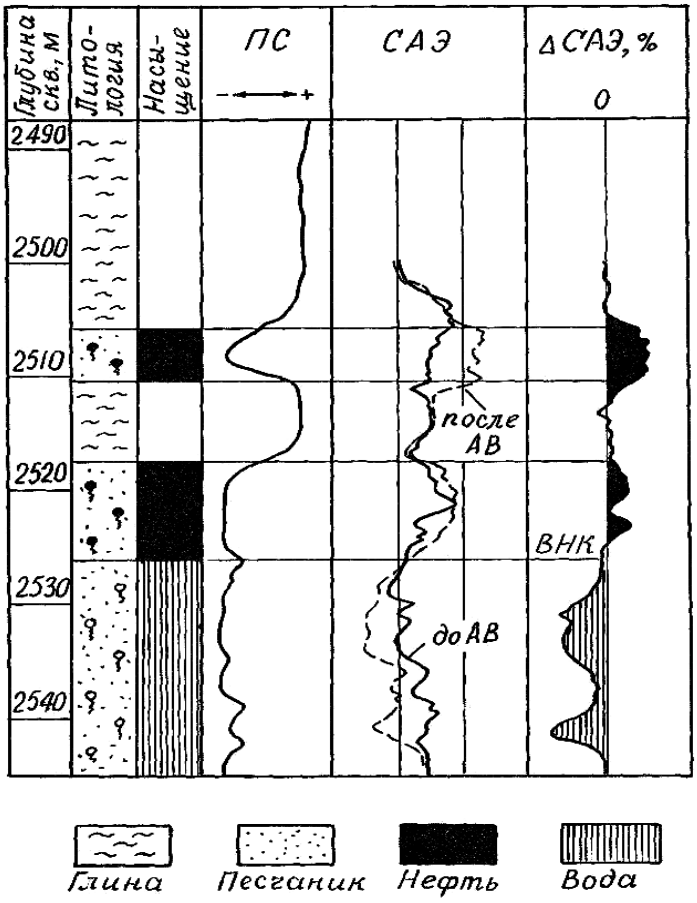

Рис. 40.20. Определение характера насыщения пластов по метод «каротаж-воздействие-каротаж» с измерением сейсмоакустической эмиссии до и после акустического воздействия (по В. В. Дрягину и др., 2005)

Нефтенасыщенные характеризуются положительными приращениями, т. е. увеличением *САЭ*, водонасыщенные – уменьшением *САЭ* после акустического воздействия.

Результаты описанного метода не зависят от минерализации пластовых вод. Метод дает одинаково хорошие результаты, как в обсаженных скважинах, так и в открытом стволе.

§ 6. Метод индикаторов

Методы каротажа по определению имеют небольшую глубину исследований. Они позволяют изучать породы, окружающие скважину, на глубину от нескольких миллиметров до 1 м. Представление о пространственном положении залежей нефти и о распределении запасов в них делается на основе площадной корреляции разрезов скважин.

При послойной и зональной неоднородности геологического строения залежей распространение результатов каротажа на межскважинное пространство становится недостаточно достоверным. Возникает необходимость непосредственного определения гидродинамической связи между пластами, вскрытыми в разных скважинах.

В таких условиях прибегают к применению ***индикаторных методов,*** которые заключаются во введении в залежь трассирующих элементов и прослеживании их поступления в эксплуатационные скважины.

Используют два способа: мечение нефти и мечение вытесняющего агента (воды).

В ***первом способе*** в одну из добывающих скважин закачивают долгоживущий изотоп и скважину консервируют. Радиоактивный изотоп переносится движением нефти, вызванным ее отбором из других эксплуатационных скважин. Появление индикатора фиксируют либо на забое скважины, вскрывающей этот пласт, либо в добываемой продукции.

Во ***втором способе*** создается оторочка меченой жидкости в исследуемом пласте путем закачки ее в нагнетательную скважину (или скважины). Затем оторочка этой жидкости проталкивается к добывающим скважинам фронтом закачиваемых вод.

Наилучшим трассером служит радиоактивный изотоп водорода – тритий ${}_1H^3$. Он является достаточно долгоживущим, его период полураспада 12,5 лет, он хорошо растворяется в воде и в нефти и не сорбируется горными породами. Единственный недостаток трития как радиоактивного индикатора – то, что он дает β-излучение, которое не может быть измерено в скважинах, так как проникающая способность β-излучения мала, и оно полностью поглощается в скважинной жидкости.

Присутствие трития в добывающих скважинах может быть обнаружено только при лабораторных исследованиях продукции, например, с помощью жидкостного сцинтилляционного радиометра "БЕТА".

Следует учитывать, что при перемещении меченого флюида происходит его сильное разбавление, и активность его снижается на несколько порядков. Пробы жидкости из исследуемых скважин отбираются не реже одного раза в сутки.

В качестве индикаторов могут быть использованы также кобальт или ванадий, которые от природы присутствуют в нефти, причем в разных пластах в различной концентрации.

Изучая содержание Co или V в отдельных нефтяных пластах и в добываемой продукции, можно определить, какую долю продукции отдает каждый пласт.

Для определения Co и V используют нейтронно-активационный и рентгено-радиометрический, атомно-адсорбционный анализ и метод электропарамагнитного резонанса. Современная аппаратура позволяет определять концентрации ванадия на уровне 10^{-3}–10^{-5} кг/кг и кобальта –10^{-8} кг/кг при объеме пробы не более 1-5 мл.

§ 7. Радиогидрохимический метод

При разработке многих нефтегазовых месторождений обнаружено существование повышенных показаний гамма-каротажа против обводненных пластов. Это явление получило название радиогидрохимического эффекта (РГХЭ). Оно обусловлено обогащением пластовых или закачиваемых вод радием на фронте вытеснения нефти водой. Источником радия, по всей вероятности, служат горные породы, содержание урана в которых составляет около $2 \cdot 10^{-4}$ % при содержании его в нефти от $0{,}2 \cdot 10^{-7}$ до $6 \cdot 10^{-6}$ %. Содержание радия в водах при этом в десятки раз превосходит его равновесное содержание в горных породах.

Опытным путем установлено, что обогащению вод радием способствует повышенное содержание в них хлора и кальция (рис. 40.21) (Ф. А. Алексеев и др., 1978). Радий в водах входит в состав кальцита и барита, замещая кальций и барий (радиокальцит и радиобарит) и образуя хлористые соли. Фронт обогащенных радием вод составляет от нескольких десятков до 300 м.

После прохождения высокоактивной оболочки радиоактивность пласта уменьшается и во многих случаях приближается к активности пласта до начала обводнения (Г. С. Кузнецов и др., 1986). Однако в некоторых скважинах повышенная активность сохраняется и после прохождения активных вод (рис. 40.22). Этот факт объясняется тем, что радиоактивные вещества осаждаются на поверхности цементного кольца, погружных насосов, обсадных колонн и насосно-компрессорных труб.

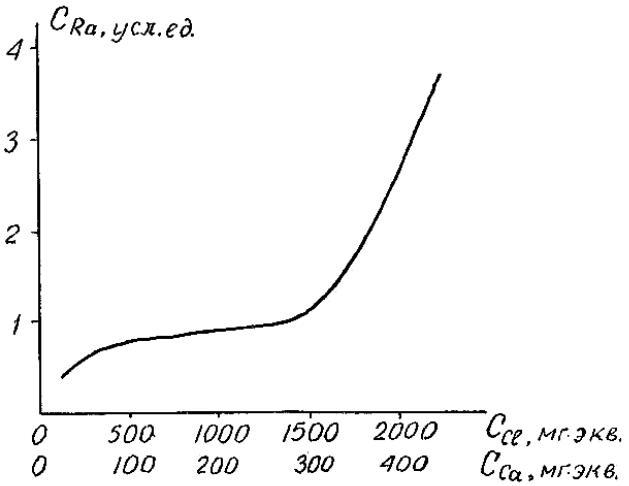

Рис. 40.21. Рост растворимости радия с увеличением концентрации в растворе ионов хлора и кальция (по Ф. А. Алексееву)

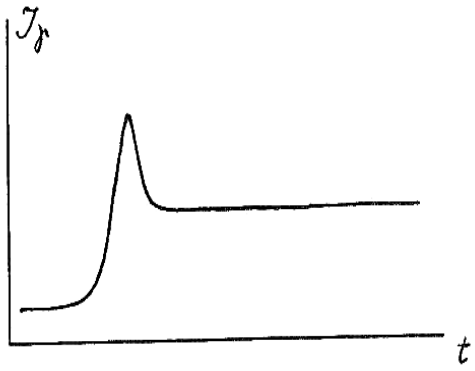

Рис. 40.22. Изменение радиоактивности обводненного интервала в добывающей скважине при прохождении через нее фронта высокоактивных вод

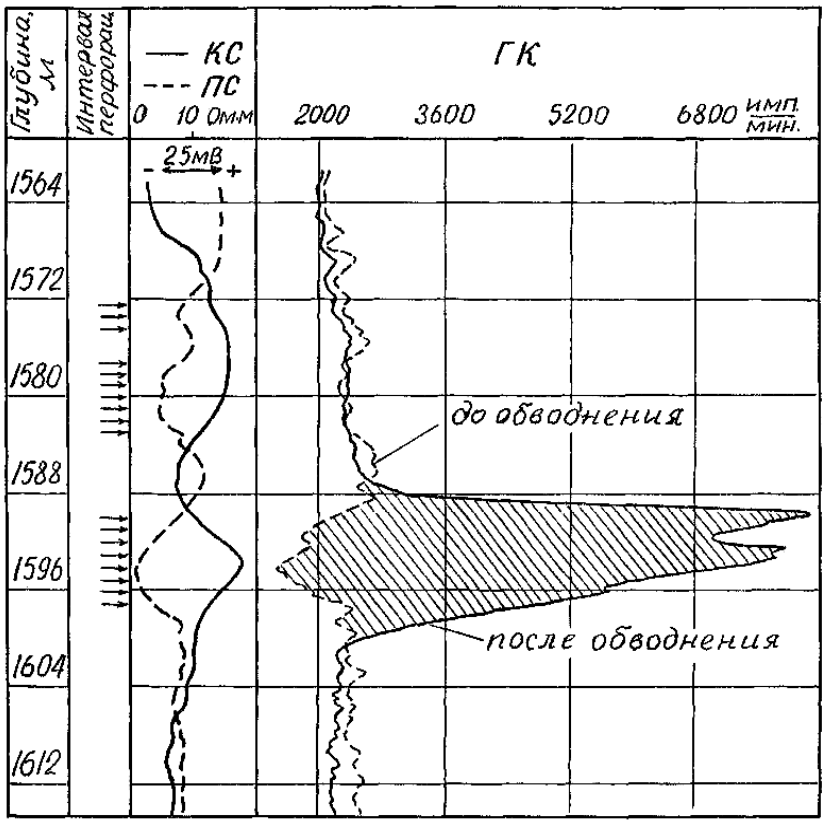

Рис. 40.23. Проявление радиогидрохимического эффекта в эксплуатационной скважине № 689 Ромашкинского месторождения.
Интервал 1590-1597 м обводнен (по Ф. А. Алексееву и др., 1978)

Таким образом, радиогидрохимический метод заключается в периодических повторениях гамма-каротажа (ГК) добывающих скважин и в сравнении повторных диаграмм с начальной, зарегистрированной сразу после окончания бурения скважины.

Превышение показаний ГК на повторных диаграммах по сравнению с начальной однозначно свидетельствует об обводнении продуктивных пластов (рис. 40.23).

Следует отметить, что этот эффект зависит от большого числа факторов и наблюдается не на всех месторождениях и даже не во всех скважинах одного месторождения.

§ 8. Тепловое поле эксплуатационных скважин

До начала разработки нефтяной залежи в ней существует стационарный тепловой режим, сформировавшийся в основном в результате термокондуктивных процессов. Установившийся тепловой режим характеризуется геотермограммой (геотермой).

В процессе разработки залежи установившийся режим нарушается за счет движения нефти и нагнетаемой воды под действием перепада давления. В этом случае формирование нестационарного теплового поля происходит под действием трех основных процессов: ***теплопроводности*** (кондукции), т. е. передачи тепла при соприкосновении компонентов среды с разной температурой; ***конвекции***, т. е. переноса тепла при перемещении флюидов в поровом пространстве, и ***дросселирования***, т. е. выделения или поглощения тепла при движении флюидов в пористой среде (Г. С. Кузнецов и др., 1985).

Таким образом, тепловой поток в разрабатываемом пласте можно рассматривать как сумму

$$q_{\Sigma} = q_{\text{конд}} + q_{\text{конв}} + q_{\text{дрос}}. \qquad (40.13)$$

На начальном этапе разработки, когда начинается выделение пластового флюида в скважину, в формировании теплового поля преобладают процессы дросселирования. Как известно, величина дроссельного эффекта определяется перепадом давления ($\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$) и величиной коэффициента Джоуля-Томсона

$$\varepsilon_t = \frac{\Delta T}{\Delta P}. \qquad (40.14)$$

Коэффициент считается положительным, если в результате дросселирования происходит поглощение тепла – температура понижается.

Один и тот же флюид может иметь в зависимости от давления и температуры как положительный, так и отрицательный коэффициент Джоуля-Томсона. При термобарических условиях, существующих в эксплуатационных скважинах, углеводородные газы имеют положительный коэффициент $\varepsilon_t = 2{,}5 \div 4$ °С/МПа, а вода и нефть – отрицательные. Для воды $\varepsilon_t = -0{,}235$ °С/МПа, для нефти $\varepsilon_t = $–0,4–0,6 °С/МПа.

Таким образом, по температурной аномалии, связанной с дроссельным эффектом, можно выделить в скважине интервалы, отдающие газ или нефть и воду. На рис. 40.24 показаны температурные аномалии, полученные при выделении газа в работающую (*а*) и в остановленную (*б*) скважину.

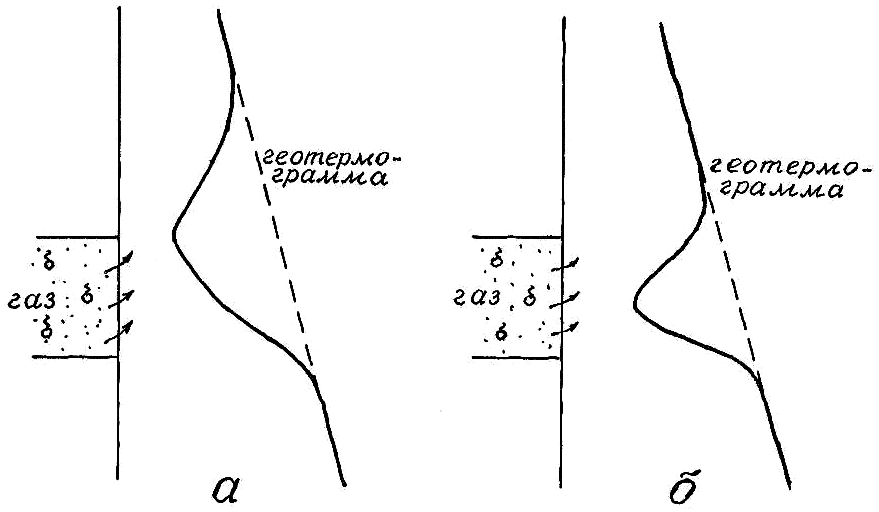

Рис. 40.24. Температурная аномалия, связанная с дроссельным эффектом в работающей (*а*) и остановленной (*б*) скважине

На последующих стадиях разработки залежи, когда к эксплуатационной скважине приближается фронт закачиваемых вод, конвективный перенос тепла начинает преобладать над дроссельным эффектом.

И если при движении однофазного нефтяного потока работающие пласты выделяются положительной температурной аномалией, то при подходе фронта нагнетаемой воды, температура которой ниже температуры нефтяного пласта, положительная температурная аномалия сменяется отрицательной, причем значительно большей амплитуды.

Амплитуду температурной аномалии определяют по различию показаний на термограмме и геотермограмме (геотерме).

Контрольные вопросы

1. В чем заключаются трудности исследования эксплуатационных скважин?
2. Какие группы задач решаются при промыслово-геофизических исследованиях?
3. Какие вопросы решаются при изучении технического состояния эксплуатационных скважин?
4. Какие задачи решаются с помощью потокометрии эксплуатационных скважин?
5. Что называется пластовым и что забойным давлением в нефтяной геологии?
6. Дайте определение коэффициента продуктивности. Каким образом можно найти его величину?
7. Назовите методы изучения состава притока из пластов в скважину.
8. С помощью какого метода исследований можно изучить структуру потока в скважине?
9. Чем водонефтяной раздел отличается от водонефтяного контакта?
10. Назовите методы каротажа, с помощью которых можно определить начальное и текущее положение ВНК.
11. На чем основано определение положения ВНК по данным электрических и электромагнитных методов?
12. На чем основано определение положения ВНК и нефтенасыщенности пластов по ИНК?
13. Что такое "среднее время жизни тепловых нейтронов" и от каких свойств среды оно зависит?
14. Укажите соотношение коэффициентов затухания продольных и поперечных волн в нефтенасыщенных и водонасыщенных пластах.
15. Поясните физическую сущность метода "каротаж-воздействие-каротаж" с измерением сейсмоакустической эмиссии.
16. Поясните принцип действия скважинных манометров.
17. Какие индикаторы применяются для установления гидравлической связи между нефтеносными пластами, вскрытыми разными скважинами?
18. В чем заключается радиогидрохимический эффект?
19. Каким радиоактивным элементом обогащаются воды на контакте с нефтяной залежью?
20. Перечислите, какие физические процессы принимают участие в формировании теплового поля эксплуатационных скважин.

Глава 41. Комплексирование методов ГИС при разведке подземных вод

§ 1. Роль ГИС при разведке подземных вод

Потребление пресных вод для обеспечения промышленности, сельского хозяйства и бытовых нужд населения неуклонно увеличивается во всем мире. Доля подземных вод в общем водопотреблении России составляет около 8 %, в то время как в развитых европейских странах она достигает 60-80 %. Нет сомнений, что и в нашей стране роль подземных вод будет возрастать, поскольку ресурсы поверхностных вод ограничены, а загрязнение их увеличивается.

Уже в настоящее время для целей водоснабжения, гидрогеологических и инженерно-геологических исследований на территории России ежегодно сооружается свыше 18 тыс. скважин, причем бурение их ведется в большинстве случаев сплошным забоем, без отбора керна. По этой причине ГИС становятся основным источником информации для решения задач изучения геологического разреза и технического оборудования этих скважин.

В настоящее время при разведке подземных вод с помощью ГИС решаются следующие задачи:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин на воду.
2. Выделение в разрезах водоносных горизонтов, определение их мощности и строения.
3. Определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) водоносных горизонтов:
   - определение пористости;
   - определение коэффициента фильтрации.
4. Определение минерализации подземных вод.
5. Изучение элементов динамики подземных вод.
6. Изучение технического состояния скважин на воду.

§ 2. Литолого-гидрогеологическая документация разреза

Решение этой задачи является первым и необходимым этапом гидрогеологического исследования скважин. Очень часто, например, при исследовании рыхлых и слабосцементированных терригенных отложений литологическое расчленение разреза предопределяет его дифференциацию по коллекторским свойствам, которые для этих пород обусловлены межзерновой пористостью. Не меньшее значение имеет литологическое расчленение разреза при разведке трещинных вод, хотя в этом случае коллекторские свойства водоносных горизонтов и не определяются их литологией.

Задача литологического расчленения разреза скважин на воду решается, в принципе, так же, как и при исследовании нефтяных и газовых скважин.

Отличительной особенностью гидрогеологических скважин является их малая глубина. Около 90 % всех скважин на воду имеют глубину, не превышающую 400 м. Применение для исследования таких малометражных скважин сложных и дорогих методов становится нерентабельным.

Как показывает статистика (В. А. Сидоров и др., 1985), в России для исследования гидрогеологических скважин чаще всего применяются методы КС, ПС и ГК, значительно реже – МЗ, АК, НГК и ПГГК (не более 2-3 % скважин).

На рис. 41.1 представлен пример расчленения разреза гидрогеологической скважины по комплексу каротажных диаграмм (по С. Дэвису и Р. де Уисту, 1983). Как следует из этого рисунка, лучше всего песчаные водоносные горизонты выделяются по микрозондам – положительными приращениями $\Delta\rho_к$ (пласты 2, 5, 7), тогда как по ПС этим пластам могут соответствовать как положительные (пласт 2), так и отрицательные (пласт 7) аномалии, или такие аномалии могут отсутствовать вообще (пласт 5) в зависимости от соотношения между минерализацией бурового раствора и пластовых вод.

§ 3. Определение границ водоносных горизонтов

Точное определение границ водоносных горизонтов в разрезах скважин позволяет правильно установить фильтры и тем самым повысить эффективность бурения на воду. Несмотря на важность этого вопроса, традиционные гидрогеологические исследования не располагают методами, позволяющими точно определить границы водоносных горизонтов в скважинах и, тем более, оценить их неоднородность.

Методы ГИС, напротив, дают возможность не только точно установить отметки кровли и подошвы водоносного горизонта, но и изучить его характеристики. Эта задача может быть решена теми же методами, что и задача выделения коллекторов в разрезах нефтяных и газовых скважин (см. главу 39). Кроме того, для выделения водоносных горизонтов в скважинах могут быть применены и прямые методы, такие как расходометрия (см. главу 27), резистивиметрия и термометрия (см. главы 4, 18).

Автором совместно с доц. В. Н. Калашниковым предложен еще один, названный ускоренным, метод выделения водоносных горизонтов.

Этот метод (авт. свид. СССР №1113522) заключается в протаскивании по скважине уплотненного поршня-сваба, прикрепленного к каротажному кабелю, при одновременном измерении силы натяжения кабеля.

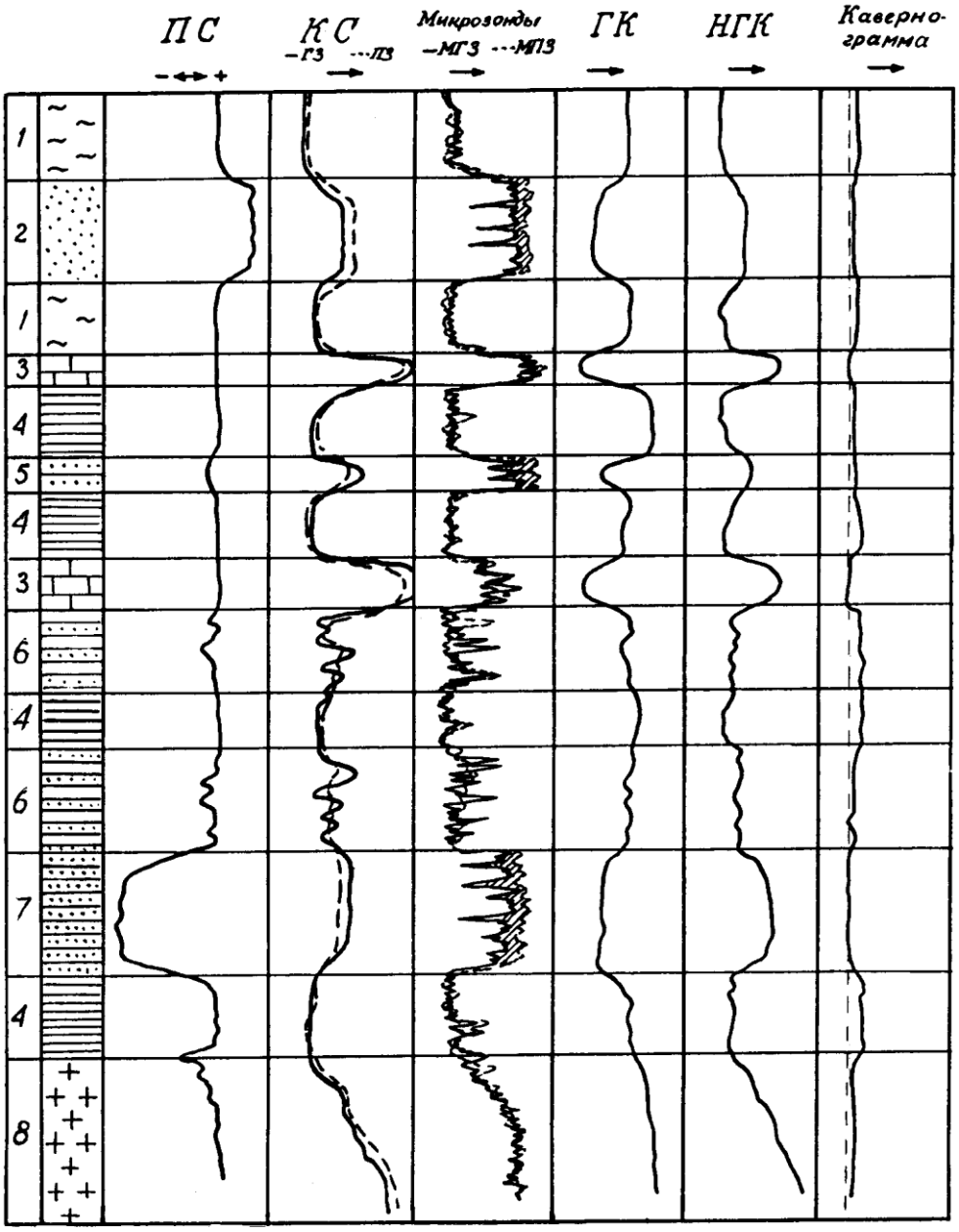

Рис. 41.1. Комплекс каротажных диаграмм для литологического расчленения разреза скважины на воду (по С. Дэвису и Р. де Уисту):
1 – глина; *2* – песок, насыщенный пресной водой; *3* – известняк; *4* – сланец; *5* – песчаник, насыщенный солоноватой водой; *6* – сланец с прослоями песчаника; *7* – песчаник, насыщенный соленой водой; *8* – коренная порода (гранит)

На рис. 41.2 изображена схема осуществления метода (*а*) и график изменения силы натяжения кабеля (*б*) в сравнении с контрольной расходограммой (*в*). При движении сваба против непроницаемых пород сила натяжения кабеля остается постоянной, при пересечении им водоносных горизонтов происходит подсос воды, и сила натяжения падает, как это показано на диаграмме рис. 41.2, *б*.

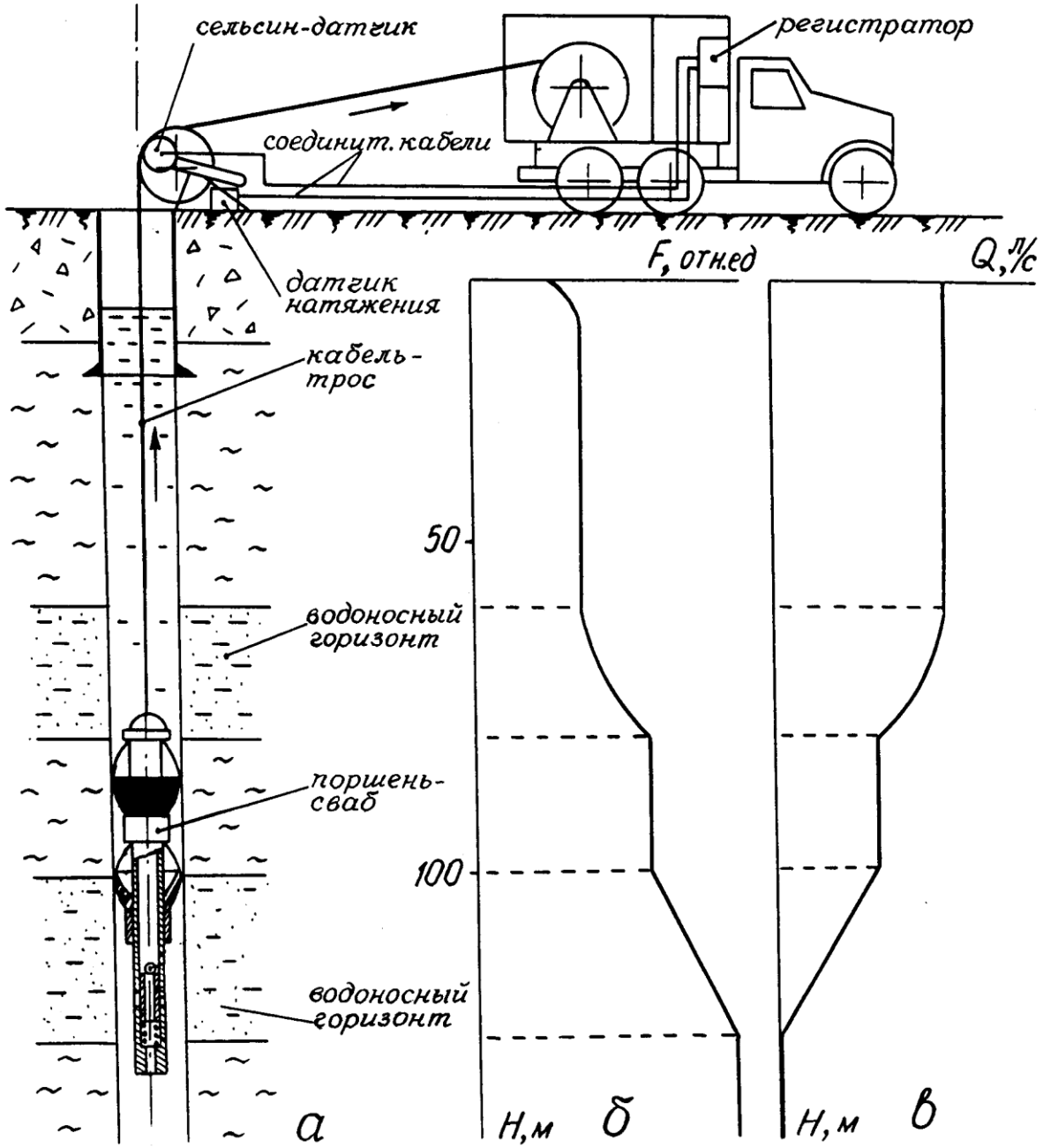

Рис. 41.2. Способ выделения водоносных горизонтов в разрезах буровых скважин с помощью уплотненного поршня – сваба:
а – схема осуществления способа; *б* – график изменения силы натяжения кабеля по скважине; *в* – контрольная расходограмма

Дополнительным преимуществом способа является то, что во время его осуществления происходит разглинизация водоносных горизонтов, и открывается доступ для подземных вод в скважину.

§ 4. Определение пористости водоносных горизонтов

Коэффициент пористости $K_п$ водоносных горизонтов может быть определен по данным одного из каротажных методов (ПГГК, НГК или АК), которые уже рассматривались нами ранее. Наиболее подходящим является способ определения $K_п$ по данным электрического каротажа (см. главу 39), поскольку последний применяется в скважинах на воду наиболее часто.

Емкостные свойства трещинноватых коллекторов характеризуются коэффициентом объемной трещинной пустотности (для краткости – коэффициент трещинноватости – $K_{тр}$). Для определения $K_{тр}$ нами предложен новый способ (авт. свид. СССР №1122997), основанный на измерении вызванной поляризации пород при различных токах пропускания. Экспериментально установлено, что чем больше коэффициент трещинноватости, тем медленнее происходит возрастание $\Delta U_{вп}$ при увеличении $\Delta U_{пр}$.

§ 5. Определение коэффициента фильтрации

Коэффициент фильтрации $K_ф$ водоносных горизонтов определяют по результатам расходометрии скважин в установившемся режиме возбуждения. Для осуществления этих способов на кафедрах геофизики и технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых УГГУ разработан ряд оригинальных скважинных расходомеров и уровнемеров.

Одновременно с определением $K_ф$ расходометрия позволяет уточнить границы водоносных горизонтов, изучить их однородность, определить удельный дебит и т. п.

Вообще, при исследовании скважин на воду расходометрия является самым информативным методом.

§ 6. Оценка минерализации подземных вод

Определение минерализации вод по первым же скважинам, вскрывающим водоносные горизонты, играет важную роль, так как позволяет оперативно оценить качество вод, определить их пригодность для питьевого водоснабжения и в зависимости от результатов решать вопросы их дальнейшей разведки. Напомним, что пригодными для питья считаются воды с минерализацией до 1 г/л.

Сведения о минерализации подземных вод могут быть получены после исследования проб воды, отобранных опробователями пластов на кабеле (см. главу 30), или в результате интерпретации диаграмм ПС, в случае их диффузионно-адсорбционного происхождения.

Наиболее точные и достоверные результаты дает исследование проб подземных вод, полученных при пробной откачке из скважин.

§ 7. Определение элементов динамики подземных вод

Изучение динамики подземных вод необходимо при решении вопросов обеспечения водоснабжения различных объектов, борьбы с обводнением горных выработок и нефтяных залежей, при использовании коллекторов для захоронения промстоков и радиоактивных отходов. Из всех вопросов динамики подземных вод остановимся на определении напора подземных вод, направления и скорости их фильтрации.

Определение напора подземных вод в наиболее простых случаях, когда скважиной пересечен только один водоносный горизонт, производится по измерениям статического уровня в скважине.

В более сложных случаях, когда скважина вскрывает несколько водоносных горизонтов, в ней устанавливается статический уровень, обусловленный взаимодействием водоносных горизонтов между собой, в результате которого возникают осевые перетоки в скважине, направление и интенсивность которых зависят от напора, мощности и коэффициента фильтрации каждого из пересеченных горизонтов.

Напор каждого из горизонтов определяют в результате комплексных расходометрических и уровнеметрических наблюдений при нескольких уровнях возбуждения скважины, по данным которых строят графики зависимости расхода каждого горизонта от динамического уровня в скважине. Продолжение этих графиков до уровня нулевого расхода и дает величину статического уровня (т. е. напора) каждого из горизонтов.

Направление и скорость фильтрации подземных вод традиционно определяются гидрогеологами с помощью метода индикаторов. Суть этого метода заключается в том, что в одну из скважин, вскрывающих водоносный горизонт и называемую испытательной, запускают какой-либо индикатор, а в других скважинах (наблюдательных) следят за его появлением. В качестве индикаторов могут быть использованы электролиты, красители, радиоактивные изотопы. Для осуществления этого метода требуется наличие куста скважин и большие затраты времени. Геофизики используют для решения этой задачи метод заряда, для чего создают в водоносном пласте линзу хорошо проводящих подземных вод, искусственно засаливая воду против водоносного горизонта в скважине, помещают в эту линзу токовый электрод, а затем прослеживают изменение конфигурации изолиний потенциала на поверхности.

На рис. 41.3, *а* показана схема этого метода и графики потенциала, измеренного сразу после засолки скважины (1) и через интервал времени $\Delta\tau$ после нее (2).

На рис. 41.3, *б* приведены изолинии потенциала, снятые сразу после засолки (1) и через интервал времени $\Delta\tau$ после нее (2).

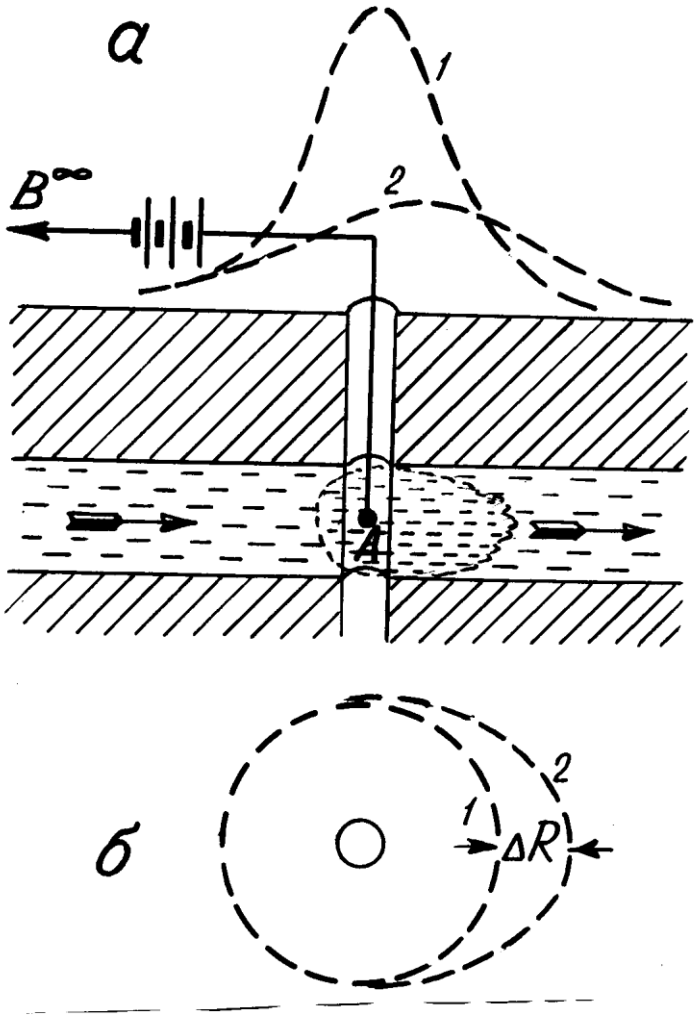

Рис. 41.3. Определение направления и скорости движения подземных вод с помощью метода заряженного тела:
а – схема метода; *б* – смещение изолинии потенциала в направлении потока через интервал времени $\Delta\tau$

Направление потока определяют по изменению формы изолиний, а скорость потока рассчитывают как отношение удлинения ΔR изолинии 2 к интервалу времени $V = \dfrac{\Delta R}{\Delta\tau}$. Наиболее точные определения скорости потока получают при измерениях с большими интервалами времени $\Delta\tau$.

Этот способ также требует довольно больших затрат времени и дает надежные результаты только при глубине водоносных горизонтов не более 100 м. Более производительны и не имеют ограничения по глубине способы и устройства, основанные на исследовании движения подземных вод в пределах площади поперечного сечения скважины, пересекающей водоносный горизонт.

Одно из таких устройств, крайне простое по конструкции, предложено автором (пат. РФ № 1484120). Это устройство изображено на рис. 41.4. Оно состоит из решетчатого корпуса, свободной магнитной стрелки, скрепленной с тонким диском, покрытым слоем материала-сорбента (например, фильтровальной бумаги), и расположенного над ним перфорированного контейнера с водорастворимым красителем.

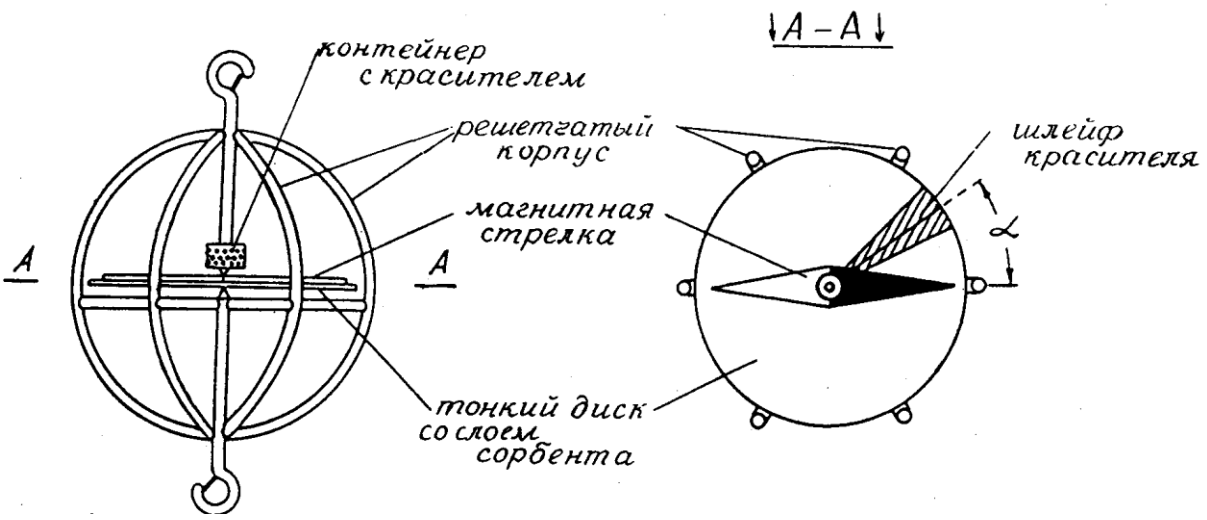

Рис. 41.4. Автономное устройство для определения направления движения подземных вод

Устройство опускают в скважину на любой линии связи (шнуре, канатике или жилке) и устанавливают напротив водоносного горизонта, положение которого в разрезе скважины было заблаговременно определено по каротажным данным. Диск со слоем сорбента поворачивается вместе с магнитной стрелкой, которая ориентируется по магнитному меридиану. Краситель, засыпанный в перфорированный контейнер, растворяется и выносится по направлению потока, оставляя на материале-сорбенте шлейф красящего вещества.

Угол между осью шлейфа и северным концом магнитной стрелки дает магнитный азимут потока. О скорости потока можно судить по ширине шлейфа красителя на сорбенте: чем больше скорость, тем уже шлейф.

У уральских гидрогеологов описанное устройство получило название "гидрокомпаса".

Всего в УГГУ изобретено несколько десятков способов и устройств для исследования скважин на воду, позволяющих решать практически все задачи этих исследований, перечисленные в начале главы.

Контрольные вопросы

1. Какова роль методов ГИС при разведке подземных вод?
2. Какие методы ГИС применяются для литологического расчленения разрезов скважин на воду и выделения водоносных горизонтов?
3. Какими методами ГИС можно определить мощность и строение водоносных горизонтов?
4. Как можно определить пористость водоносных горизонтов?

5. Как можно определить коэффициент трещинноватости трещинных коллекторов подземных вод?

6. Как определить напор подземных вод в случае их самоизлива из скважины?

7. Какими способами определяют скорость и направление движения подземных вод?

8. Как оценить минерализацию подземных вод?

Глава 42. Комплексирование ГИС на месторождениях ископаемых углей

Значение ГИС на месторождениях ископаемых углей обусловлено тем, что из-за хрупкости угля бывает мал выход керна из угольных пластов. По этой причине по данным бурения невозможно точно установить мощность угольных пластов, а иногда и определить их свойства. Нередко случаются пропуски угольных пластов. Благоприятными предпосылками для применения ГИС служат различия физических свойств углей и вмещающих пород (глин, аргиллитов, алевролитов, песчаников).

§ 1. Физические свойства углей и вмещающих пород

Физические свойства ископаемых углей зависят от степени их метаморфизма, влажности (W) и минерального состава.

По степени метаморфизма различают: бурые угли (содержание углерода 60-70 %, влажность до 40 %), каменные угли (углерода 80-95 %, влажность до 5 %) и антрациты (углерода более 95 %, $W \approx 0$).

Эти разновидности углей, кроме того, подразделяются на группы (технологические марки), имеющие разное промышленное значение.

Важной качественной характеристикой углей является зольность. Зольность определяется процентным содержанием в угле негорючих компонентов, представленных в основном глиноземом и кремнеземом. Эти компоненты попадают в уголь в процессе образования его залежей и являются примесью вмещающих пород. При зольности от 50 % и выше порода называется горючим сланцем.

Рабочая мощность угольных пластов в различных географо-экономических районах – от 0,45 до 1 м.

По сравнению с вмещающими породами каменные и бурые угли характеризуются повышенным УЭС. УЭС углей возрастает с увеличением степени метаморфизма от 10-200 Ом·м у бурых до 50-1000 Ом·м – у тощих каменных. При переходе к антрацитам УЭС резко падает – до 5,0-0,01 Ом·м. С увеличением зольности сопротивление бурых и каменных углей уменьшается, антрацитов – увеличивается.

Угли способны окисляться и, следовательно, создавать аномалии естественного электрического поля.

Аномалии ПС над антрацитами достигают 400-600 мВ, над каменными углями – 100 мВ, над бурыми ±50 мВ. Над бурыми углями аномалии ПС возникают не только под действием окислительно-восстановительных, но и в результате диффузионно-адсорбционных и фильтрационных процессов.

Угли также обладают способностью поляризоваться и создавать аномалии вызванной поляризации (ВП).

Естественная радиоактивность углей, как правило, ниже, чем вмещающих песчано-глинистых пород.

Плотность углей (1,15-1,75 г/см^3) значительно меньше, чем у вмещающих пород (на 0,5-1,0 г/см^3). Плотность углей растет с увеличением степени метаморфизма. Растет она и с увеличением зольности. Тем не менее, плотность – это то физическое свойство, по которому все типы углей всегда однозначно отличаются от вмещающих пород.

Кроме того, угли обладают сравнительно низким эффективным атомным номером (у чистого углерода z=6), у вмещающих пород $z_{эф} \approx$13-15, т. е. значительно выше. Даже небольшая примесь золы заметно увеличивает $z_{эф}$ угля.

Скорость распространения упругих волн в углях меньше, чем во вмещающих породах (см. табл. 19.1).

На кавернограммах угли отмечаются как зоны увеличенного диаметра из-за их разрушения при бурении.

Таким образом, существуют благоприятные предпосылки для применения в углеразведочных скважинах электрических, радиоактивных и др. методов ГИС.

§ 2. Задачи, решаемые ГИС в углеразведочных скважинах и методика работ

С помощью ГИС при разведке ископаемых углей решается следующий широкий комплекс геологических и технических задач:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение пластов угля, определение их мощности и строения.
3. Определение зольности углей.
4. Определение элементов залегания угольных пластов.
5. Определение тектонических нарушений угольных пластов.
6. Построение корреляционных разрезов, структурных карт и т. п.
7. Изучение технического состояния скважин.

Геофизические исследования углеразведочных скважин выполняют, как правило, в два этапа.

I этап основных исследований охватывает всю глубину скважины. Запись диаграмм ведется в масштабе 1:200. Решаются задачи литологического расчленения разрезов, выделения угольных пластов и их корреляции, изучения технического состояния скважин.

II этап детальных исследований охватывает только ту часть скважины, где локализуются угольные пласты. Масштаб записи диаграмм – 1:50. Решаются задачи определения мощности и строения угольных пластов, определения их зольности, элементов залегания, зон тектонических нарушений.

Комплекс методов основного этапа включает, как минимум, 4 метода: КС, ПГГК, ГК, КМ, причем главенствующую роль играют ПГГК и КС. Диаграммы ГК и кавернометрии нужны для более точной интерпретации первых двух и играют вспомогательную роль.

На рис. 42.1 представлен упрощенный геологический разрез, содержащий 2 каменноугольных пласта, и схематизированный вид каротажных диаграмм на этом разрезе.

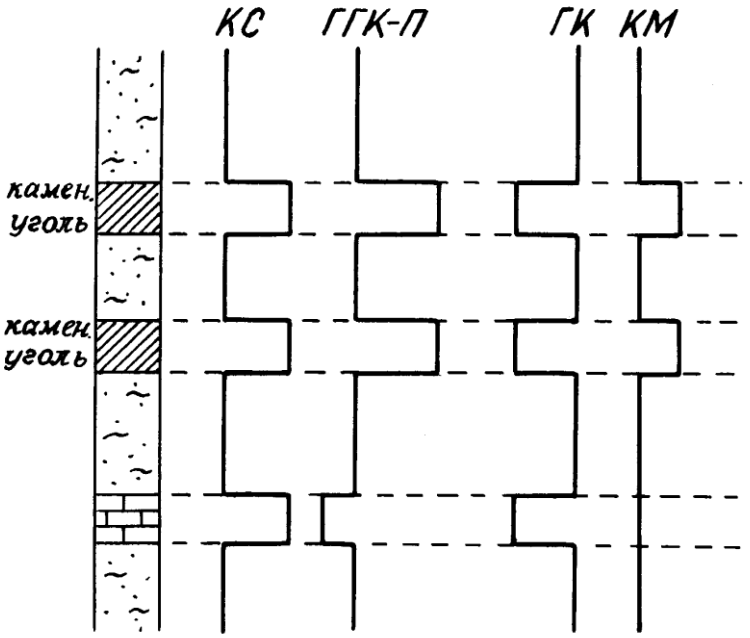

Рис. 42.1. Выделение пластов каменного угля среди песчано-глинистых вмещающих пород по комплексу ГИС

Для записи диаграмм КС используют на бурых углях градиент-зонды длиной от 0,5 до 3,0 м и потенциал-зонд AM=0,1 м; на каменных углях – большие градиент-зонды длиной 2,5-3,6 м; на антрацитах – потенциал-зонд длиной 0,1 или 0,2 м.

Зонды ПГГК для углей всех типов имеют длину 0,4 м при использовании источника Co^{60} и 0,2 м – при источнике Cs^{137}.

Мощность угольных пластов, согласно требованиям существующих инструкций, должна быть определена с погрешностью, не превышающей 5 см, и не менее чем двумя методами.

По этой причине на этапе детальных исследований к методу КС добавляют еще один метод. Как правило, это БТК – боковой токовый каротаж с зондом, в котором центральный электрод A_0 имеет длину 2 см, а экранные электроды – по 75 см (см. главу 9).

Зольность углей обычно определяют методом СГГК. Этот метод уже рассматривался нами в главе 12. Кроме того, зольность может быть определена методом наведенной активности по изотопу Al^{28}, который образуется как из Al^{27}, так и из Si^{28}. Такая методика была разработана в Свердловском горном институте доц. И. И. Бредневым (1933-2009).

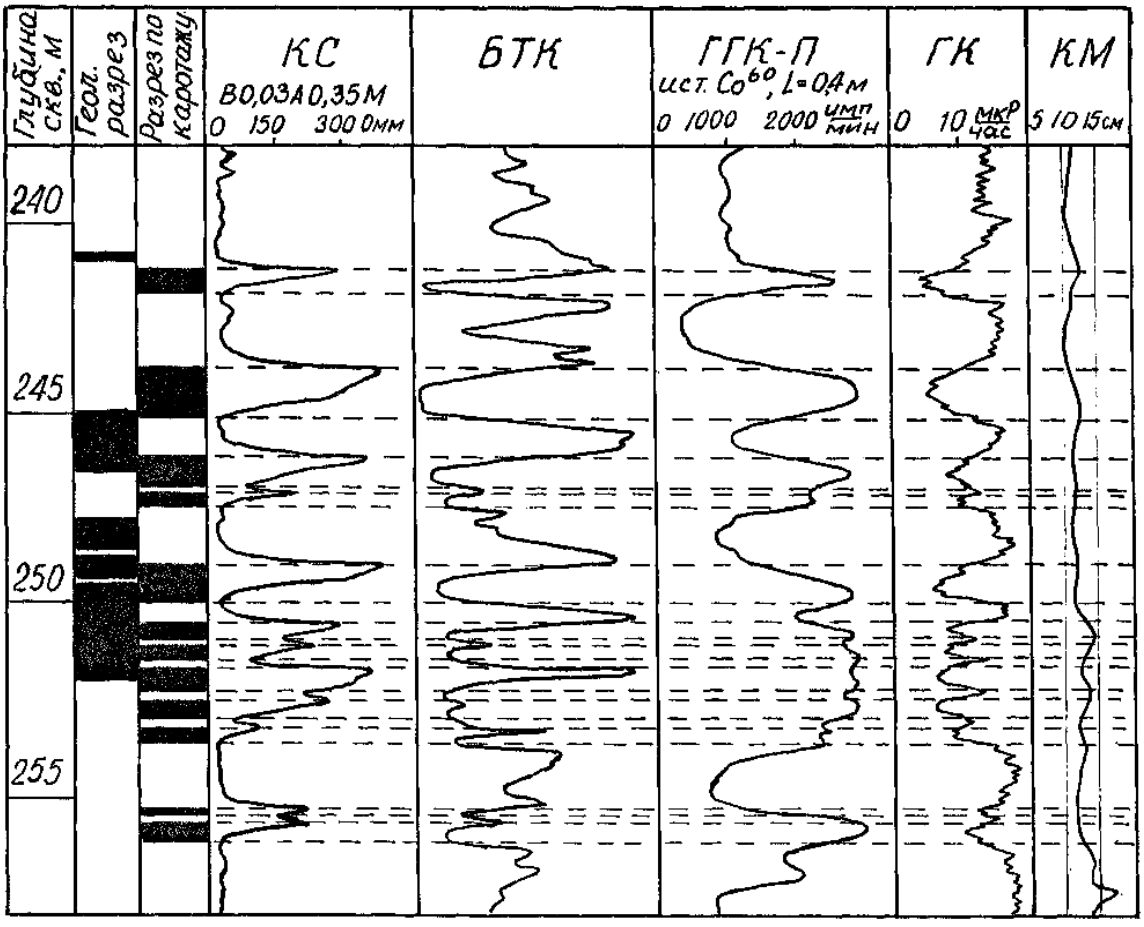

Рис. 42.2. Выделение пластов бурового угля по комплексу каротажных диаграмм на Егоршинском месторождении (по В. И. Уткину, 1975)

Известны также методики определения зольности углей по плотности, их естественной радиоактивности, УЭС и скорости распространения упругих волн, основанные на корреляционной зависимости между этими физическими свойствами и зольностью (В. В. Гречухин, 1980).

На рис. 42.2 приведен комплекс каротажных диаграмм, записанный в одной из скважин Егоршинского месторождения бурых углей.

Угольные пласты мощностью от 0,3 до 2,5 м залегают среди песчано-глинистых вмещающих пород. На диаграммах КС углям соответствуют повышения $\rho_к$ до 310 Ом·м, на диаграммах бокового токового каротажа против угольных пластов – минимальные значения тока. Плотностной гамма-гамма-каротаж выполнялся с источником Со-60 и длиной зонда 40 см. Над угольными пластами отмечаются значительные повышения интенсивности рассеянного γ-излучения. Естественная радиоактивность углей минимальна – порядка 4-6 мкР/час.

Сравнение разреза, построенного по данным каротажа, с разрезом по керну, показывает, что каротаж значительно расширяет и дополняет сведения о мощности и местоположении угольных пластов.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные типы ископаемых углей.
2. Какими особенностями физических свойств обладают ископаемые угли по сравнению с вмещающими породами?
3. Как влияет зольность углей на их физические свойства?
4. Каков состав золы ископаемых углей?
5. Какие задачи решаются с помощью методов ГИС при разведке ископаемых углей?
6. Каков состав комплекса методов ГИС для литологического расчленения разрезов углеразведочных скважин?
7. Какими аномалиями на диаграммах этих методов выделяются пласты угля?
8. Какими методами можно определить зольность углей непосредственно в скважинах?

Глава 43. Комплексирование методов ГИС при разведке рудных месторождений

§ 1. Особенности физических свойств руд, решаемые задачи и методика работ

Выбор рационального комплекса методов ГИС на рудных месторождениях зависит от физических свойств руды и вмещающих пород. При выборе комплекса учитывают УЭС, электрохимическую активность, поляризуемость, магнитную восприимчивость, естественную радиоактивность, плотность, эффективный атомный номер, нейтронные свойства. Как правило, любая руда хотя бы по одному из этих свойств, а чаще всего по нескольким из них, отличается от вмещающих пород. Почти все руды имеют характерные особенности ядерно-физических свойств, позволяющие не только выделять рудные интервалы, но и определять в них процентное содержание металла.

Задачи, решаемые ГИС на рудных месторождениях, следующие.

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение рудных интервалов, определение их мощности и строения.
3. Определение процентного содержания металла в рудах.
4. Изучение строения рудных тел в пространстве между скважинами.
5. Изучение технического состояния скважин.

Таким образом, специфическими задачами в этом перечне являются определение процентного содержания металла в рудах и изучение строения рудных тел в межскважинном пространстве. Последняя задача возникает потому, что рудные залежи, как правило, имеют очень сложную морфологию и поэтому проводить корреляцию разрезов скважин так, как это делается на нефтяных или угольных месторождениях, на рудных месторождениях невозможно.

Геофизические исследования в рудных скважинах проводят, как правило, в 3 этапа.

I этап основных исследований охватывает всю скважину и направлен на решение задач литологического расчленения разрезов скважин, выделение рудных интервалов и изучение технического состояния скважин. Масштаб глубин каротажных диаграмм – 1:200.

На этом этапе используют обычно комплекс методов, общий для большинства рудных месторождений и включающий такие методы, как КС, ПС, ГК, ПГГК, кавернометрию и инклинометрию.

II этап детальных исследований решает задачу уточнения мощности и строения рудных интервалов и определения процентного содержания металла в руде. Масштаб диаграмм здесь более крупный – 1:50 или 1:20, и исследования проводят только в пределах рудных интервалов.

На этом этапе основным является тот специфический метод, который обеспечивает определение количественных характеристик руды, в первую очередь, процентного содержания в ней металла.

Так, например, для элементов, обладающих повышенным сечением активации (Cu, Al, Mn и др.) – это нейтронно-активационный каротаж; для руд тяжелых металлов с большим атомным номером (Cu, Pb, Hg, Sr и др.) – рентген-радиометрический каротаж; для элементов с высоким сечением поглощения тепловых нейтронов (B, Hg, Mn) – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам; для радиоактивных металлов (U, Th, K) – гамма-каротаж; для Be – фотонейтронный каротаж; для магнитных руд железа – каротаж магнитной восприимчивости и т. д.

Для уточнения границ и строения рудных интервалов в комплекс на этом этапе часто включают методы МСК и МЭП.

III этап решает задачу изучения строения рудных тел в межскважинном пространстве. К выполнению этого этапа приступают тогда, когда уже пробурены все необходимые для этого скважины. На этом этапе выполняют исследования методами скважинной геофизики: при повышенной электропроводности руд – методами заряженного тела, радиоволнового просвечивания, дипольного электромагнитного профилирования скважин и пр.; при повышенной намагниченности – скважинной магниторазведкой.

§ 2. Применение ГИС на месторождениях различных руд

Рассмотрим конкретные примеры комплексного применения ГИС при изучении различных рудных полезных ископаемых.

Железные руды. Fe входит в состав большого количества минералов. Из них рудными являются: магнетит (Fe_3O_4), титаномагнетит ($Fe(FeTi)_2O_4$), гематит (Fe_2O_3), гетит (Fe[OH]O), гидрогетит ($Fe[OH]O\cdot nH_2O$), сидерит ($FeCO_3$) и некоторые др. Руды Fe содержат скопления рудных минералов с примесью нерудных. Промышленные руды должны иметь содержание Fe не менее 20 % и мощность рудных тел – не менее 1-2 м.

Выделяют несколько типов железных руд по минеральному составу, структуре или условиям образования.

Для большинства типов железных руд характерны повышенные магнитные свойства, большая плотность (3-5 г/см^3) и хорошая электропроводность, а также повышенный эффективный атомный номер, так как для Fe z=26.

Указанные особенности определяют выбор комплекса ГИС: на I этапе – КС, КМВ, ГК, ПГГК, на II этапе – КМВ и ПГГК или СГГК, на III этапе – ТСМ, РВП, МЭК.

На рис. 43.1 представлен комплекс каротажных диаграмм в рудной скважине одного из Уральских магнетитовых месторождений контактово-метасоматического типа.

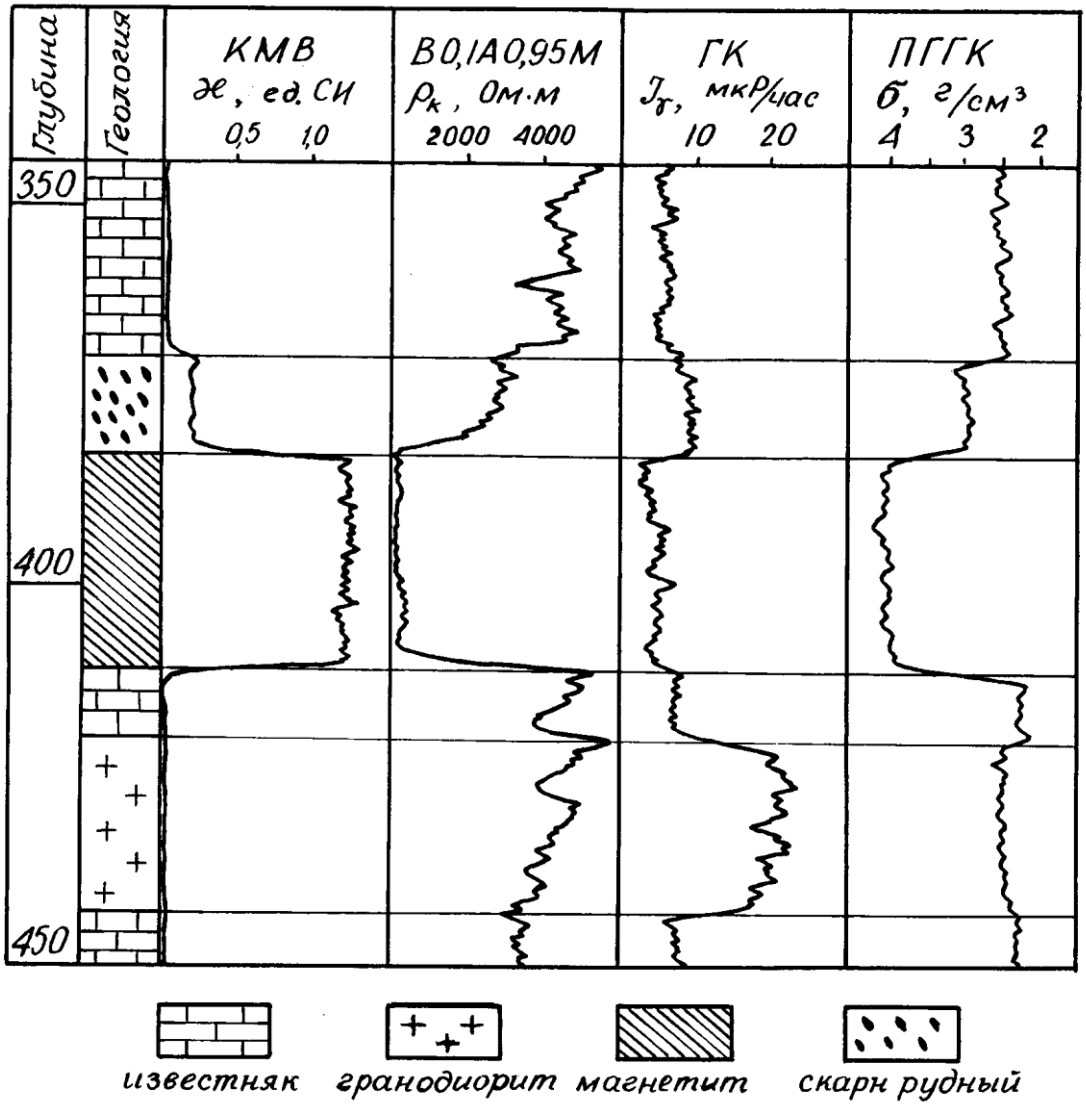

Рис. 43.1. Комплекс каротажных диаграмм разведочной скважины одного из Уральских магнетитовых месторождений контактово-метасоматического типа

Рудный интервал 383-411 м выделяется низким кажущимся сопротивлением, повышенной до 4,5 г/см^3 плотностью и очень отчетливой аномалией магнитной восприимчивости.

На рис. 43.2 приведены данные скважинной трехкомпонентной магниторазведки на Одиночном месторождении (В. Саян).

Скважиной С-61 была вскрыта зона сплошных магнетитовых руд в интервале 443-465 м. Согласно геологическим представлениям, рудная залежь должна была располагаться в вулканических туфах вдоль их контакта с гранодиоритами. Однако скважина С-76, пробуренная для проверки этих предположений, руду не вскрыла. При проведении магнитных измерений в

скважине С-76 (скважина С-61 к этому времени завалилась) был получен характерный сходящийся веер векторов T_a, направленный к западу от скважины С-76.

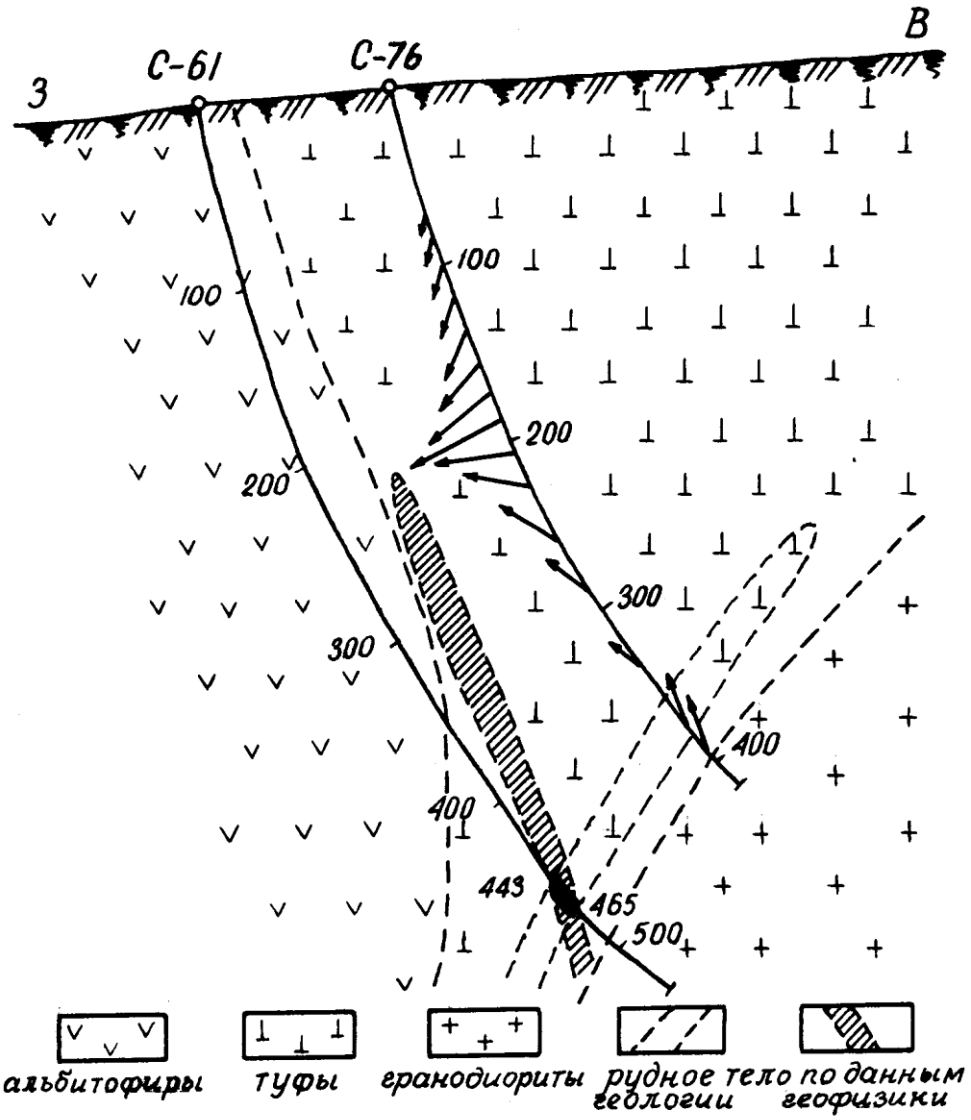

Рис. 43.2. Уточнения геологического строения магнетитового месторождения по данным трехкомпонентной скважинной магниторазведки. Месторождение Одиночное, В. Саян (по А. А. Попову и А. Б. Ломакину, 1971)

Этот веер T_a позволил установить, что верхняя кромка рудного тела находится на глубине около 200 м недалеко от скважины С-61, и руда вытягивается вдоль контакта туфов с альбитофирами (см. рис. 43.2).

Марганец. Оксидные и карбонатные руды Mn образуют пластовые залежи массивной или вкрапленной текстуры. Вмещающие породы – песчано-глинистого состава. Рудные минералы марганца – пиролюзит (MnO_2) и псиломелан ($mMnO \cdot nMnO_2 \cdot pH_2O$).

Руды марганца в осадочных месторождениях очень мало отличаются от вмещающих пород по основным физическим свойствам. Иногда руды более магнитны, однако их магнитные характеристики очень не выдержаны. При метаморфизме руд повышается их магнитность и электропроводность. Плотность руд также несколько выше, чем вмещающих пород.

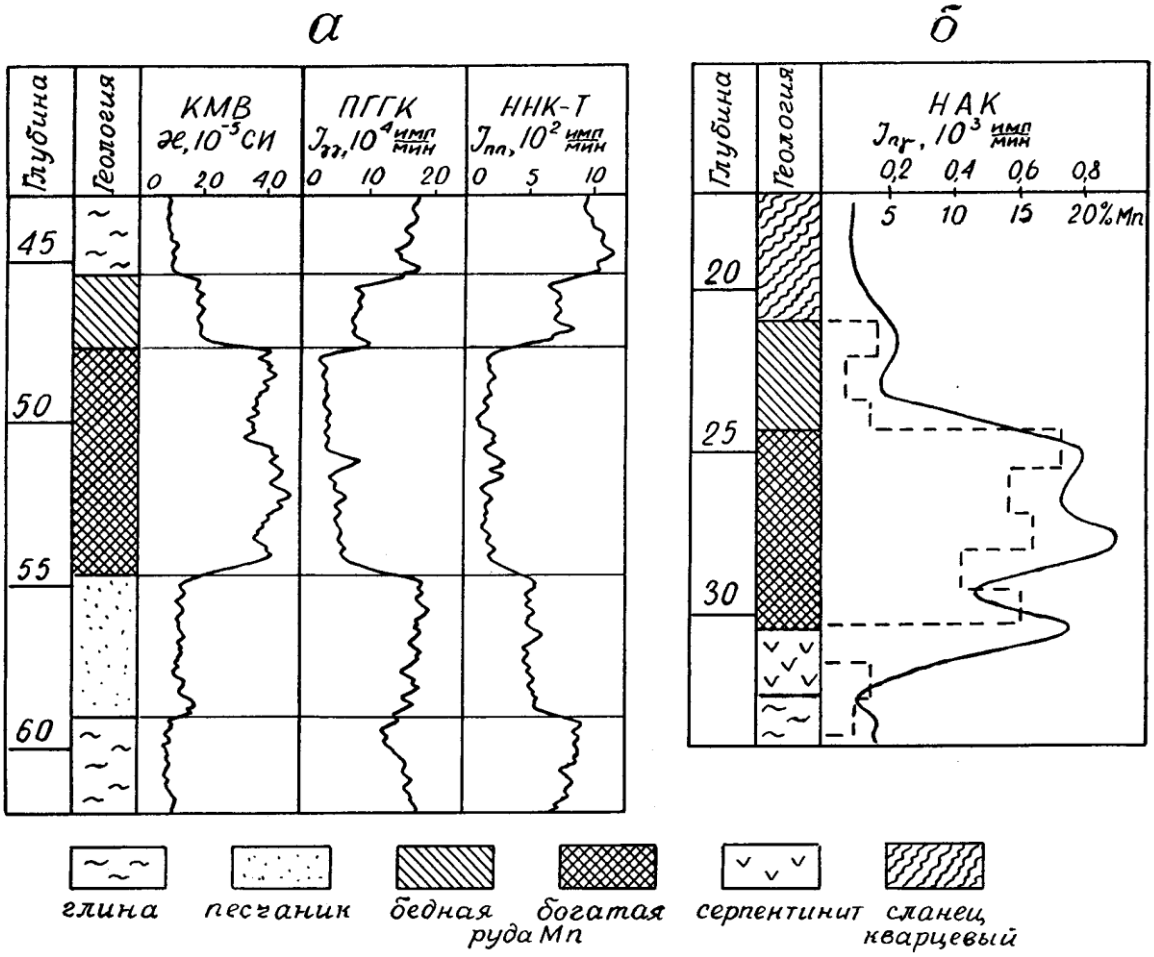

Рис. 43.3. Выделение марганцевых руд в разрезе скважины по данным комплекса методов ГИС (*а*) и сопоставление результатов нейтронно-активационного каротажа на марганец с данными опробования керна (*б*)
(по Л. В. Музюкину и И. М. Сенько-Булатному, 1967)

Основная особенность физических свойств Mn – это повышенное сечение захвата тепловых нейтронов (13,2 барна). По этой причине на диаграммах ННК-Т рудные интервалы выделяются понижениями $I_{\text{ш}}$ как при большой, так и при малой длине зонда. Обычно применяют зонды длиной 0,15-0,35 м.

Определение процентного содержания возможно также по методу нейтронной активации по изотопу Mn^{56} ($T_{1/2} = 2{,}6$ час, $E_\gamma = 0{,}85$ МэВ), образующемуся из стабильного изотопа Mn^{55} по реакции (n, γ).

На рис. 43.3, *а* представлены диаграммы КМВ, ГГК-П и ННК по тепловым нейтронам, на которых уверенно выделяется интервал сплошных марганцевых руд на глубине от 47,6 до 54,7 м.

На рис. 43.3, *б* приведена диаграмма точечного нейтронно-активационного каротажа в сопоставлении с результатами химического опробования керна (по Музюкину Л. В. и др., 1967). Погрешность НАК на Mn – порядка 15-20 % отн. Недостаток метода – низкая производительность. По этой причине НАК целесообразно использовать для опробования пластов, уже выделенных по ННК-Т.

Хром. Характерная особенность хромитов ($FeO \cdot Cr_2O_3$) – их тесная связь с ультраосновными породами, серпентинитами, дунитами и перидотитами, среди которых и залегают рудные тела, имеющие форму жил и линз.

По магнитным, электрическим и упругим свойствам хромиты слабо отличаются от вмещающих пород: УЭС хромитов выше, а магнитная восприимчивость ниже, чем у вмещающих пород. Зато они очень хорошо выделяются по плотности. Для хромитовых руд характерна плотность 4,0-4,8 г/см^3, для ультраосновных пород – 3,1-3,2 г/см^3.

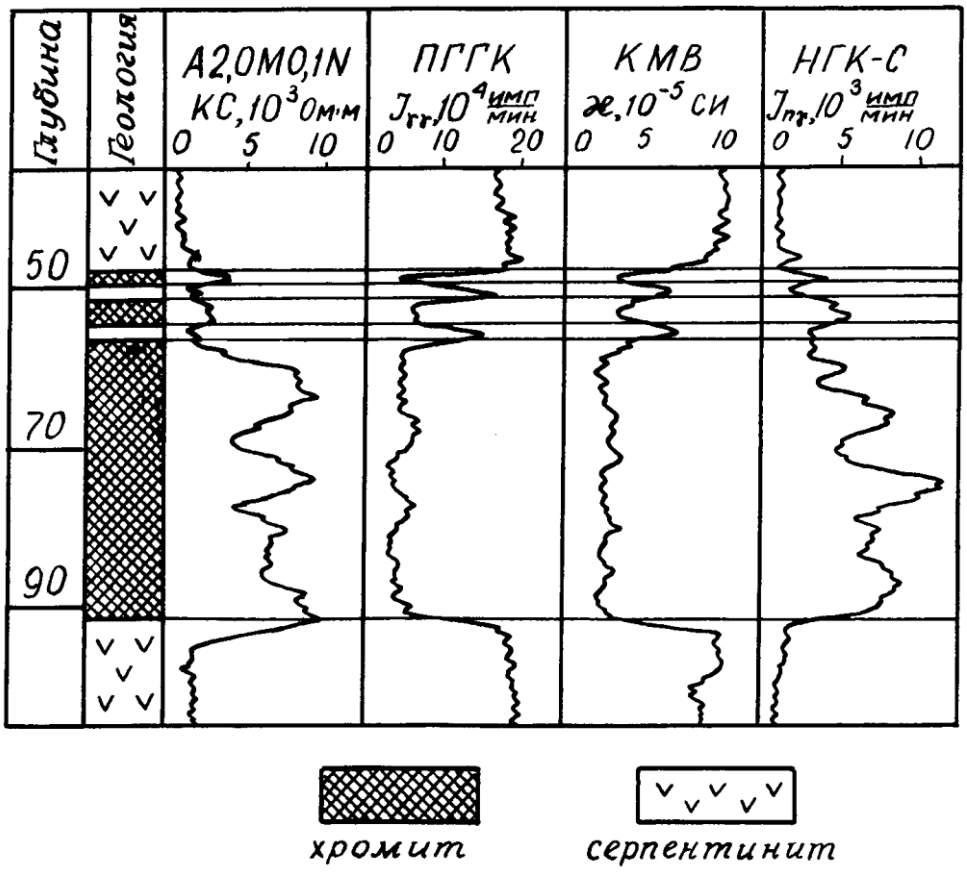

Рис. 43.4. Пример выделения хромитовых руд в скважинах по данным комплекса методов ГИС (по В.Ф. Карониколо и др., 1968)

У хромитов повышенный эффективный атомный номер $z_{эф}$=19, у перидотитов и дунитов $z_{эф}$=12,5.

И еще Cr обладает повышенным сечением захвата тепловых нейтронов с испусканием жесткого γ-излучения (E_γ =8,5 и 8,9 МэВ).

Таким образом, для выделения хромитовых интервалов в разрезах скважин и оценки содержаний имеются благоприятные предпосылки к применению НГК-С, ПГГК и СГГК.

Этот вывод подтверждается результатами каротажа, приведенными на рис. 43.4.

Как показывают исследования (В. Ф. Карониколо и др., 1968), по НГК-С возможна количественная оценка хромитовых руд при содержаниях Cr_2O_3 до 20 %, при более высоких содержаниях наблюдается концентрационное вырождение.

Медь. Основными для России типами медных месторождений являются месторождения медноколчеданных руд и медистых песчаников.

Наиболее благоприятный для применения геофизических методов объект – это медноколчеданные месторождения. Среди минералов меди главное промышленное значение имеют сульфиды, как правило, обладающие высокой электропроводностью и повышенной плотностью, у них также повышено значение $z_{эф}$. Обычно медноколчеданные руды комплексные и, кроме Cu, содержат еще Zn, Pb, Fe, Au и др. металлы.

На основном этапе ГИС на медноколчеданных месторождениях применяют методы КС, ПС, ГК, ПГГК, на детальном этапе – МСК и МЭП для уточнения границ рудных интервалов и метод наведенной активности для определения процентного содержания Cu.

Исторически первым в 60-х годах XX века был разработан метод определения содержаний по долгоживущему изотопу Cu^{64} ($T_{1/2} = 12{,}6$ ч; $E_\gamma \approx 0{,}5$ МэВ), образующемуся из стабильного изотопа Cu^{63}, содержание которого в природной меди около 69 %. Автором этого метода является профессор УГГУ Г. С. Возженников.

Наблюдения выполняют поточечно. Облучение нейтронами продолжают от 8 до 12 часов, затем на место источника нейтронов помещают детектор γ-квантов и измеряют наведенную активность также в течение нескольких часов, чтобы избавиться от мешающего влияния других, более короткоживущих изотопов Na^{24}, Mn^{56}, Al^{28}. Результаты наблюдений приводят к бесконечному времени облучения и к единичной мощности источника, после чего делят полученный результат на пересчетный коэффициент, найденный опытным путем и выражающий наведенную активность, приходящуюся на 1 % Cu. Порог чувствительности этого метода 0,3-0,5 %.

Позднее появление спектрометрической γ-каротажной аппаратуры позволило отказаться от этого метода и перейти к определению меди по

короткоживущему изотопу Cu^{66} ($T_{1/2} = 5{,}1$ мин., $E_\gamma \approx 1$ МэВ). В этом методе от влияния мешающего излучения других изотопов избавляются с помощью энергетической селекции. Порог чувствительности – около 1 %.

На рис. 43.5 представлены результаты комплекса методов каротажа на Гумешевском медноскарновом месторождении (Средний Урал). Рудные интервалы 554-571 м и 595-604 м уверенно выделяются по хорошей электропроводности (диаграммы КС и МСК) и повышенной плотности (ПГГК).

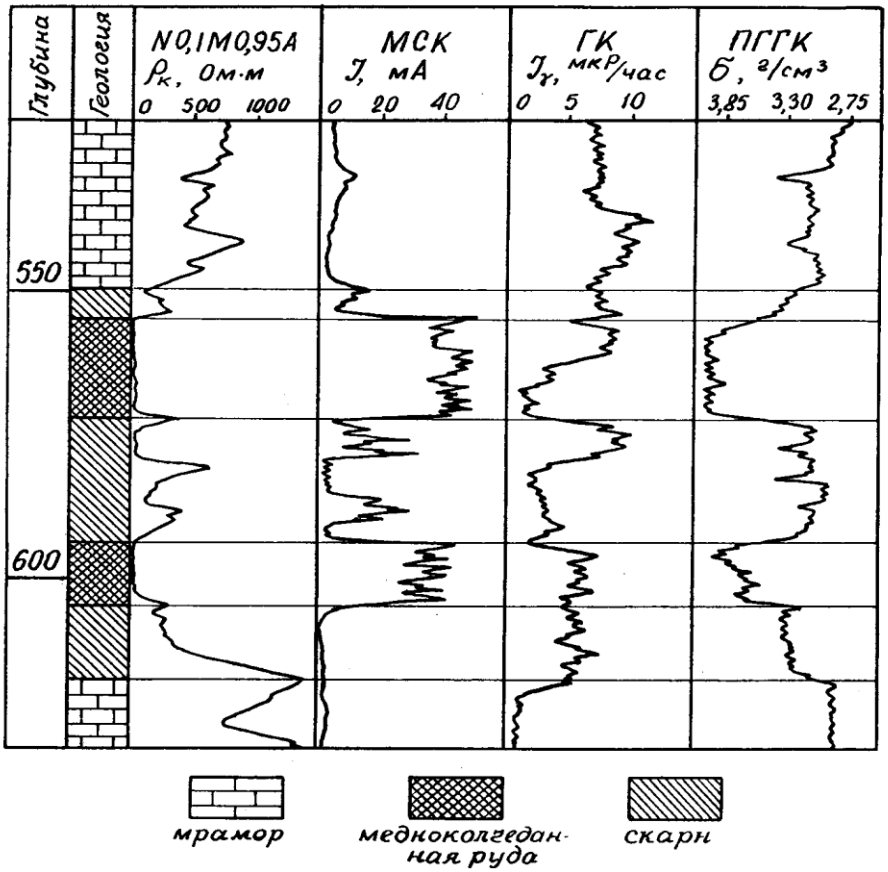

Рис. 43.5. Пример выделения медных руд по комплексу каротажных диаграмм на Гумешевском месторождении (по В. Т. Перелыгину)

На месторождениях медных руд для изучения строения рудных тел в межскважинном пространстве и поисков невскрытых (слепых) рудных тел успешно применяются все методы скважинной электроразведки – от метода заряда до метода радиоволнового просвечивания (РВП) и дипольного электромагнитного профилирования скважин (ДЭМПС).

На рис. 43.6 приведены результаты работ по методу электрической корреляции (МЭК) на одном из медноколчеданных месторождений Среднего Урала. Рудными телами являются кварцевые жилы, обогащенные сульфидными минералами (пиритом, халькопиритом, магнетитом, молибденитом и др.). Рудные жилы локализуются в рассланцованных породах

среди плагиогранитов, диоритов и порфиритов. Сопротивление рассланцованных зон – около 200 Ом·м, вмещающих пород – свыше 2000 Ом·м.

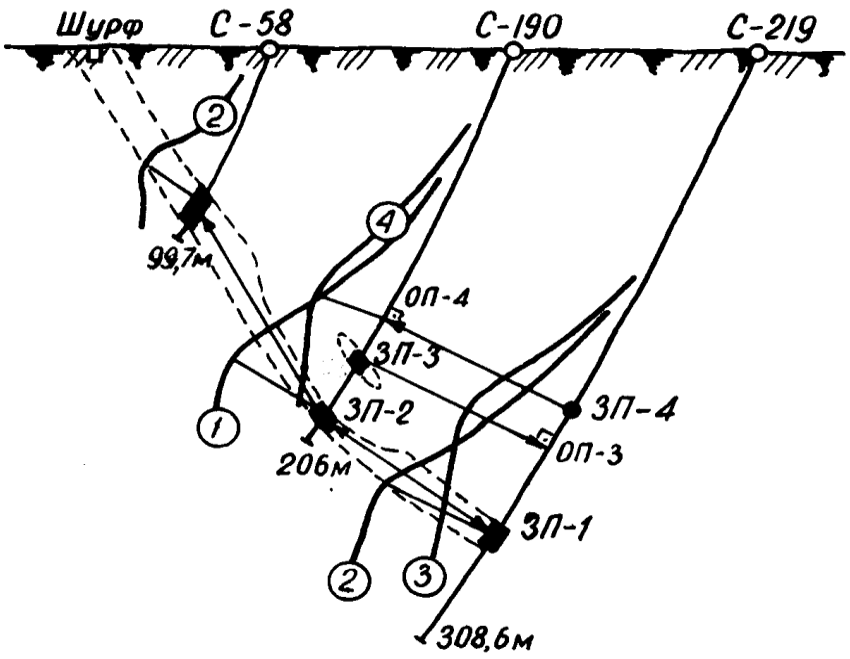

Рис. 43.6. Результаты метода электрической корреляции по одному из медноколчеданных месторождений Среднего Урала (по А. К. Козырину)

По результатам бурения и геологического изучения керна предполагалось, что рудные подсечения в скважине С-58 и на глубине около 190 м в скважине С-190 объединяются в одно рудное тело, которое, сохраняя постоянный угол падения, уходит ниже забоя скважины С-219, остановленной в то время на глубине 277,6 м. Подсечение на глубине 263 м в скважине С-219 объединялось с подсечением в скважине С-190 на глубине 163 м в другое, параллельное первому, тело.

Однако корреляционные кривые, снятые при зарядах ЗП-1 в скважине С-219 и ЗП-2 в скважине С-190, убедительно показывают, что рудные подсечения в скважине С-58 и скважине С-190 на глубине 190 м соединяются с рудным подсечением в скважине С-219. Верхнее же подсечение в скважине С-190 является локальным и не имеет связи ни с одним подсечением в других скважинах.

Свинец и цинк. Свинцово-цинковые месторождения относят к полиметаллическим, так как в их рудах, кроме Pb и Zn, бывают промышленные содержания Cu, Ag, Au и др. металлов. Основные минералы полиметаллических руд – галенит (PbS) и сфалерит (ZnS), кроме них в рудах много других сульфидов, в первую очередь, халькопирита ($CuFeS_2$) и пирита (FeS_2). Как правило, полиметаллические руды отличаются низким сопротивлени-

ем (за исключением богатых сфалеритовых руд), повышенной плотностью и высоким $z_{эф}$ (так как для Pb z=82, а для Zn z=30).

Комплекс ГИС такой же, как на медноколчеданных месторождениях. Основное отличие заключается в применении метода РРК для определения процентных содержаний Pb и Zn.

Определение Pb производят в геометрии прямой видимости с источниками Se^{75} или Co^{57}, γ-спектрометр настраивают на энергию K_α – линий характеристического спектра (в диапазоне 70-90 кэВ). Чувствительность определений – 0,2-0,3 %, относительная погрешность –около 20 %.

Определение Zn выполняют с источником Cd^{109} (E_γ=22,2 кэВ) с измерением K_α излучения Zn в диапазоне 6,3-8,8 кэВ. Порог чувствительности – 0,1-0,2 %. При этом возможно одновременное определение содержания Pb по L_α излучению в диапазоне 20-24 кэВ.

На рис. 43.7 приведены результаты рентгенорадиометрического каротажа по определению процентного содержания Pb на одном из полиметаллических месторождений.

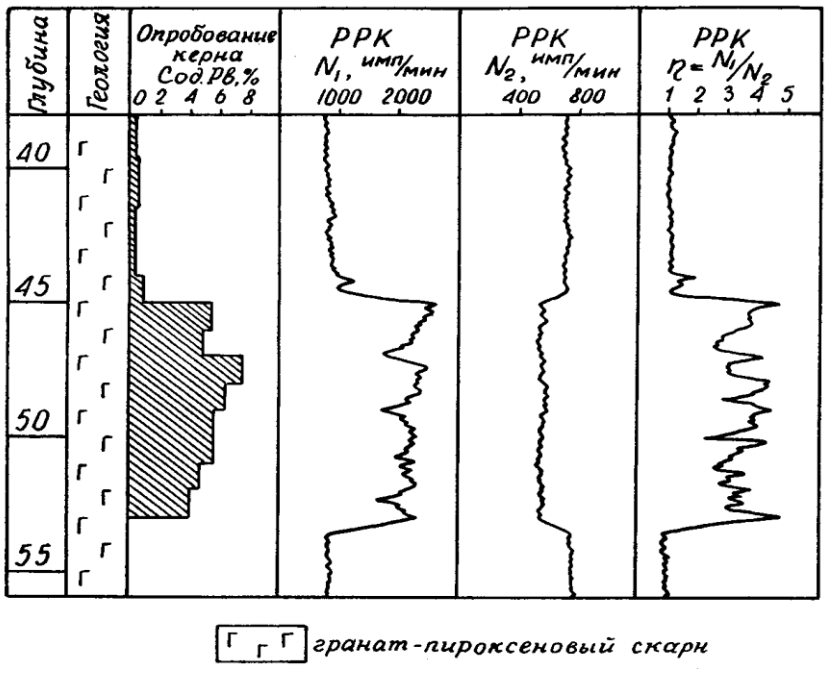

Рис. 43.7. Результаты рентгенорадиометрического каротажа на свинец по одному из полиметаллических месторождений (по Ю. П. Яншевскому и др., 1976)

Измерения проводились с источником Co^{57} ($E_\gamma = 123$ кэВ) при длине зонда L=30 см. Сопоставление кривой спектральных отношений $\eta = N_x / N_s$ с содержаниями Pb, определенными по керну, показывает, что между значениями η и содержанием Pb существует линейная зависимость.

На полиметаллических месторождениях так же, как и на медноколчеданных, широко применяются методы скважинной геофизики, многочисленные примеры которых приведены в специальной литературе.

Алюминий. Основным сырьем для получения Al являются бокситы. В состав бокситов входит глинозем Al_2O_3 (50-65 %); от 2 до 20 % окислов железа, от 2 до 10 % окислов кремния SiO_2 и от 10 до 30 % конституционной воды. Бокситы образуют линзо- или пластообразные залежи в толще осадочных пород или коре выветривания магматических пород. По генезису выделяют платформенные и геосинклинальные залежи бокситов.

По своим физическим свойствам бокситы близки к глинам: у них низкое УЭС, повышенная естественная радиоактивность и несколько повышенная магнитная восприимчивость. На рис. 43.8 приведен комплекс каротажных диаграмм, хорошо выделяющих бокситы среди карбонатных пород.

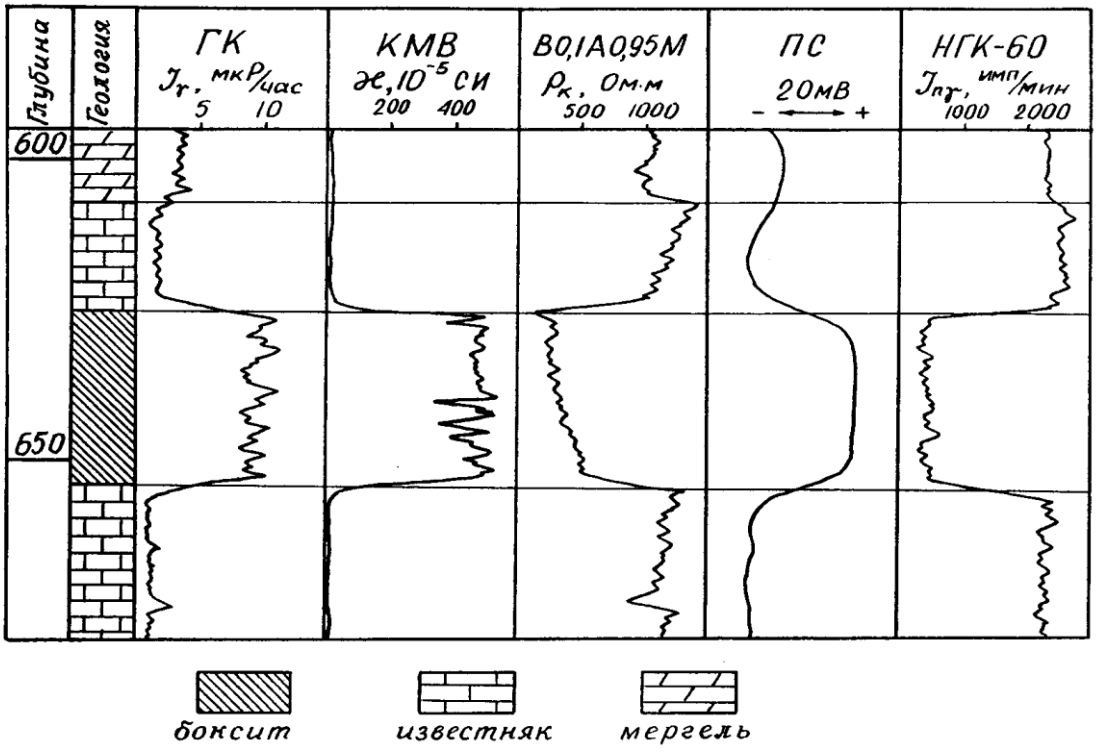

Рис. 43.8. Выделение бокситов в разрезе скважины по данным комплекса ГИС

Основным методом выделения и изучения бокситов в разрезах скважин является нейтронно-активационный каротаж по изотопу Al^{28}. Причем, поскольку этот изотоп имеет короткий период полураспада – $T_{1/2} = 2{,}3$ мин., НАК возможен в непрерывном варианте.

Чтобы избежать активации Si, который также содержится в бокситах и активируется быстрыми, с энергией $E_n \geq 3{,}9$ МэВ, нейтронами, в качестве источника используют Cf^{252}, дающий нейтроны низких энергий (ос-

новное количество нейтронов, испускаемых Cf^{252}, лежит в диапазоне от 0 до 4 МэВ с максимумом в районе 0,6 МэВ) и имеющий $T_{1/2} = 2{,}55$ года. Выход нейтронов $3 \cdot 10^{12}$ нейтронов/с на 1 г Cf^{252}. Длина зонда L=2 м, скорость каротажа – 25 м/час. Поскольку источник нейтронов располагается в нижней части зонда, то при спуске снаряда измеряют сумму наведенного и естественного γ-излучения (НАК+ГК), а при подъеме – только естественное γ-излучение (ГК). Разность показаний при спуске и подъеме дает чистый наведенный эффект, который пропорционален содержанию Al в руде. Пример применения НАК на Al представлен на рис. 43.9. Наведенный эффект пропорционален содержанию глинозема.

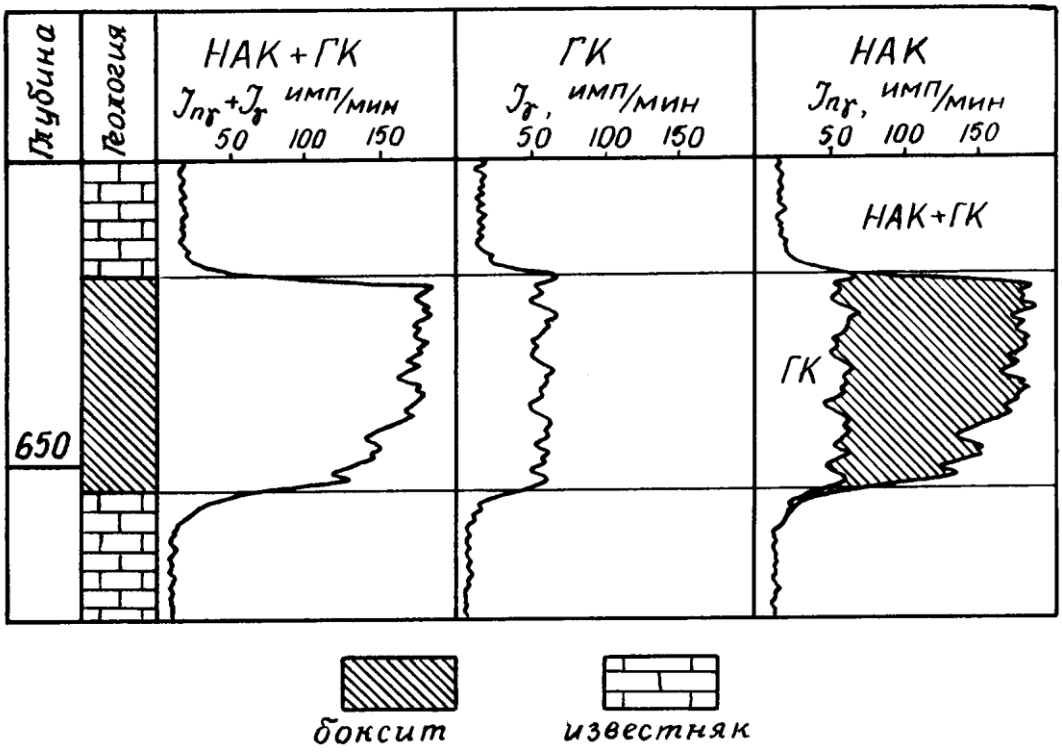

Рис. 43.9. Результаты нейтронно-активационного каротажа на алюминий

Для оценки такого технологического параметра руды как кремниевый модуль $M = \dfrac{C_{Al_2O_3}}{C_{SiO_2}}$ НАК выполняют дважды – с источником Cf^{252} для определения содержания Al_2O_3, и с Po-Be источником для определения суммарного содержания Al_2O_3 и SiO_2.

Кремниевый модуль может быть определен также с помощью СГГК, результаты которого зависят от общего содержания Fe в руде, а оно однозначно коррелируется с суммарным содержанием Al_2O_3 и SiO_2.

Кроме НАК, в комплекс ГИС входят ГК (для учета естественной радиоактивности), ННК-НТ (для определения влажности) и ПГГК (для определения плотности руд).

Бериллий. К промышленным типам месторождений Be относят жилы, линзы и тела сложной формы гранитных пегматитов и бериллоносных магнетит-флюоритовых скарнов. Формула берилла $Be_3Al_2[Si_6O_{18}]$.

Эти тела характеризуются повышенным УЭС и минимальными значениями к. Но основной особенностью Be, как уже отмечалось в главе 16, является способность к ядерному фотоэффекту при сравнительно невысокой ($E_\gamma = 1{,}67$ МэВ) энергии γ-квантов.

По этой причине основным методом для выделения бериллоносных интервалов в скважинах и определения процентного содержания Be является метод ГНК, на диаграммах которого эти интервалы выделяются четкими повышениями $I_{\gamma n}$ (см. рис. 16.1).

Калий. Основным источником K являются месторождения калийных солей, которые приурочены к толщам гидрохимических отложений (каменная соль, гипс, ангидрит). Эти толщи включают также и песчано-глинистые и карбонатные породы. Минералы, содержащие калий: сильвин (KCl), карналлит ($KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$) и полигаллит ($Ca_2MgK_2(SO_4)_4 \cdot 2H_2O$).

Основная особенность физических свойств калийных солей – их повышенная радиоактивность, связанная с содержанием в природном K естественного радионуклида K^{40} (0,012 %).

Калийные соли характеризуются очень высоким, как у всех гидрохимических осадков, УЭС и пониженной плотностью.

Основной метод выделения калийных солей в скважинах – ГК, по нему же определяют и процентное содержание K. Включение в комплекс ГИС методов НГК (или ННК) и ПГГК позволяет определить минеральный состав калийных солей. Карналлит и кизерит содержат много кристаллизационной воды и поэтому на диаграммах НГК выделяются пониженными по сравнению с сильвином показаниями. ПГГК выделяет пониженными показаниями наиболее плотную соль – сильвин.

На рис. 43.10 приведен фрагмент из геологического разреза скважины 419 Старобинского месторождения калийных солей (Белоруссия).

Кроме калийных солей, толща гидрохимических отложений содержит карбонатно-глинистые породы пониженного сопротивления и каменную соль – галит. На приведенном фрагменте калийные соли представлены сильвином, который характеризуется повышенной (до 27 мкР/ч) естественной радиоактивностью и повышенными показаниями на диаграмме ННК-Т с большим зондом. Карбонатно-глинистым отложениям соответствуют максимумы силы тока на диаграммах БТК и пониженные показания ННК-Т. Каменной соли соответствуют пониженные значения на кривых БТК и ННК-Т.

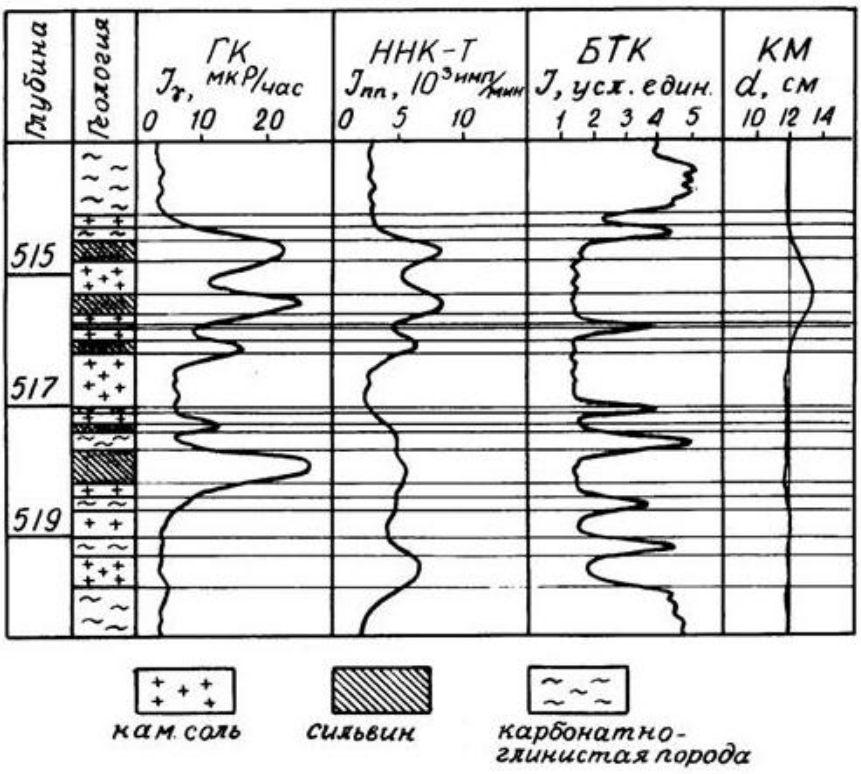

Рис. 43.10. Расчленение толщи гидрохимических отложений по данным комплекса ГИС (по И. А. Зыкову и Л. И. Родионову, 1977)

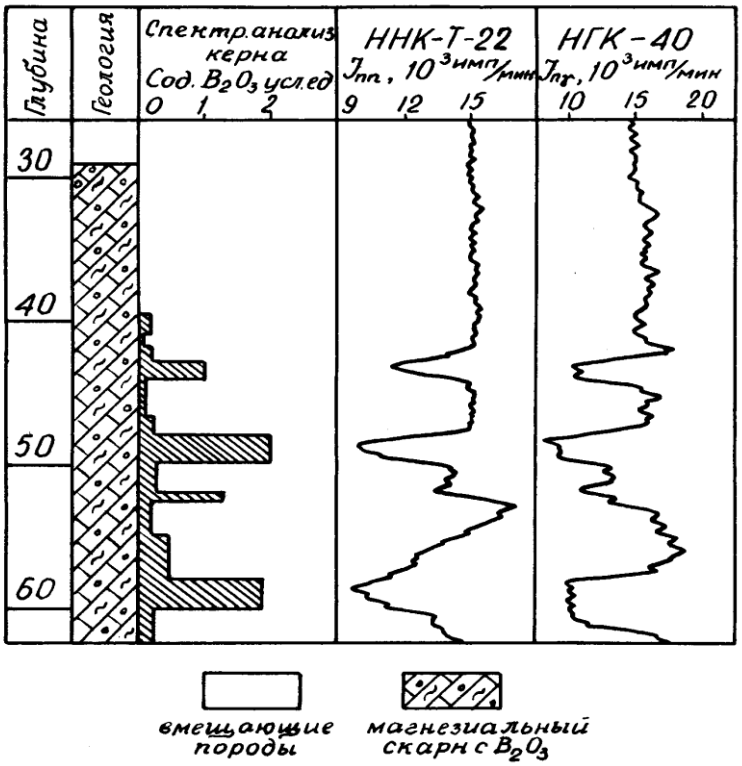

Рис. 43.11. Выделение содержащих B интервалов по данным нейтронных методов каротажа (по В. А. Щербакову и П. Д. Рябинову, 1984)

Методика определения процентного содержания K описана в главе 11 ("Гамма-каротаж").

Бор. Боратовые руды залегают среди глин и песчаников, в турфогенных образованиях, а также среди ископаемых солей.

Основную роль при разведке месторождений B играют нейтронные методы, поскольку B обладает аномально высоким (755 барн) сечением захвата тепловых нейтронов. На диаграммах нейтронных методов интервалы руд B выделяются резкими понижениями показаний. Для исследования скважин на B применяют метод НГК с зондом длиной 40-50 см и ННК-Т с зондом 15-20 см. При невысоких (до 5 %) содержаниях по данным этих методов можно провести количественные определения содержания B в руде.

На рис. 43.11 приведены результаты нейтронных методов каротажа в сопоставлении с данными спектрального анализа керна по одной из скважин Жолдыбайского рудопроявления в Казахстане. Содержащим B интервалам соответствуют пониженные значения и на диаграмме ННК-Т с малым зондом, и на диаграмме НГК с большим зондом.

Контрольные вопросы

1. Какие особенности физических свойств характерны для большей части рудных полезных ископаемых?
2. Какие задачи решаются ГИС при разведке рудных месторождений?
3. С помощью каких методов возможно определение процентного содержания Fe в рудных подсечениях скважин?
4. По данным каких методов можно оценить содержание Mn в скважинах?
5. По каким методам можно оценить содержание Cr в скважинах?
6. По каким методам можно оценить содержание Cu в скважинах?
7. По данным каких методов можно оценить содержание Pb и Zn в условиях скважин?
8. По каким методам ГИС определяют содержание Al?
9. Каким методом ГИС можно определить содержание Be в рудах?
10. Какой метод ГИС применяют для определения содержания K в руде?
11. Какой метод ГИС может быть использован для определения содержания B в руде?

ЧАСТЬ I
АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ГИС

Подробно аппаратура и оборудование ГИС рассматриваются в одноименном спецкурсе, читаемом студентам-геофизикам специализации "Геофизические методы исследования скважин". В данном разделе общего курса ГИС будут изложены лишь основные принципы построения этой аппаратуры.

Глава 1. Способы измерений в ГИС

§ 1. Принципы телеметрии

При геофизических измерениях в скважинах наблюдатель получает информацию об изучаемом объекте, находящемся от него на расстоянии сотен и тысяч метров. Наблюдатель находится на поверхности земли, объект – внутри скважины, он недоступен для непосредственного исследования. По этой причине в основу аппаратуры ГИС положены принципы ***телеметрии***, т. е. дистанционного производства измерений.

Обобщенная структурная схема одноканальной телеметрической системы (ТС) приведена на рис. 1.1.

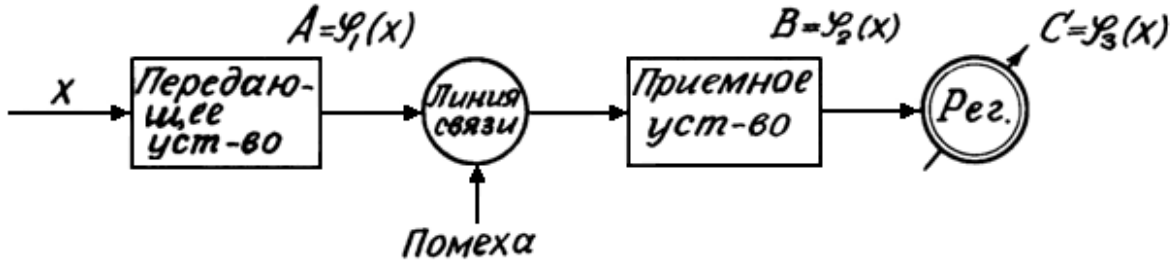

Рис. 1.1. Функциональная схема телеметрического канала

Передающее устройство преобразует измеряемую величину X в сигнал $A = \varphi_1(X)$, удобный для передачи на расстояние и дальнейшего преобразования. Главную часть передающего устройства составляет ***первичный преобразователь*** или ***датчик*** измеряемой величины. Кроме датчика оно может содержать дополнительные узлы, такие как источник питания датчика, вторичные преобразователи, элементы системы телесигнализации и телеуправления.

По линии связи сигнал поступает на поверхность для последующего преобразования и регистрации. Здесь к полезному сигналу может примешиваться сигнал-помеха.

Приемное устройство, находящееся уже на поверхности, отделяет полезный сигнал от помехи, усиливает его (или ослабляет, если это необходимо), выпрямляет (или преобразует в цифровой код) и выдает на регистрирующий или показывающий прибор в виде величины $B = \varphi_2(X)$.

Регистрирующий прибор фиксирует новую величину $C = \varphi_3(X)$. Зависимость $C = \varphi_3(X)$ называется ***передаточной характеристикой*** телеметрического канала (системы).

Определяющим элементом телеметрической системы является линия связи, поскольку от нее зависит выбор первичных преобразователей и конструкция приемных устройств. Выбор линии связи определяется такими факторами, как дальность передачи информации, помехоустойчивость и допустимая степень ослабления сигнала.

По виду линии связи все ТС делятся на электрические и неэлектрические. В свою очередь, электрические подразделяются на проводные и беспроводные, а неэлектрические – на световые, звуковые, гидравлические, пневматические и механические (рис. 1.2).

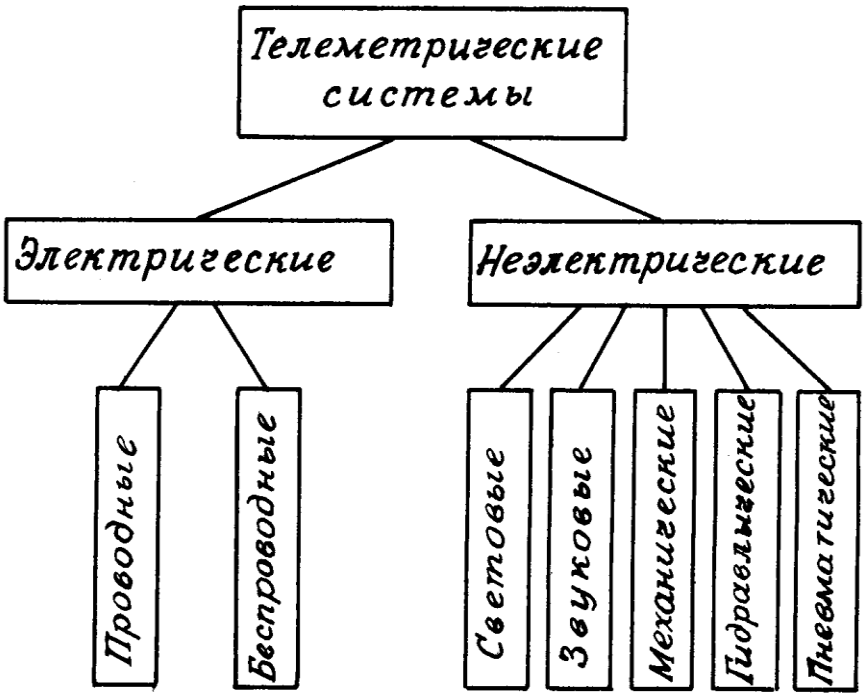

Рис. 1.2. Классификация телеметрических систем по виду линии связи

Каждой из разновидностей ТС присущи свои достоинства, и многие из них находят применение в тех или иных методах ГИС, но основным видом ТС в ГИС являются электрические проводные системы. Это обусловлено спецификой измерений в скважинах – ведь передающие устройства (датчики) нужно на чем-то опускать в скважины и извлекать из них, поэтому резонно использовать это "что-то" и для передачи информации из скважины на поверхность.

Но поскольку для скважинных ТС избран электрический вид связи, то и датчики передающих устройств должны преобразовывать измеряемый параметр в какую-либо электрическую величину: ЭДС, силу тока, емкость, индуктивность или активное сопротивление электрической цепи. В зависимости от того, в какую именно величину преобразуется измеряемый параметр, электрические датчики делятся на параметрические (резистивные, емкостные, индуктивные) и генераторные. Последние, в свою очередь, подразделяются по природе вырабатываемой ими ЭДС (рис. 1.3).

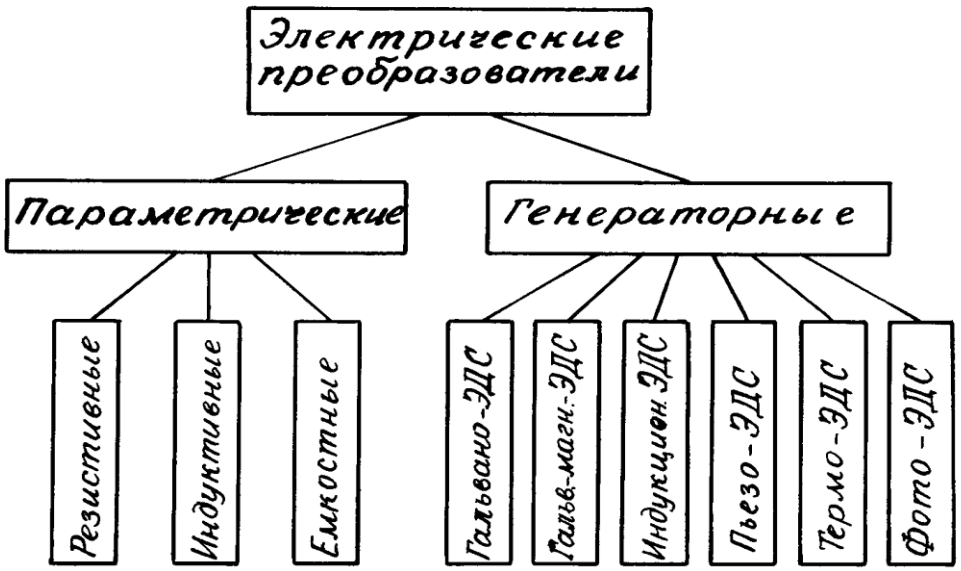

Рис. 1.3. Классификация первичных электрических преобразователей

Буквально все разновидности электрических датчиков находят свое применение в той или иной аппаратуре для ГИС. Общими достоинствами всех электрических датчиков являются: простота измерения сигнала, широкий динамический диапазон, универсальность (т. е. возможность работы на разных частотах электрического тока, при разных температурах и т. п.).

Выходными сигналами электрических датчиков являются: разность потенциалов (ЭДС), сила тока, частота переменного тока, длительность или комбинации импульсов тока и напряжения. Соответственно, и при работе с электрическими датчиками нужно уметь измерять эти параметры.

§ 2. Измерение разности потенциалов и силы тока

В аппаратуре для ГИС используются только два способа измерения разности потенциалов ΔU и силы тока I – это способ ***непосредственного отсчета*** (или гальванометрический) и ***компенсационный*** (или потенциометрический). Схемы обоих способов представлены на рис. 1.4 и 1.5.

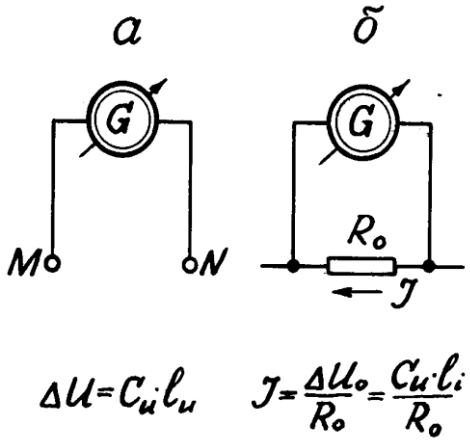

Рис. 1.4. Измерение разности потенциалов (*а*) и силы тока (*б*) способом непосредственного отсчета

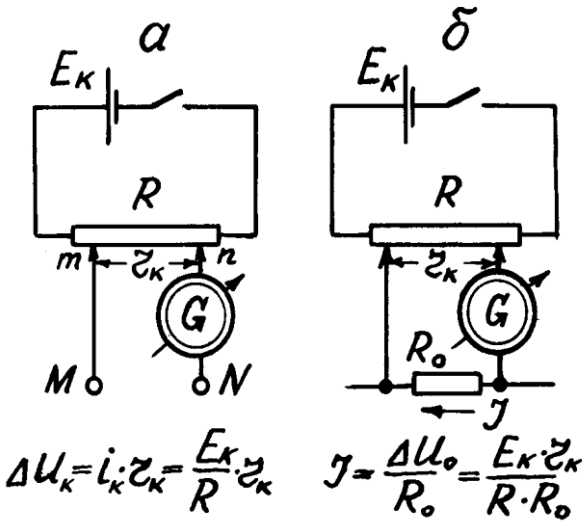

Рис. 1.5. Измерение разности потенциалов (*а*) и силы тока (*б*) компенсационным способом

Измерение силы тока I обоими способами сводится к измерению падения напряжения ΔU_0 на известном сопротивлении R_0 и последующем вычислении силы тока по формуле закона Ома (см. рис. 1.4 и 1.5).

Как известно, большей точностью отличается компенсационный способ, так как при его применении, во-первых, отсутствуют потери напряжения в подводящих проводах, поскольку ток в них в момент измерения равен 0; во-вторых, исключаются погрешности, связанные с изменением чувствительности измерительного прибора; в-третьих, уменьшаются индуктивные помехи и искажения поля, связанные с ответвлением тока в измерительную цепь.

Тем не менее, на сегодняшний день в аппаратуре ГИС большим распространением пользуется способ непосредственного отсчета, так как в виду его простоты он стал применяться раньше, и аппаратура, реализующая его, достигла большего совершенства.

§ 3. Измерение частоты тока

Основной метод измерения частоты в каротажной аппаратуре носит название ***метода заряда и разряда конденсатора***. Сущность метода (рис. 1.6) заключается в измерении тока разряда конденсатора, попеременно переключаемого с заряда на разряд с частотой, равной измеряемой *f*. Если положить, что конденсатор C заряжается до напряжения U_1 и разряжается до U_2, то за один цикл переключения с заряда на разряд количество электричества, отданное конденсатором через микроамперметр мкА, составит: $q = C \cdot \Delta U$, где $\Delta U = U_1 - U_2$. При количестве переключений f раз за се-

кунду количество электричества, протекающего через мкА, т. е. ток, составит $I = q \cdot f = C \cdot \Delta U \cdot f$. Следовательно, ток через микроамперметр пропорционален измеряемой частоте *f*.

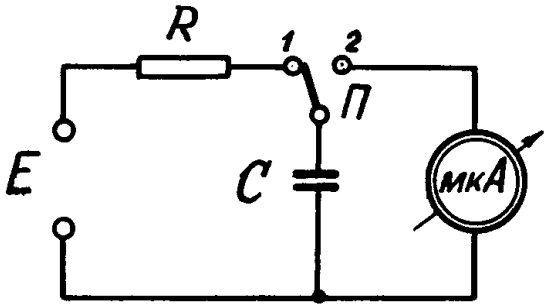

Рис. 1.6. Измерения частоты электрического сигнала способом заряда-разряда конденсатора

Для обеспечения линейной зависимости тока от частоты в приборах предусматривают ограничители, поддерживающие постоянные значения напряжений U_1 и U_2 во всем рабочем диапазоне частот, а в качестве переключателя П применяют электронные коммутаторы, осуществляющие переключение при подаче на вход напряжения измеряемой частоты.

Пределы измерения меняют посредством изменения емкости конденсатора *C* или шунтирования микроамперметра резистором.

Приборы, реализующие описанный метод измерения, называются ***конденсаторными частотомерами.***

Значительно реже в аппаратуре ГИС применяют еще один метод измерения частоты, называемый ***методом дискретного счета.*** Этот метод заключается в преобразовании непрерывных величин в дискретные, а именно, колебаний – в число импульсов *n*, подсчитываемых электронным счетчиком за строго определенный отрезок времени Δt_K:

$$f = \frac{n}{\Delta t_K}.$$

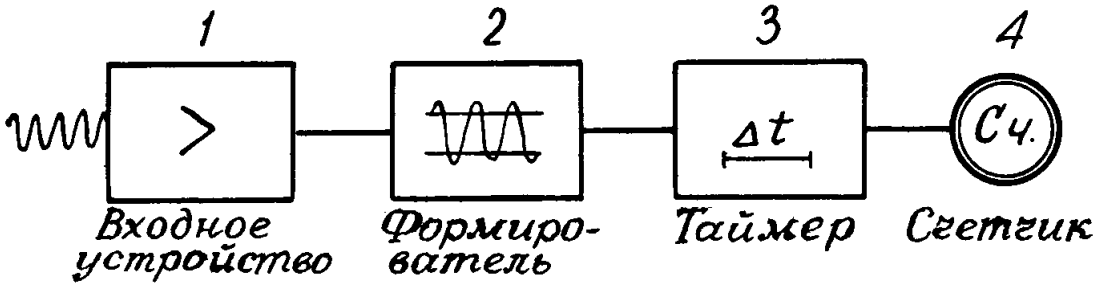

Рис. 1.7. Измерение частоты способом непосредственного счета

Блок-схема такого частотомера (рис. 1.7) включает в себя входное устройство, формирующее устройство (обычно усилитель-ограничитель), таймер и счетчик импульсов.

§ 4. Измерение временных интервалов

В аппаратуре ГИС используется метод измерения временных интервалов, называемый ***методом заряда конденсатора***, который состоит в преобразовании интервала времени в пропорциональную ему величину напряжения, до которого за это время заряжается конденсатор от стабилизированного источника тока (рис. 1.8).

Как известно, напряжение на конденсаторе

$$U_C = \frac{1}{C}\int_0^{\Delta t} I \cdot dt,$$

если $I = \text{const}$, $U_C = \frac{I}{C} \cdot \Delta t$, т. е. показания измерительного прибора пропорциональны интервалу времени Δt.

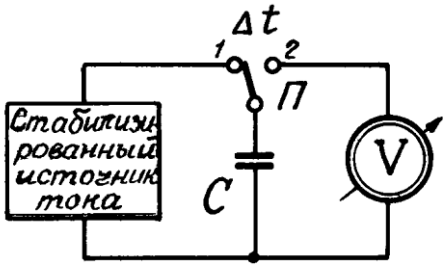

Рис. 1.8. Измерение временных интервалов способом заряда конденсатора

Всю аппаратуру для ГИС можно подразделить на основную, применяемую для выполнения многих методов исследования, – это так называемые ***каротажные станции*** и специальную, применяемую для отдельных методов – это ***скважинные приборы.***

Контрольные вопросы

1. Назовите основные узлы скважинной телеметрической системы.
2. Какой из узлов ТС играет определяющую роль?
3. Как классифицируются электрические преобразователи (датчики)?
4. Приведите примеры применения различных видов электрических первичных преобразователей в аппаратуре ГИС.
5. Какие выходные параметры вырабатывают электрические датчики?
6. Какие методы измерения разности потенциалов и силы тока применяются в аппаратуре для ГИС? Какие методы известны Вам кроме этих?
7. В чем суть конденсаторного способа измерения частоты? Какие еще способы измерения частоты электрического сигнала Вам известны?
8. В чем суть способа измерения временных интервалов, называемого способом заряда конденсатора?

Глава 2. Каротажные станции

§ 1. Функциональная схема каротажной станции

Каротажные станции монтируются, как правило, на автомашинах повышенной проходимости и содержат измерительную аппаратуру и спускоподъемное оборудование.

Аппаратура каротажных станций, как показано на рис. 2.1, включает в себя скважинный прибор 1, каротажный кабель 2, измерительную панель 3, регистратор 4, блок питания скважинного прибора 5, панель контроля каротажа 6 и силовой блок 7.

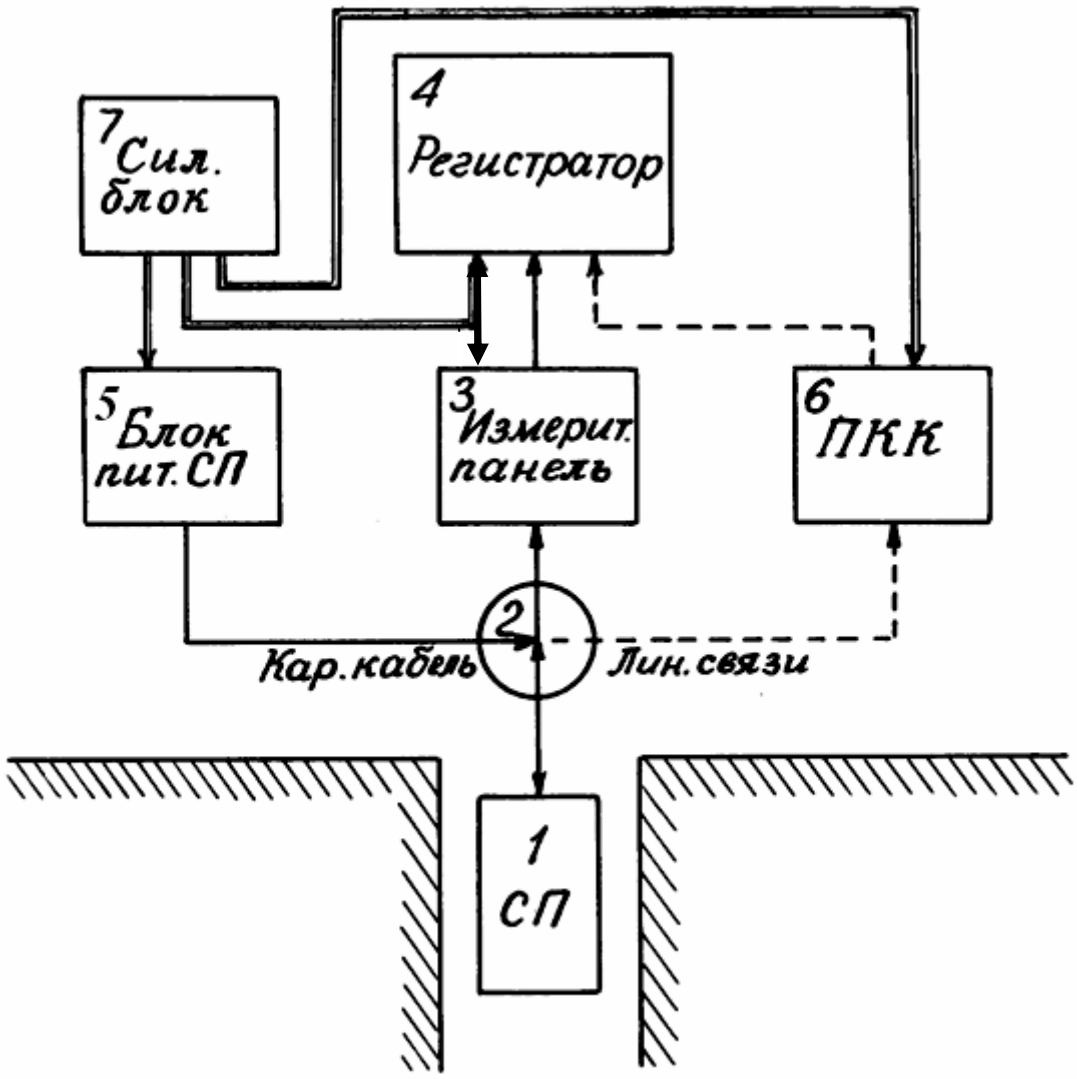

Рис. 2.1. Функциональная схема измерительной аппаратуры каротажной станции

Скважинный прибор (СП) содержит первичный преобразователь и некоторые вспомогательные устройства: вторичные преобразователи, источники питания этих преобразователей, элементы схем телеконтроля и

телеуправления и прочее. Конструкции СП будут подробнее рассмотрены нами далее.

Каротажный кабель представляет собой линию связи между СП и наземной частью измерительной аппаратуры.

Измерительная панель содержит фильтры, отделяющие полезный сигнал от помех, усилители (или аттенюаторы) сигнала, выпрямитель. Измерительные панели могут быть сменными, для каждого СП – своя.

Регистратор – это основной и наиболее сложный блок каротажной станции. Он обеспечивает запись измеряемых параметров в функции глубины скважины в аналоговой или цифровой форме. Как правило, регистратор имеет несколько (от 2 до 16) измерительных каналов и включает в себя различные вспомогательные устройства, служащие для повышения точности измерений: переключатели пределов измерения и масштабов глубин, отметчики марок времени и меток глубин, компенсаторы поляризации и др.

Конструкции регистраторов обычно унифицированы.

Вся линия блоков станции от СП до регистратора как раз и представляет собой ту телеметрическую систему, которая была рассмотрена нами ранее (см. рис. 1.1).

Блок питания скважинного прибора содержит устройства для регулировки, контроля и стабилизации питания скважинных приборов. Эти блоки бывают сменными, так как одни СП питаются переменным током промышленной частоты (например, приборы радиоактивного каротажа), другие – переменным током пониженной частоты от 5 до 25 Гц (зонды КС), третьи – постоянным (каверномеры, термометры, инклинометры).

Панель контроля каротажа содержит приборы для контроля за самим процессом каротажа: счетчик глубин, измеритель скорости подъема и силы натяжения кабеля, усилитель магнитного меткоуловителя и др. Эти панели обычно унифицированы и без изменений входят в состав различных каротажных станций.

Силовой блок содержит устройства регулировки, контроля и стабилизации напряжения и силы тока, необходимые для питания всех остальных блоков станции. Силовой блок подключается к внешнему источнику напряжения промышленной частоты или к собственному бензоэлектрическому генератору каротажной станции.

Спуско-подъемное оборудование включают в себя следующие устройства:

-***лебедку*** с каротажным кабелем. Лебедка приводится во вращение от мотора автомашины. Скорость подъема можно менять в пределах от нескольких десятков до нескольких тысяч м/час. Лебедка имеет коллектор и автоматический кабелеукладчик. Емкость лебедок каротажных станций – до 2000 м кабеля. Лебедки большей емкости устанавливаются на так называемых ***каротажных подъемниках***, которые эксплуатируются в ком-

плекте с каротажными лабораториями, содержащими только измерительную аппаратуру;

-***бензоэлектрический агрегат*** – автономный генератор переменного тока с бензиновым двигателем;

-***комплект соединительных проводов*** для подключения станции к внешней сети, для соединения станции с выносным оборудованием на устье скважины, для поверхностных электродов.

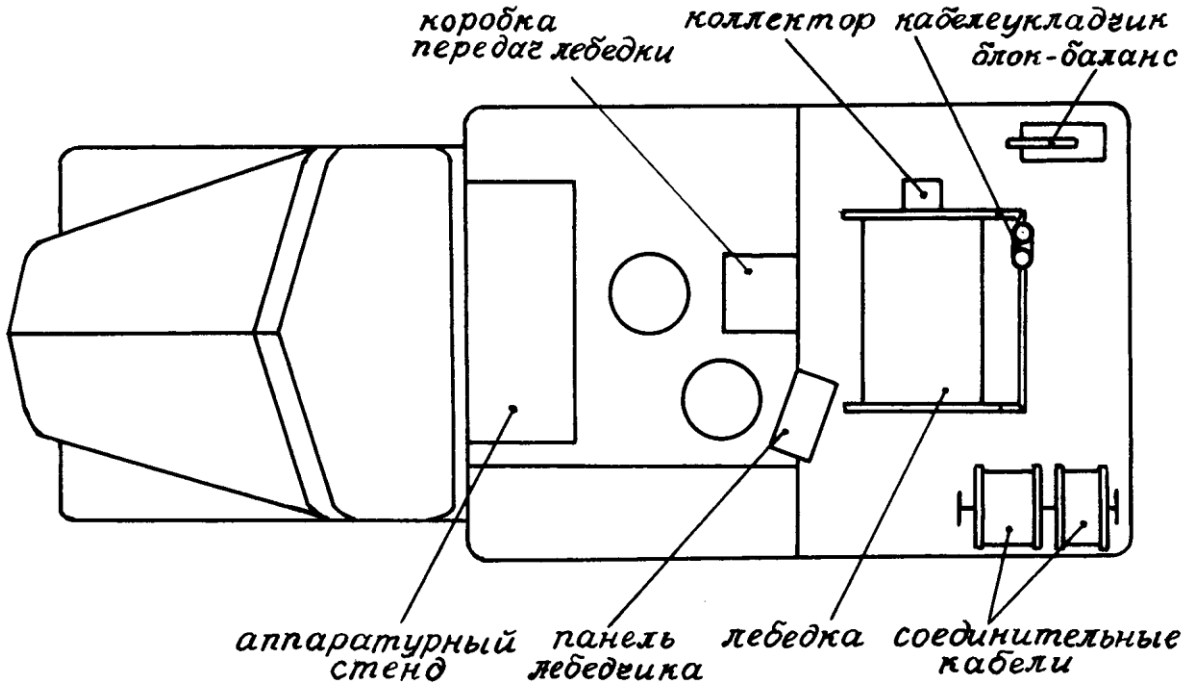

Рис. 2.2. Размещение измерительной аппаратуры и спуско-подъемного оборудования в кузове каротажной станции на примере СК-1-74

Размещение измерительной аппаратуры и спуско-подъемного оборудования в кузове каротажной станции показано на рис. 2.2.

§ 2. Регистрирующие приборы каротажных станций

В аппаратуре ГИС используются аналоговые и цифровые регистраторы. Аналоговые регистраторы бывают двух видов: каротажные осциллографы и автоматические каротажные потенциометры.

Каротажные осциллографы (фоторегистраторы). Фоторегистраторы (ФР) оснащены зеркальными гальванометрами, имеющими традиционное устройство. Они включают в себя магнитную систему, между полюсами которой располагается тонкая проволочная рамка на упругих растяжках, над рамкой на верхней растяжке наклеено миниатюрное металлическое зеркальце (рис. 2.3).

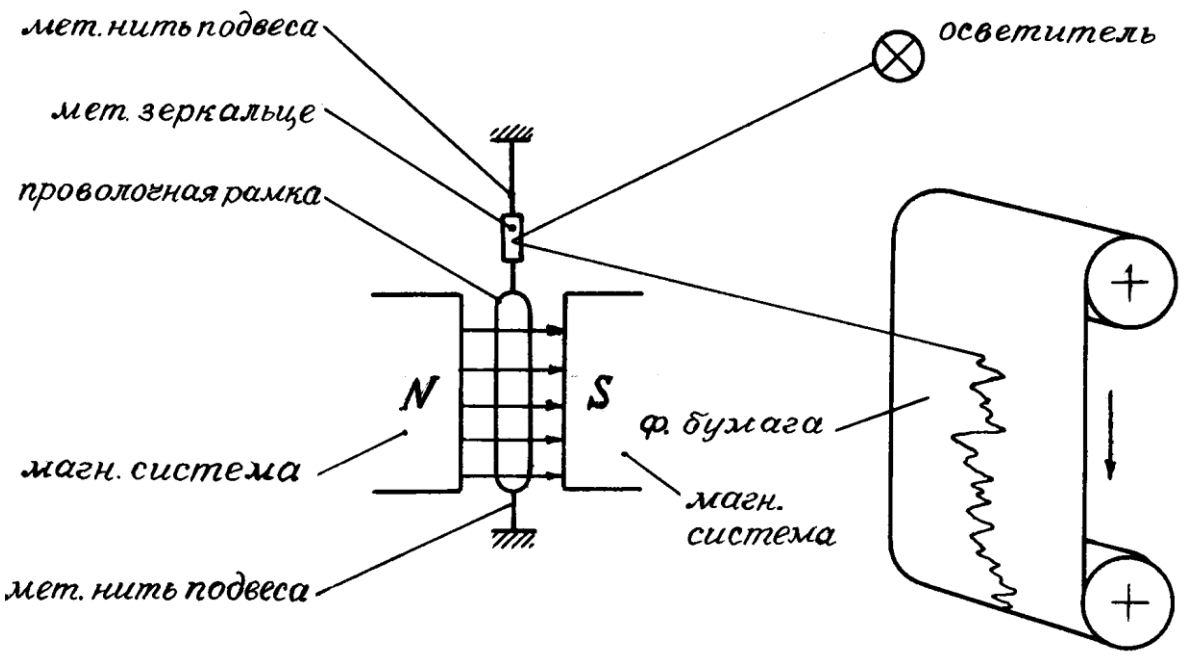

Рис. 2.3. Принцип действия зеркального гальванометра

Когда через рамку пропускают измеряемый ток, его магнитное поле взаимодействует с магнитным полем системы, поворачивая рамку на определенный угол, а луч света от лампочки, отраженный зеркальцем, перемещается по диаграммной ленте (фотобумаге). Для повышения тряскоустойчивости рамку помещают в жидкость повышенной плотности.

Зеркальные гальванометры имеют очень высокую чувствительность и характеризуются постоянными по току порядка $K_i = 0{,}5 - 0{,}75$ мкА/см. Отличительной особенностью гальванометров каротажных фоторегистраторов является низкая собственная частота f_0=1-2 Гц и степень успокоения β=0,6-0,8.

Марки современных каротажных гальванометров: М007, М012, М033. Все они имеют одинаковую конструкцию и отличаются только величиной постоянной по току и собственной частотой.

В составе ФР находится не один, а ряд (от 6 до 20) гальванометров, которые группируются в несколько измерительных каналов, содержащих от 1 до 3 гальванометров и набор элементов, служащих для регулировки электрической цепи измерительного канала. На рис. 2.4, *а* представлена типовая измерительная схема канала КС, содержащая три последовательно соединенных гальванометра. В цепи каждого из гальванометров последовательно с ним включен реостат R_Y и параллельно реостат R_X. С помощью реостатов R_X измерительные цепи трех гальванометров регулируются таким образом, чтобы масштабы записи соседних гальванометров загрублялись в 5 раз и относились как 1:5:25. Это сделано для расширения диапазона записи измерительного канала, так как кажущиеся сопротивле-

ния горных пород и руд варьируют в очень широких пределах – от 0,1 до 10^8 Ом·м. В случае измерения высоких значений КС блик первого, самого чувствительного гальванометра, может "зашкалить", выйти вправо за пределы диаграммы, при этом в пределах диаграммы остается запись более грубого второго или самого грубого – третьего гальванометра, как это показано на рис. 2.4, *б*.

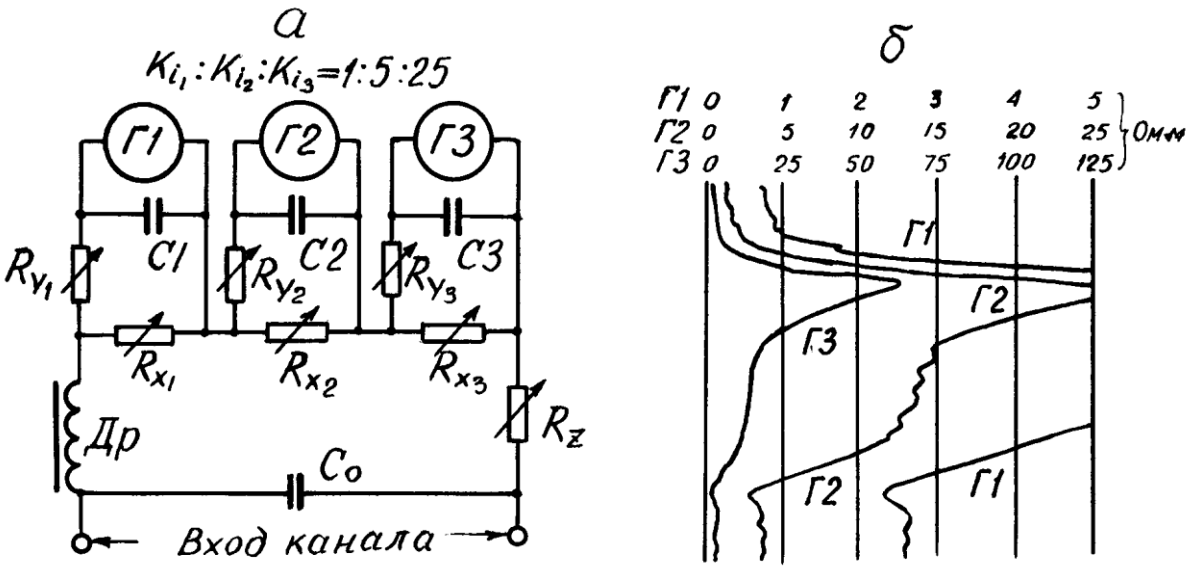

Рис. 2.4. Электрическая схема измерительного канала фоторегистратора (*а*) и пример записи им диаграммы КС на пласте высокого сопротивления (*б*)

Реостаты R_Y служат для регулировки степени успокоения гальванометров, конденсаторы $C1$-$C3$ – для получения оптимальной собственной частоты гальванометра в измерительной схеме.

Реостат R_Z предназначен для регулировки полного сопротивления измерительного канала, а дроссель Др и конденсатор C_o образуют фильтр, не пропускающий помехи переменного тока.

Каждый гальванометр снабжается электрическим корректором нуля, с помощью которого через гальванометр пропускают небольшой постоянный ток, знак и величину которого подбирают опытным путем, добиваясь нулевого положения блика гальванометра на диаграммной ленте перед началом измерений.

Всего в разных фоторегистраторах бывает от 3 до 8 измерительных каналов, что позволяет за одну спуско-подъемную операцию записать сразу несколько разных каротажных диаграмм, например, 3 диаграммы КС с разными зондами и диаграмму ПС или диаграммы ГК и НГК и т. д.

В современных ФР предусмотрена возможность смещения начала записи разных кривых с учетом различного положения по глубине датчиков в скважинном приборе и возможность нанесения условных обозначений различных горных пород на литологическую колонку. Метки глубин на

диаграммах "оцифровываются" – на них фотографируются показания счетчика глубин. Кроме того, на диаграмму наносятся марки времени (через каждые 0,5 мин), а также линии горизонтальной и вертикальной разграфки (последние – через 2 см).

Лентопротяжные механизмы ФР обычно сдвоены, что позволяет записывать один и тот же параметр сразу в двух масштабах глубин: основном и детальном. Масштабы глубин стандартные и выбираются в соответствии с принятой методикой измерений. Основные масштабы глубин: 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500, 1:200; при детализации включаются дополнительные масштабы, для чего знаменатель основных уменьшается в 10 раз.

Марки каротажных ФР отечественного производства: НО13, НО15, НО17 (переносной), НО28, НО65 (с видимой фотозаписью ультрафиолетовым светом).

Каротажные станции и лаборатории, оснащенные фоторегистраторами, носят название автоматических: АКС-4, АКС/П-65, АКС/Л-7, СК-1-74 и др.

Автоматические каротажные потенциометры. В этих потенциометрах реализуется компенсационный способ измерения в автоматическом режиме (рис. 2.5, *а*).

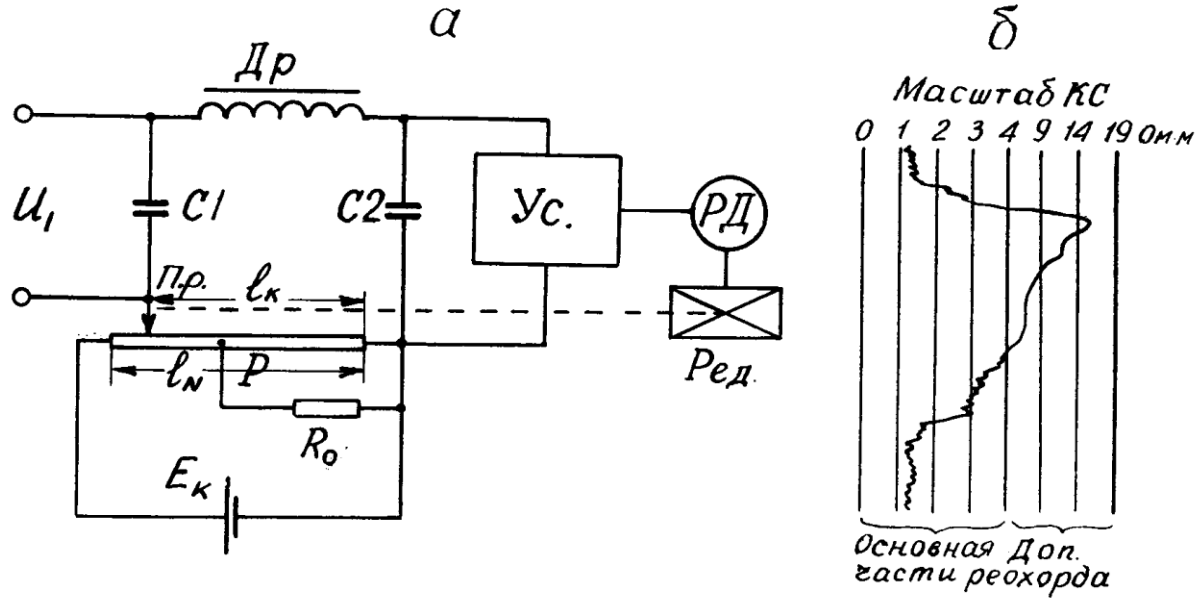

Рис. 2.5. Электрическая схема измерительного канала автоматического потенциометра (*а*) и пример записи им диаграммы КС над пластом высокого сопротивления (*б*). Шкала "масштабная"

Измеряемое напряжение U_1 на участке реохорда l_K, имеющего полную длину l_N, сравнивается с компенсирующим напряжением U_K, которое создает ток от элемента E_K, питающего реохорд. Разность потенциалов небаланса $\Delta U_{НБ} = U_1 - U_K$ поступает на вход нуль-органа (усилителя)

НО, усиливается и подается на реверсивный двигатель РД, направление вращения которого зависит от знака $\Delta U_{\text{НБ}}$. Двигатель через редуктор перемещает ползунок в таком направлении, чтобы свести $\Delta U_{\text{НБ}}$ к нулю. В момент компенсации $\Delta U_{\text{НБ}}$=0, следовательно:

$$U_1 = U_K = \frac{U_2}{l_N} \cdot l_K ,$$

где U_2 - падение компенсирующего напряжения на всей длине реохорда l_N; $U_2 / l_N = m$ - постоянная реохорда по напряжению.

Ползунок реохорда скреплен с пером, пишущим на диаграммной ленте, которая перемещается синхронно с движением скважинного прибора по скважине.

Двигатель РД в системе автоматического потенциометра имеет такую же оптимальную собственную частоту $f_0 = 1 - 2$ Гц и степень успокоения $\beta = 0{,}6 - 0{,}8$, как и гальванометр в системе фоторегистратора. Дроссель Др и конденсаторы C_1-C_2 образуют фильтр помех переменного тока. Резистор R_0 шунтирует начальную часть реохорда, благодаря чему постоянная по напряжению на ней получается в 5 раз меньше, чем на остальной части, так что в результате масштаб записи на последней загрубляется в 5 раз, как это показано на рис. 2.5, *б*. К шунтированию части реохорда прибегают для расширения диапазона измерения канала (по аналогии с включением трех гальванометров в измерительный канал ФР).

Марки времени и метки глубин наносятся на диаграмму дополнительным пером, а линии вертикальной и горизонтальной разграфки наносятся на диаграммную бумагу заблаговременно, при ее изготовлении.

Большое преимущество автоматических потенциометров – это получение видимой записи, не нуждающейся в проявлении и закреплении.

Автоматические потенциометры, так же как и фоторегистраторы, содержат по несколько измерительных каналов. Так, например, потенциометры ПАСК-8, ПАСК-9 – двухканальные, а Н3010 – четырехканальный.

Лентопротяжные механизмы потенциометров также являются сдвоенными и имеют те же масштабы глубин, что и у фоторегистраторов.

Станции, которые оснащены такими потенциометрами, называются автоматическими электронными станциями: АЭКС-900, АЭКС-1500 и др.

Цифровые регистраторы. Регистрация диаграмм в цифровой форме облегчает их обработку и интерпретацию на ЭВМ, а это, в свою очередь, ускоряет интерпретацию и освобождает ее от субъективных ошибок, присущих отдельным интерпретаторам. Дополнительное преимущество цифровой записи – это возможность передачи информации на большие расстояния, например, со скважины в интерпретационные центры: по обычным системам связи, по телефону или по радиоканалам – через спутники.

При аналоговой регистрации результаты ГИС представляют систему кривых, изображающих зависимость измеряемого параметра от глубины. Для обработки на ЭВМ геофизические данные необходимо преобразовать в цифровую форму – перейти от кривых к последовательности чисел *a*, представляющих значения геофизической величины на различных глубинах.

Возможны два способа преобразования каротажных данных в цифровую форму: с равномерным и неравномерным интервалом (или шагом дискретизации) по глубине. Наибольшее распространение получил первый способ.

При равномерной системе преобразования последовательность чисел имеет вид:

$$a_1, a_2, a_3 \ldots a_i, a_{i+1} \ldots a_n.$$

Значения глубин, к которым относятся эти числа, могут не записываться, а глубина каждой точки z_i определяется по формуле:

$$z_i = z_1 + \Delta \cdot i,$$

где z_1 - глубина первой точки; Δ - шаг дискретизации; i - порядковый номер точки.

При этом неточность синхронизации может привести к погрешности в величине Δ и, следовательно, в определении z_i. Чтобы избежать накопления ошибок, последовательность чисел a_n разбивают на зоны. Начало и конец зоны формируются по сигналу "Метка", который подается меткоуловителем, считывающим метки глубин с кабеля, на котором они установлены заранее через 20, 40, 50 или 100 м. В этом случае глубина определяется иначе:

$$z_i = (k-1)l + \Delta \cdot I,$$

где l - расстояние между метками на кабеле; k - номер зоны (метки); i - номер точки внутри зоны.

При этой системе погрешность в определении глубины снижается во столько раз, во сколько расстояние между метками меньше глубины исследуемого интервала.

Шаг дискретизации Δ по глубине выбирается таким, чтобы отклонение кривой, построенной по цифровым данным, от исходной аналоговой кривой не превышало погрешности измерений. Обычно это 0,1-0,2 м. Для участков детализации на рудных и угольных интервалах шаг дискретизации уменьшают в 2-4 раза.

Напряжение, соответствующее величине измеряемого параметра в каждой точке, преобразуют в цифровой код с помощью аналого-цифровых преобразователей (АЦП).

Запись цифровых данных каротажа может быть осуществлена как на магнитную ленту, так и на перфоленту. Запись на перфоленту обеспечивается быстродействующими ленточными перфораторами (150 строк/с), ко-

торые дают возможность, не снижая скорости каротажа, одновременно регистрировать до 5 параметров.

Цифровая запись обычно дублируется аналоговой (с помощью ФР). Аналоговая запись необходима для предварительной оценки результатов каротажа прямо на буровой.

В настоящее время отечественной приборостроительной промышленностью разработано и выпускается несколько видов цифровых регистрирующих комплексов: аппаратура цифровой регистрации данных каротажа АЦРК-2 "Тюмень", цифровые регистраторы "Триас", "Пласт", информационно-вычислительные комплексы ИВК-Н078, ИВК-Н090 и др.

С устройством цифровых регистраторов познакомимся на примере ЦР "Триас", структурная схема которого представлена на рис. 2.6.

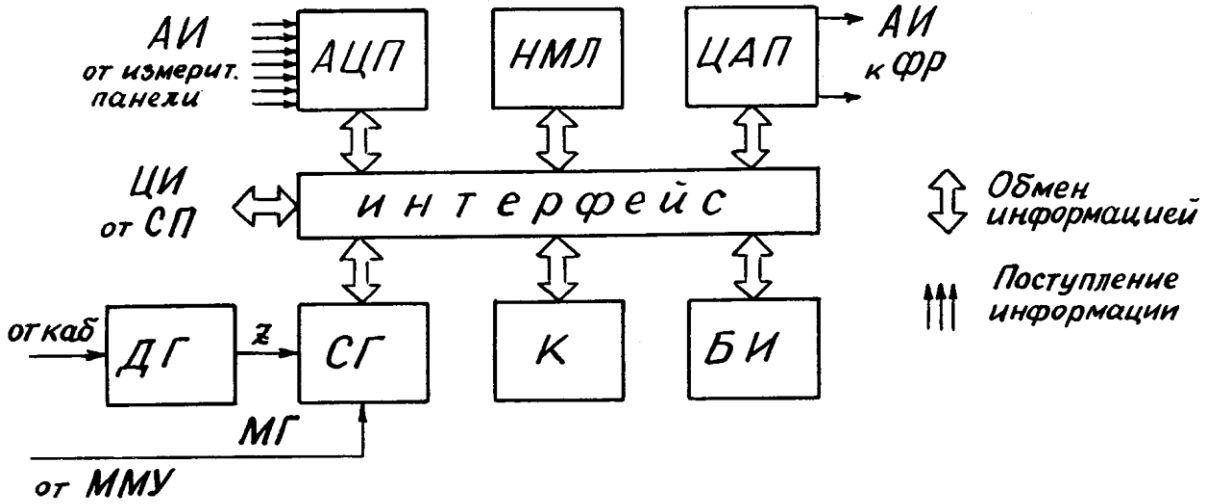

Рис. 2.6. Функциональная схема цифрового регистратора "Триас"

Регистратор предназначен для цифровой регистрации данных каротажа на магнитной ленте в формате, обеспечивающем непосредственный ввод информации в ЭВМ серии ЕС. Он имеет магистральную структуру на основе шин интерфейса по международному стандарту МЭК–625–I.

Аналоговая информация АИ из измерительной панели каротажной лаборатории поступает непосредственно на АЦП, где преобразуется в цифровую форму. Подача информации на АЦП производится путем последовательного опроса аналоговых выходов измерительных каналов панели по командам, получаемым от счетчика глубин СГ. Результаты преобразования сигналов передаются в интерфейс, а затем в накопитель на магнитной ленте НМЛ для записи в заданном формате. Управление передачей информации из АЦП в интерфейс и из интерфейса в НМЛ производится контроллером К.

Определение глубины z точек измерения скважинного прибора СП производится с помощью датчика глубин ДГ и счетчика глубин СГ. Последний определяет глубину z, формирует и передает на шины интерфейса

такты запуска регистратора в соответствии с выбранным шагом квантования Δ, цифровые отсчеты глубин *z*, признаки "Метка глубин" (МГ) и признаки направления перемещения СП в скважине.

При работе регистратора ***в режиме воспроизведения*** СГ формирует сигналы МГ и передает их устройствам каротажной лаборатории. При воспроизведении информация поступает в цифро-аналоговый преобразователь ЦАП по шинам интерфейса, а оттуда – в блок индикации БИ для визуального контроля данных каротажа и глубин при регистрации и воспроизведении. БИ производит индикацию фиксируемых данных в любом из 16 каналов регистрации в зависимости от установленного номера канала.

Регистратор обеспечивает несколько режимов работы с учетом его применения в каротажных лабораториях и системах обработки данных:

1. "Контроль" – режим для контроля входной информации при подготовке к записи.
2. "Контроль с записью" – для оценки работоспособности регистратора и записи процедур подготовки к регистрации цифровой информации на магнитной ленте (МЛ).
3. "Запись метки начала файла" – для записи на МЛ признака начала и номера файла.
4. "Запись поверок" – для регистрации положения нуля, калибровочных сигналов, стандарт-сигналов и пр.
5. "Запись данных" – для записи на МЛ величин *z*, МГ и показаний измерительных систем в выбранных каналах регистрации.
6. "Запись метки конца файла" – для записи на МЛ признака конца файла и его номера.
7. "Поиск" – для поиска необходимой информации на МЛ по номеру и меткам конца или начала файла.
8. "Воспроизведение" – для воспроизведения данных в аналоговой форме с помощью каротажного осциллографа.

В случае использования скважинных приборов с цифровым преобразователем информации внутри СП цифровая информация из него подается непосредственно на шины интерфейса, по которым поступает в НМЛ, где и фиксируется. Число одновременно регистрируемых параметров – 16, включая канал *z*.

Шаг квантования по глубине – 0,01; 0,1 и 0,2 м.

Дискретность преобразования сигнала – 100 или 500 мкВ.

Диапазон цифрового преобразования – 80 дБ.

Носитель информации – магнитная лента шириной 25 мм, максимальная глубина каротажа, результаты которого умещаются на одной ленте – 2000 м при Δ=0,1 м. Максимально допустимая скорость каротажа – 5000 м/час. Питается регистратор от сети с переменным напряжением 220 В.

Лаборатории, оснащенные цифровыми регистраторами: ЛЦК-10, ЛКЦС-10, СКР-1 и др.

§ 3. Компьютеризированные каротажные станции

За последнее десятилетие прошлого века произошло техническое переоснащение отечественной каротажной службы, выразившееся в замене обычных каротажных станций с аналоговыми или цифровыми регистраторами новыми, компьютеризированными каротажными станциями, а обычных скважинных приборов – комплексными скважинными приборами, зачастую с цифровым выходом информации.

Функциональная схема компьютеризированной каротажной станции представлена на рис. 2.7.

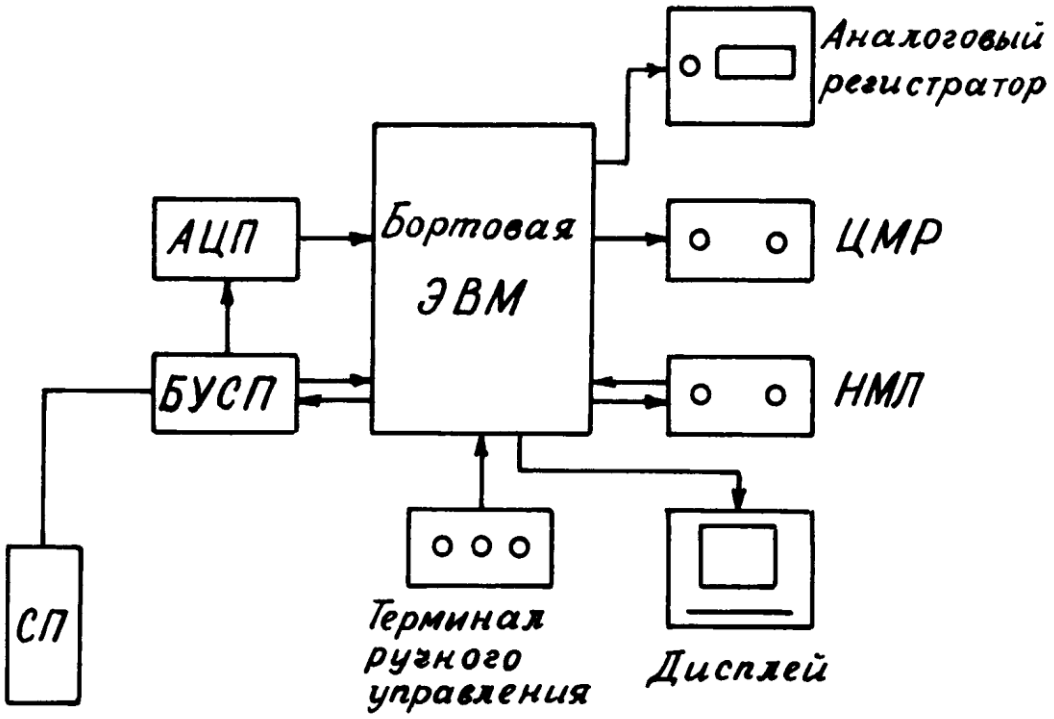

Рис. 2.7. Функциональная схема компьютеризированной каротажной станции (по В. М. Добрынину)

С датчиков, размещенных в комплексном скважинном приборе СП, информация поступает на блок управления скважинным прибором БУСП. Назначение БУСП – это определение точки записи и совмещение по глубинам диаграмм различных регистрируемых параметров; проверка, настройка и градуировка измерительных каналов.

С БУСП предварительно обработанная информация о регистрируемых параметрах в аналоговой форме и преобразованная в цифровую форму на АЦП подается на бортовую ЭВМ, которая обеспечивает: управление работой станции, интерпретацию получаемых результатов, выдачу информации на аналоговый регистратор АР, запись ее в цифровом коде на магнитную

ленту цифрового магнитного регистратора ЦМР и передачу информации на экран дисплея.

В понятие "управление работой" включаются: автоматизированная настройка измерительных и регистрирующих каналов, калибровка приборов, градуировка измерительных каналов, выбор и установка масштабов регистрации, диагностика неполадок.

Автоматизированная обработка получаемой информации обеспечивает контроль качества материалов. Кроме того, в процессе каротажа непосредственно на скважине получают сведения о литологии разреза, о наличии и местоположении в нем коллекторов; проводят предварительную оценку пористости и характера насыщения.

Управление бортовой ЭВМ осуществляется из блока накопления НМЛ, где на магнитной ленте сконцентрирована библиотека программ управления процессом измерения и интерпретации. Предусмотрена также возможность ручного управления ЭВМ с терминала ручного управления.

Примером компьютеризированных станций могут служить станции "Гектор", "Мега", "Карат-П", "Гранит-Оникс", "Кедр", "Вулкан" и др.

Контрольные вопросы

1. Какие блоки включает в себя функциональная схема измерительной аппаратуры каротажной станции?
2. Какие устройства включает в себя спуско-подъемное оборудование каротажных станций?
3. Поясните принцип действия зеркального гальванометра.
4. С какой целью измерительный канал фоторегистратора КС содержит 3 гальванометра? Как они соединены по отношению друг к другу – последовательно или параллельно?
5. Какие преимущества перед фоторегистратором имеет автоматический каротажный потенциометр?
6. Укажите преимущества цифровой регистрации результатов каротажа.
7. С какой целью на кабеле устанавливаются метки глубин?
8. Какие функции выполняет бортовая ЭВМ в компьютеризированных каротажных станциях?

Глава 3. Скважинные приборы, каротажные кабели, вспомогательное оборудование

§ 1. Скважинные приборы

Для проведения ГИС в скважину опускают специальный скважинный прибор, который, взаимодействуя с исследуемым объектом (стенками скважины, буровым раствором или определенными физическими полями),

вырабатывает соответствующую информацию или производит необходимую работу (отбор проб промывочной жидкости, пластового флюида или образцов грунта из стенок скважины, проделывание отверстий в обсадной колонне и т. п.).

Скважинные приборы должны работать в весьма сложных условиях, которые характеризуются, во-первых, ограниченным диаметром скважин, во-вторых, высоким внешним давлением и, в-третьих, высокой температурой.

Кроме того, скважинные приборы должны обладать определенной устойчивостью против химической активности среды и вибростойкостью, учитывая условия их транспортировки по отечественным дорогам.

Диаметр СП должен быть таким, чтобы он легко проходил в исследуемые буровые скважины. Диаметр последних особенно мал на рудных месторождениях, разведочное бурение на которых ведется с применением алмазных буровых коронок, минимальный наружный диаметр которых составляет всего 26 мм (максимальный – 112 мм). Диаметр нефтяных и газовых скважин заметно больше и, в зависимости от типа и размера буровой коронки, составляет от 112 до 396 мм.

Гидростатическое давление в скважине зависит от ее глубины и плотности бурового раствора. Если учесть, что каждые 10 м водяного столба увеличивают давление на 1 атм или на 0,1 МПа, то нетрудно подсчитать, каким будет давление на глубине 1 тыс. м и более.

Для справки: современные подводные лодки типа "Гепард" рассчитаны на погружение до 600 м, а самая глубокая скважина в мире (Кольская сверхглубокая СГ-1) достигает 12300 м. Следовательно, скважинные приборы для таких скважин должны выдерживать давление, превышающее, по крайней мере, в 20 раз то давление, на которое рассчитаны подводные лодки.

Далее, как известно, среднее значение геотермического градиента составляет 3 °С на 100 м. Это означает, что на забое скважины глубиной 1000 м температура может достичь 30 °С, а в скважине глубиной 7000 м – 210 °С.

Припои, которыми паяют обычные электронные схемы, имеют температуру плавления от 60 до 240 °С, так что при неправильном выборе припоя схемы СП, предназначенные для исследования глубоких скважин, могут легко выйти из строя.

Таким образом, скважинный прибор должен обладать минимальным диаметром, баро- и термостойкостью, высокой механической прочностью и, наряду с этим, надежностью, стабильностью и точностью измерений. Кроме того, конструкция СП должна обеспечивать легкий доступ к его внутренним частям для осмотра и ремонта.

Многообразие решаемых задач и геолого-технических условий эксплуатации обусловливает наличие большого количества видов и типоразмеров скважинных геофизических приборов.

Тем не менее, все СП имеют следующие общие элементы: верхний (кабельный) наконечник с изолированным и герметичным электровводом; герметичный охранный корпус; размещенную в корпусе электронную, электрическую или электромеханическую схему и нижний наконечник.

Верхний (кабельный) наконечник должен обеспечивать герметичное подсоединение электрической схемы СП к каротажному кабелю. Кроме того, он должен нести на себе механическую нагрузку, равную весу прибора и груза к нему. Конструкции кабельных наконечников с электровводом унифицированы для всех видов СП. Герметизация электроввода обеспечивается за счет применения так называемого "свечного моста".

Дополнительное требование к верхнему наконечнику: он должен облегчать извлечение СП из скважины с помощью специального ловильного инструмента в случае обрыва прибора в скважине. Внешний вид верхнего наконечника показан на рис. 3.1.

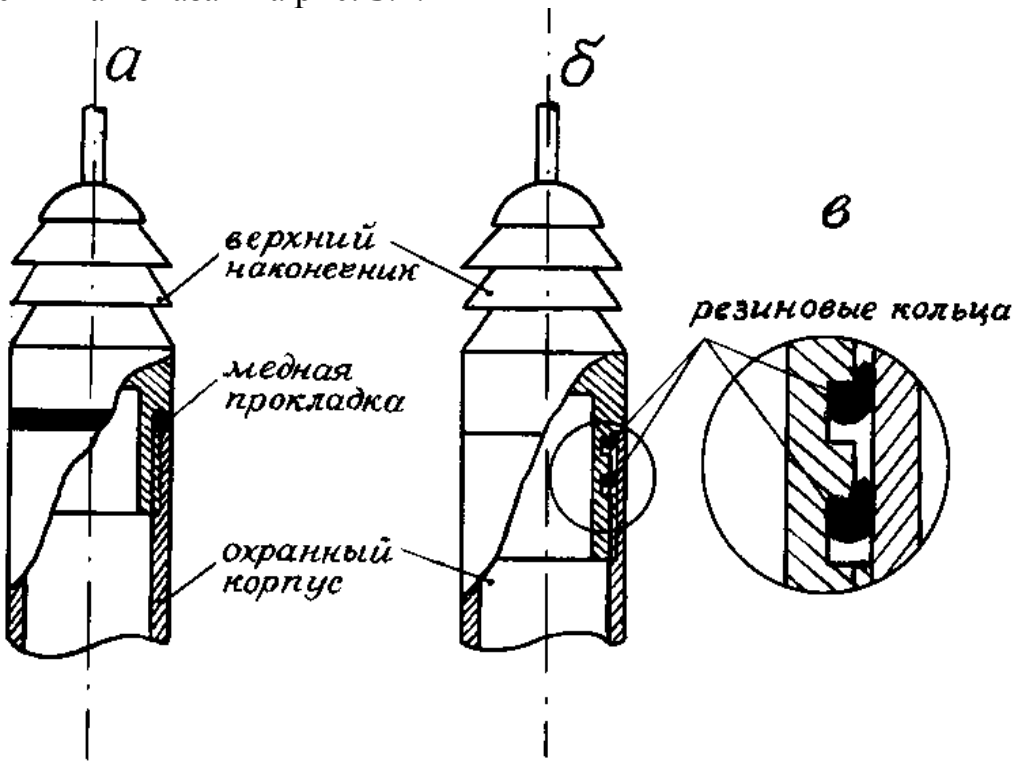

Рис. 3.1. Герметизация соединения верхнего (кабельного) наконечника с охранным корпусом при помощи медных (паронитовых) прокладок (*а*) или резиновых уплотнительных колец (*б, в*)

Герметичный охранный корпус должен предохранять всю внутреннюю "начинку" СП от попадания влаги, нарушений электрической изоляции и смятия под действием ударов или гидростатического давления. Кроме того, в некоторых случаях он должен удовлетворять еще и дополнительным требованиям: например, быть немагнитным (для скважинных инклинометров и каппаметров, приборов индукционного каротажа), пропускать мягкое рентгеновское излучение (для приборов РРК) или, наоборот,

задерживать мягкое рассеянное γ-излучение (для приборов НГК) и т. п. Корпус, как правило, имеет цилиндрическую форму.

Приказом бывшего Министерства геологии нашей страны был утвержден нормальный ряд диаметров СП: 25; 30; 36; 40; 48; 60; 70; 90 и 100 мм.

Для защиты от внешнего давления корпус СП заполняют трансформаторным или другим маслом и сообщают с компенсатором давления, представляющим собой резервуар с эластичными стенками – сильфон, который воспринимает внешнее давление и передает его жидкости, заполняющей охранный корпус (рис. 3.2, *а*).

Еще один способ защиты электронных схем СП от внешнего давления – заполнение охранного корпуса затвердевающим наполнителем, но этот способ исключает возможность последующего ремонта скважинного прибора.

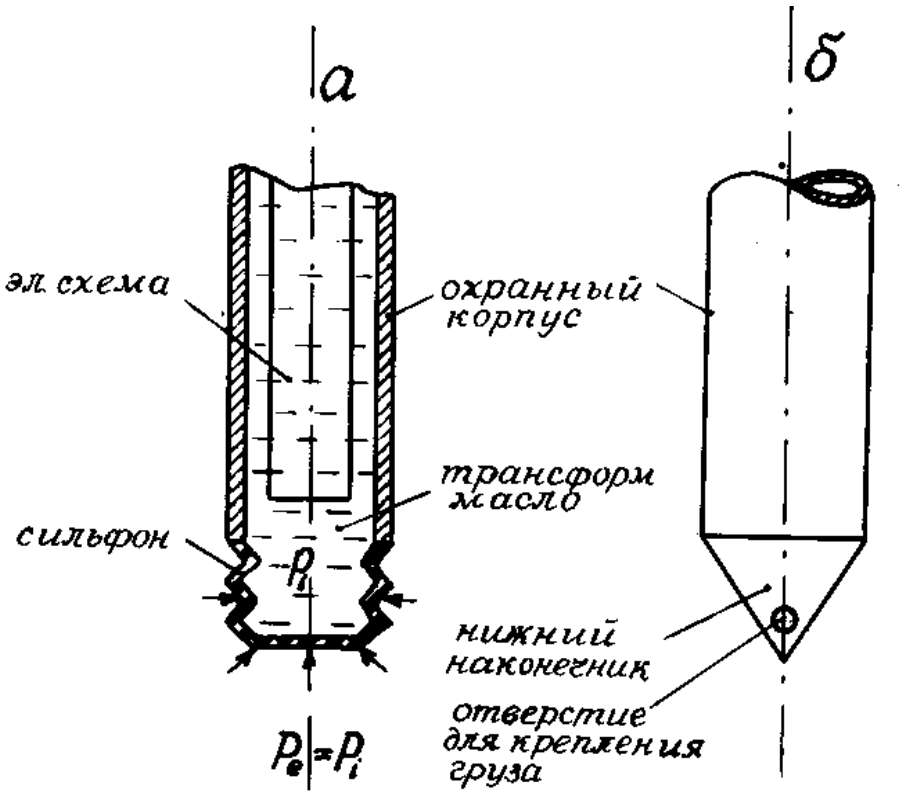

Рис. 3.2. Компенсатор давления (*а*) и нижний наконечник (*б*) скважинного прибора

Герметизация соединения корпуса с верхним наконечником достигается с помощью паронитовых или медных прокладок (см. рис. 3.1, *а*) или резиновых колец (рис. 3.1, *б*).

Внешний диаметр резиновых колец больше внутреннего диаметра охранного корпуса и, когда верхний наконечник ввинчивают в охранный корпус, кольца сжимаются и перекрывают путь промывочной жидкости внутрь скважинного прибора. Для повышения надежности устанавливают не одно, а 2 или 3 таких кольца, как показано на рис. 3.1, *б* и *в*.

Нижний наконечник (рис. 3.2, *б*) должен облегчать прохождение СП в скважину и обеспечивать механическое соединение СП с грузом и дополнительными устройствами, такими как источники нейтронов, γ-квантов и т. п.

В современных скважинных приборах конструкция верхнего и нижнего наконечников должна обеспечивать агрегатирование нескольких скважинных приборов в единую "сборку" для выполнения комплекса геофизических исследований за одну спуско-подъемную операцию.

Электронные, электрические или ***электромеханические схемы,*** составляющие внутреннее содержание или "начинку" скважинных приборов, крайне разнообразны по своему назначению и устройству и будут рассмотрены нами при знакомстве с соответствующими методами.

Агрегатирование скважинных приборов. Агрегатирование скважинных приборов обеспечивает выполнение многопараметровых измерений за одну спуско-подъемную операцию. Это не только увеличивает производительность ГИС, но и повышает их геологическую эффективность, поскольку благодаря нахождению всех датчиков в скважине в одних и тех же условиях и в одно и тоже время, дает более достоверные результаты.

Реализовать это преимущество возможно, если применить единую систему телеметрии для всего парка скважинных приборов, а последние делать "проходными", т. е. жилы кабеля пропускать транзитом через всю связку скважинных приборов, которые должны быть подключены к жилам кабеля по параллельной схеме. Каждый скважинный прибор при этом должен иметь свой аналого-цифровой преобразователь и свой модем.

Естественно, что эксплуатировать агрегатированные скважинные приборы возможно только с компьютеризированными станциями и лабораториями. Управляющая ЭВМ лаборатории через свой модем подает запрос на связку приборов, а выбранный скважинный прибор в ответ на запрос передает необходимые данные, которые заносятся на магнитный носитель и используются для визуализации и последующей обработки.

§ 2. Каротажные кабели

Каротажные кабели осуществляют электрическую связь скважинных приборов с наземной измерительной аппаратурой и, кроме того, несут механическую нагрузку. Соответственно, кабели должны иметь высокую прочность на разрыв, низкое электрическое сопротивление и хорошую гидроизоляцию. Кроме того, кабели не должны растягиваться и раскручиваться при их натяжении.

Существуют одно-, трех- и многожильные кабели. Последние могут содержать 4; 7 или 17 токопроводящих жил.

По конструкции кабели бывают шланговые, оплеточные и бронированные. В оплеточных и шланговых кабелях механическую нагрузку несут сами токопроводящие жилы, поэтому жилы включают в себя сталь-

ные проволочки, наряду с медными, имеющими низкое сопротивление. В бронированных кабелях механическую нагрузку несет наружная двойная проволочная навивка – "броня", и каждая токонесущая жила состоит только из медных проволочек.

Устройство в поперечном разрезе шлангового кабеля показано на рис. 3.3, *а*, бронированного – на рис. 3.3, *б*.

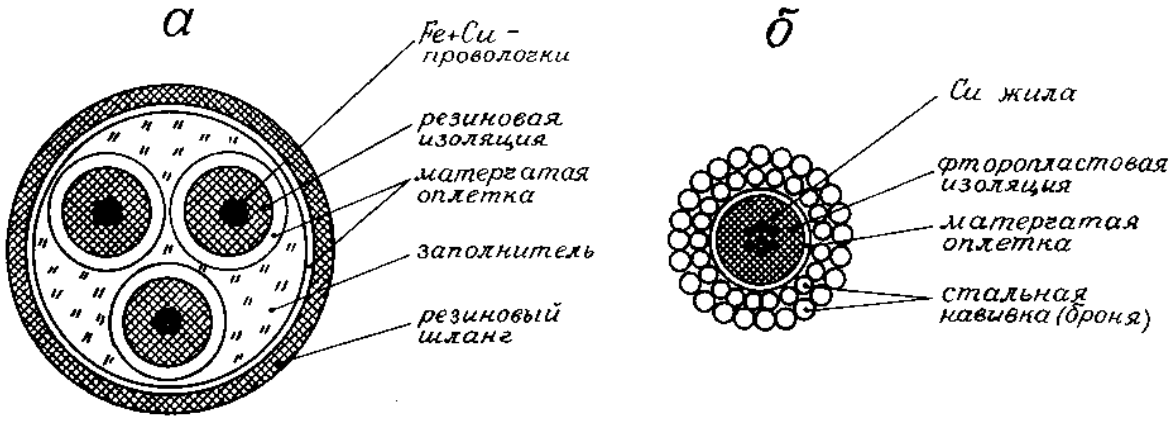

Рис. 3.3. Конструкция трехжильного шлангового (*а*) и одножильного бронированного (*б*) каротажного кабеля в поперечном разрезе

Оплеточные кабели отличаются тем, что вместо резиновой оболочки, закрывающей все три токонесущие жилы, в них применена тканевая оплетка.

Каждому типу кабеля присвоен шифр, в котором первая буква (К) означает "кабель", вторая (Г) – "геофизический", цифра после этих букв (1; 3; 7; 17) – число жил в кабеле, следующее двузначное число – разрывное усилие кабеля в кН, второе число – термостойкость кабеля в °С. Буквы в конце шифра несут дополнительную информацию. Они означают: "Ш" – шланговая оболочка; "М" – маслостойкий; "К" – коаксиальный; "ВО" – волокнистая оплетка; "ПО" – полиэтиленовая оболочка по броне; "ГС" – для горизонтальных скважин.

Таким образом, шифр, например, КГ3-10-70ВО означает: кабель геофизический, трехжильный, оплеточный с разрывным усилием 10 кН и предельной рабочей температурой 70 °С.

При каротаже нефтяных и газовых (следовательно, наиболее глубоких) скважин наибольшее распространение получили бронированные кабели. Они обладают большей прочностью и термостойкостью, кроме того, они имеют меньший диаметр и большую плотность, что облегчает их спуск в скважины с вязким и утяжеленным раствором.

Некоторые справочные данные об электрических свойствах геофизических кабелей: активное сопротивление – от 4 до 56 Ом/км при 20 °С; волновое сопротивление – от 50 до 100 Ом/км; сопротивление изоляции сухого кабеля – от 100 до 10000 МОм/км; емкость – 0,1-0,2 мкФ/км; индуктивность – от 0,8 до 10 мГн/км.

§ 3. Вспомогательное оборудование каротажных станций

Блок-баланс. Спуск кабеля вместе со скважинным прибором в скважину осуществляется с помощью специального устройства, называемого ***блок-балансом***. В зависимости от оборудования устья скважины применяют рамочные (рис. 3.4, *а*) и подвесные блок-балансы (рис. 3.4, *б*).

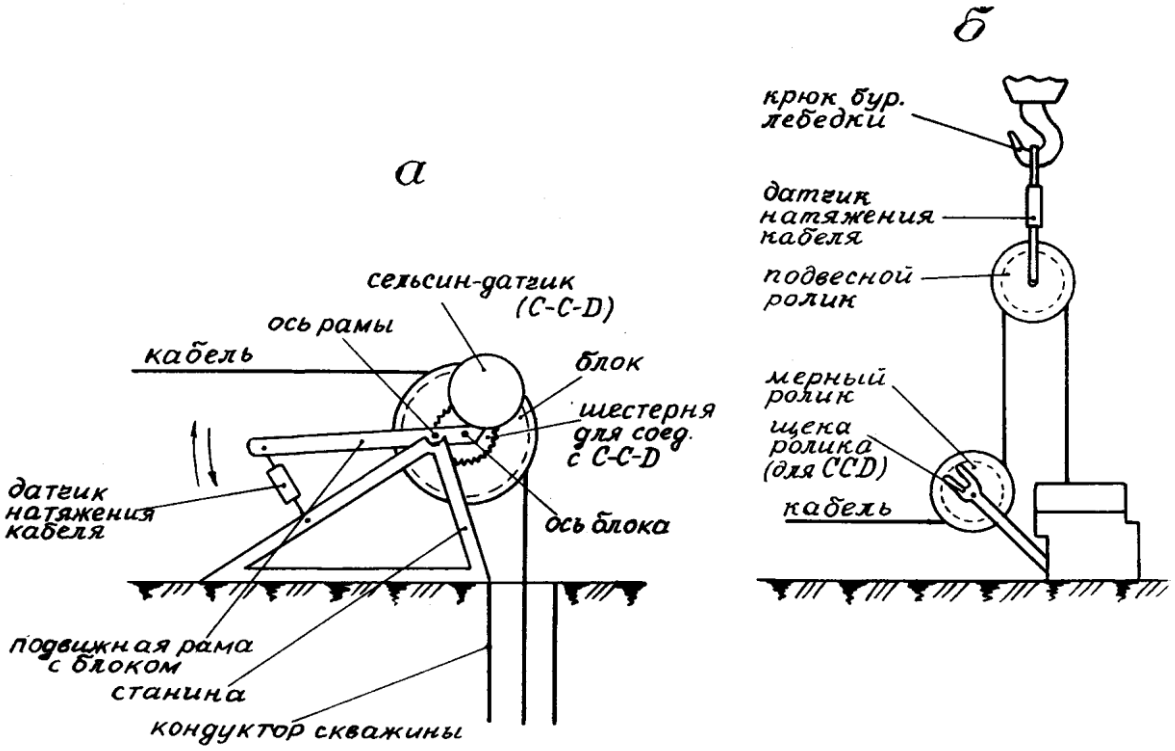

Рис. 3.4. Конструкция рамочного (*а*) и подвесного (*б*) блок-балансов

Основная часть блок-баланса представляет собой мерный ролик, обод которого имеет глубокий желоб для кабеля. Диаметр ролика по желобу рассчитан так, что одному его обороту соответствует 2 м бронированного или 1,5 м шлангового или оплеточного кабеля. Блок-баланс закрепляется на устье скважины таким образом, чтобы плоскость его мерного ролика была направлена на середину барабана лебедки с кабелем, а кабель опускался в скважину по центру ее поперечного сечения и не терся о кондуктор. Блок-балансы используются также для установки дополнительного оборудования: датчика натяжения кабеля и сельсин-датчика.

Датчик натяжения кабеля. Датчик натяжения служит для определения нагрузок на каротажный кабель. Существуют датчики типа пружинных и тензометрических динамометров.

Датчики пружинного типа используются в комплекте с блок-балансом рамочной конструкции. Такой датчик представляет из себя проволочный реостат, подвижный контакт которого перемещается при изменении наклона рамы с мерным роликом относительно станины блок-

баланса. Этот реостат включен в электрическую цепь последовательно с источником тока и стрелочным миллиамперметром, шкала которого проградуирована в кН.

Тензометрические датчики применяются в комплекте с подвесными блок-балансами. Такой датчик представляет из себя 4 тензорезистора, наклеенных на стальной стержень и соединенных по мостовой схеме, причем 2 из них наклеены вдоль оси стержня и два – поперек (рис. 3.5). Стержень размещается между крюком буровой лебедки и подвесным роликом, так что при изменении силы натяжения кабеля стержень подвергается изменяющемуся растягивающему усилию, которое вызывает изменение электрического сопротивления тензорезисторов R_1 и R_3, расположенных вдоль оси стержня. Два других тензорезистора R_2 и R_4 служат для компенсации влияния температуры. Мостовая схема питается от маломощного генератора синусоидального напряжения, а сигнал небаланса, возникающий в измерительной диагонали моста при растяжении стержня, усиливается, выпрямляется и выводится на стрелочный индикатор или какой-либо аналоговой регистратор, который может быть снабжен специальными контактами для отключения лебедки в случае увеличения силы натяжения кабеля до критического значения.

Динамометр электротензометрический каротажный ДЭК-1 измеряет натяжение кабеля от 0 до 200 кН с погрешностью ± 2 %.

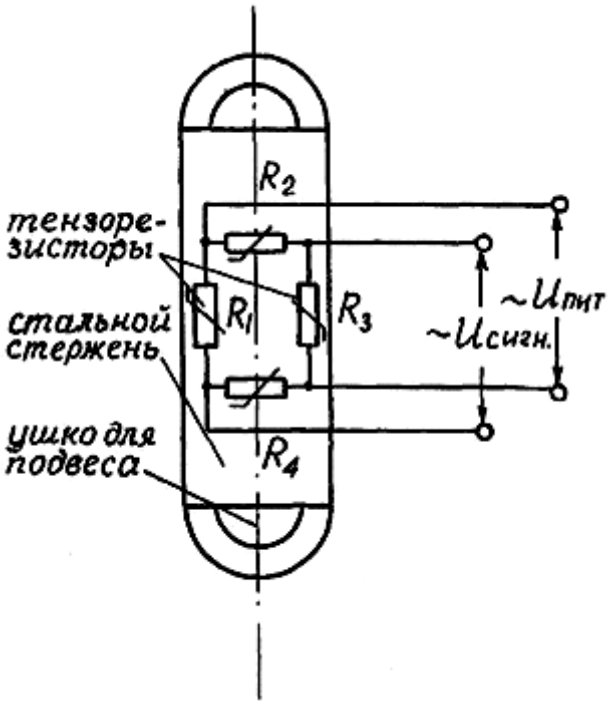

Рис. 3.5. Схема электротензометрического датчика натяжения каротажного кабеля

Намагничивающее устройство и магнитный меткоуловитель. Для точного определения глубин при каротаже на каротажном кабеле через определенные интервалы в 20; 50 или 100 м устанавливают магнитные метки глубин. Разбивку кабеля метками производят в специальной разме-

точной установке, в которой кабелю придают такое же натяжение, которое он испытывает при спуске в скважину под действием собственного веса и веса скважинного прибора с грузом. Магнитные метки представляют собой намагниченные участки стальной оплетки бронированного или стальных жил оплеточного или шлангового кабеля. Их наносят с помощью ***намагничивающих устройств***, представляющих собой электромагнит на незамкнутом С-образном железном сердечнике. Для установки магнитной метки кабель размещают в воздушном зазоре сердечника и пропускают постоянный ток через обмотку электромагнита.

Это же устройство можно использовать и для снятия (размагничивания) магнитных меток. При этом через обмотку электромагнита пропускают переменный ток промышленной частоты.

Магнитный меткоуловитель ММУ представляет собой двухэлементый магнитомодуляционный датчик или феррозонд. Он состоит из двух параллельных пермаллоевых стержней с нанесенными на них обмотками возбуждения, намотанными в противоположных направлениях (рис. 3.6). Эти обмотки питаются переменным током с частотой 50 Гц и напряжением U_1 = 100 В. Оба стержня охвачены общей сигнальной обмоткой.

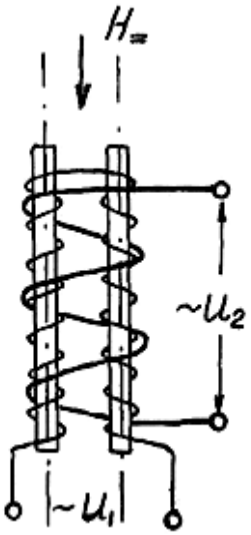

Рис. 3.6. Электрическая схема уловителя магнитных меток на кабеле (ММУ)

В отсутствии внешнего магнитного поля напряжение в сигнальной обмотке отсутствует, так как магнитные поля обоих стержней компенсируют друг друга, а при воздействии на датчик внешнего магнитного поля $H_=$, направленного вдоль оси датчика, в сигнальной обмотке появляется напряжение U_2, частота которого вдвое превышает частоту тока возбуждения, а амплитуда пропорциональна напряженности внешнего поля $H_=$ и не зависит от скорости перемещения магнитной метки через меткоуловитель.

Это напряжение усиливается, выпрямляется и подается на реле, которое наносит знак метки глубины на диаграммной бумаге или магнитном носителе.

Магнитные метки могут дублироваться витками цветной изоленты на оплетке или броне кабеля для их визуального улавливания и отбивки "вручную".

§ 4. Синхронизация перемещения носителя записи с движением кабеля и скважинного прибора

В отечественной аппаратуре ГИС синхронизация перемещения носителя записи (диаграммной бумаги или магнитной ленты) с движением кабеля и скважинного прибора по скважине осуществляется с помощью электрической автосинной (или сельсинной) передачи. Передача состоит из двух идентичных электрических машин: сельсин-датчика и сельсин-приемника. Каждая из них имеет однофазную обмотку с явно выраженными полюсами в статоре и трехфазную, соединенную "звездой" обмотку, с неявно выраженными полюсами в роторе.

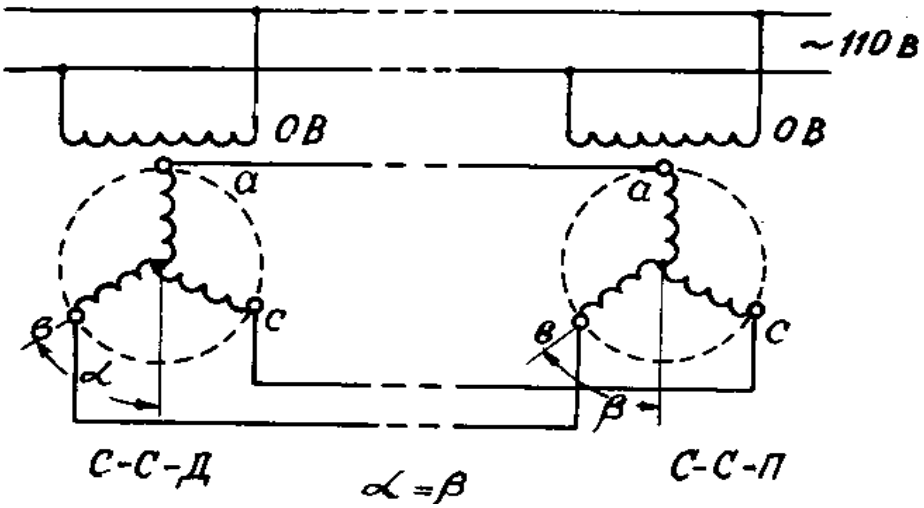

Рис. 3.7. Электрическая схема сельсинной передачи

Обмотки роторов датчика и приемника включены навстречу друг другу (рис. 3.7). Обмотки статоров подключают к источнику переменного тока промышленной частоты, который создает в них пульсирующие магнитные потоки. Эти потоки индуцируют в обмотках роторов ЭДС, зависящие от угла поворота ротора относительно статора. Если углы поворота роторов датчика и приемника равны α=β, то и ЭДС в них одинаковы, а так как обмотки включены навстречу друг другу, то токи в каждой роторной цепи *а, в, с* отсутствуют. Если углы не равны α≠β, то баланс токов нарушается, и они создают синхронизирующие магнитные моменты, стремящиеся привести к равенству α=β. Сельсин-датчик устанавливают на блок-балансе, через который кабель опускают в скважину таким образом, чтобы ротор сельсин-датчика через зубчатую передачу был связан с роликом блок-баланса, находящимся под большой нагрузкой. По этой причине в сельсинной передаче происходит поворот другого ротора, так называемого сельсин-приемника, который через зубчатую передачу и приводит в движение лентопротяжный механизм регистратора. Чем быстрее тянется кабель, тем быстрее идет протяжка носителя записи.

Меняя шестеренки, через которые передается вращение от оси сельсин-приемника к ведущему валику лентопротяжного механизма, получают различные масштабы глубин на диаграмме. С одним сельсин-датчиком могут быть связаны электрически несколько сельсин-приемников: в лентопротяжном механизме, у счетчика глубин, на панели лебедчика. Внешний вид сельсин-датчика представлен на рис. 3.8.

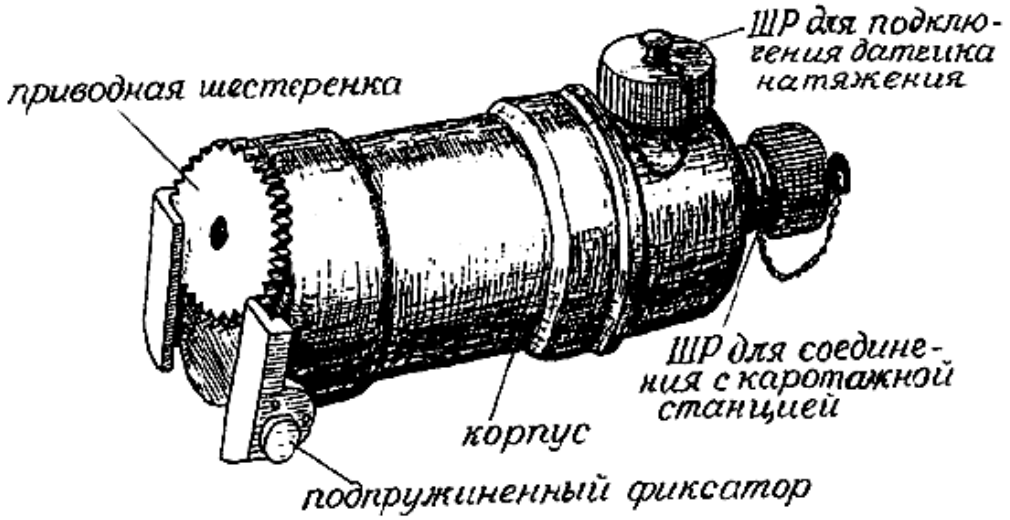

Рис. 3.8. Общий вид сельсин-датчика

Существуют также сельсины, у которых трехфазную обмотку имеет статор, а однофазную – ротор; у них упрощено устройство коллектора.

Кроме основного штепсельного разъема на торце, сельсин-датчик имеет и другие штепсельные разъемы для подключения дополнительного оборудования: магнитного меткоуловителя, датчика натяжения кабеля и др.

Контрольные вопросы

1. Укажите назначение скважинных приборов.
2. Дайте характеристику условий эксплуатации скважинных приборов.
3. Чем объясняется существование большого количества видов и типоразмеров СП?
4. Назовите общие элементы всех скважинных приборов. Перечислите требования, которые предъявляются к этим элементам.
5. Как герметизируется соединение верхнего наконечника с охранным корпусом?
6. Перечислите требования, которые предъявляются к каротажным кабелям.
7. Сколько токонесущих жил имеют многожильные кабели?
8. Дайте характеристику кабелю КГ1-24-180.
9. Укажите преимущества бронированных кабелей.
10. Что такое "блок-баланс" и как он устроен?
11. Как устроен датчик натяжения кабеля?
12. Как устроен магнитный меткоуловитель?
13. Поясните устройство и работу сельсинной передачи.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 3
Классификация методов ГИС 3
Контрольные вопросы 9

ЧАСТЬ I. АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ГИС 10
Глава 1. Способы измерений в ГИС 10
§ 1. Принципы телеметрии 10
§ 2. Измерение разности потенциалов и силы тока 12
§ 3. Измерение частоты тока 13
§ 4. Измерение временных интервалов 15
Контрольные вопросы 15
Глава 2. Каротажные станции 16
§ 1. Функциональная схема каротажной станции 16
§ 2. Регистрирующие приборы каротажных станций 18
§ 3. Компьютеризированные каротажные станции 26
Контрольные вопросы 27
Глава 3. Скважинные приборы, каротажные кабели, вспомогательное оборудование 27
§ 1. Скважинные приборы 27
§ 2. Каротажные кабели 31
§ 3. Вспомогательное оборудование каротажных станций 33
§ 4. Синхронизация перемещения носителя записи с движением кабеля и скважинного прибора 36
Контрольные вопросы 37

ЧАСТЬ II. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ 38
Глава 4. Электрический каротаж нефокусированными зондами 38
§ 1. Электрическая характеристика объекта исследований 38
§ 2. Физические основы метода кажущихся сопротивлений 41
§ 3. Типы зондов КС 44
§ 4. Схема регистрации диаграмм КС 46
§ 5. Связь кажущегося сопротивления с плотностью тока 48
§ 6. Влияние контакта сред с различным сопротивлением на величину КС 49
§ 7. Кривые КС на контакте пород разного сопротивления для зондов различного типа 52
§ 8. Интерпретация диаграмм КС 54
§ 9. Резистивиметрия скважин 63
Контрольные вопросы 64
Глава 5. Метод боковых каротажных зондирований 65
§ 1. Аналогия методов БКЗ и ВЭЗ 65
§ 2. Методика и аппаратура БКЗ 66
§ 3. Типы кривых БКЗ 71
§ 4. Интерпретация кривых БКЗ 75

§ 5. Кривые зондирования ... 76
§ 6. Стандартные зонды КС ... 77
Контрольные вопросы ... 77
Глава 6. Метод микрозондов (микрокаротаж) ... 78
Контрольные вопросы ... 82
Глава 7. Боковой каротаж ... 83
§ 1. Метод бокового каротажа ... 83
§ 2. Микробоковой каротаж ... 88
Контрольные вопросы ... 90
Глава 8. Электромагнитные методы каротажа ... 91
§ 1. Индукционный каротаж ... 91
§ 2. Высокочастотные методы индукционного каротажа ... 98
§ 3. Метод ВИКИЗ ... 108
Контрольные вопросы ... 113
Глава 9. Метод токового каротажа ... 114
Контрольные вопросы ... 118
Глава 10. Методы электрохимической активности ... 118
§ 1. Метод потенциалов собственной поляризации. Общие сведения ... 118
§ 2. Диффузионно-адсорбционные потенциалы ... 119
§ 3. Фильтрационные потенциалы ... 124
§ 4. Окислительно-восстановительные потенциалы ... 126
§ 5. Схема записи диаграмм ПС ... 127
§ 6. Помехи при записи диаграмм ПС ... 128
§ 7. Интерпретация диаграмм ПС ... 132
§ 8. Метод электродных потенциалов ... 138
Контрольные вопросы ... 140

ЧАСТЬ III. РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ ... 142
Глава 11. Гамма-каротаж ... 142
§ 1. Физические основы метода ... 142
§ 2. Аппаратура и методика каротажа ... 142
§ 3. Интерпретация результатов ... 147
Контрольные вопросы ... 152
Глава 12. Гамма-гамма-каротаж ... 152
§ 1. Общие сведения о методе ... 152
§ 2. Процессы взаимодействия γ-излучения с веществом ... 153
§ 3. Плотностной гамма-гамма-каротаж ... 157
§ 4. Селективный гамма-гамма-каротаж ... 159
Контрольные вопросы ... 162
Глава 13. Рентгенорадиометрический каротаж ... 162
Контрольные вопросы ... 167
14. Методы нейтронного каротажа с использованием стационарных источников нейтронов ... 167
§ 1. Процессы взаимодействия нейтронов с веществом ... 168
§ 2. Нейтронный гамма-каротаж (НГК) ... 171
§ 3. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам ... 179

§ 4. Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам 181
Контрольные вопросы 182
Глава 15. Импульсный нейтронный каротаж (ИНК) 183
§ 1. Физические основы метода 183
§ 2. Применение импульсного нейтронного каротажа 185
§ 3. Углеродно-кислородный каротаж (С/О каротаж) 188
Контрольные вопросы 193
Глава 16. Гамма-нейтронный каротаж 194
Контрольные вопросы 195
Глава 17. Нейтронно-активационный каротаж 196
§ 1. Физические основы метода 196
§ 2. Методика работ и интерпретация результатов 197
§ 3. Область применения метода 199
Контрольные вопросы 201

ЧАСТЬ IV. ПРОЧИЕ ВИДЫ КАРОТАЖА 202
Глава 18. Термометрия скважин 202
§ 1. Физические основы метода 203
§ 2. Вывод уравнения геотермограммы 205
§ 3. Техника измерений температуры в скважинах 208
§ 4. Применение термометрии скважин для решения геологических и технических задач 211
Контрольные вопросы 218
Глава 19. Акустический каротаж 218
§ 1. Общие сведения о методе 218
§ 2. Акустические волны в необсаженной скважине 220
§ 3. Методика и интерпретация АК 223
§ 4. Область применения метода и решаемые задачи 226
Контрольные вопросы 227
Глава 20. Магнитный каротаж 228
§ 1. Физические основы метода 228
§ 2. Интерпретация результатов КМВ 229
Контрольные вопросы 232
Глава 21. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) 233
§ 1. Метод свободной прецессии ядер в магнитном поле Земли 233
§ 2. Метод спинового эха в поле сильных постоянных магнитов 242
Контрольные вопросы 249
Глава 22. Механический каротаж 250
Контрольные вопросы 251
Глава 23. Газовый или геохимический каротаж 252
§ 1. Физические основы метода 252
§ 2. Аппаратура и регистрируемые параметры 253
Контрольные вопросы 258

ЧАСТЬ V. ОПЕРАЦИИ В СКВАЖИНАХ 259
Глава 24. Кавернометрия и профилеметрия 259
§ 1. Кавернометрия 259
§ 2. Профилеметрия 261
Контрольные вопросы 263
Глава 25. Инклинометрия 263
Контрольные вопросы 268
Глава 26. Пластовая наклонометрия 269
Контрольные вопросы 271
Глава 27. Потокометрия в скважинах 271
Контрольные вопросы 277
Глава 28. Цементометрия скважин 277
Контрольные вопросы 285
Глава 29. Дефектометрия обсадных колонн 286
Контрольные вопросы 292
Глава 30. Отбор проб пластовых флюидов 293
Контрольные вопросы 295
Глава 31. Прострелочно-взрывные работы в скважинах 296
§ 1. Отбор грунтов 296
§ 2. Перфорация обсадных колонн 298
§ 3. Торпедирование скважин 300
Контрольные вопросы 301

ЧАСТЬ VI. СКВАЖИННАЯ ГЕОФИЗИКА 302
Глава 32. Скважинный вариант метода естественного электрического поля (ЕП-С) 302
§ 1. Физические основы метода 302
§ 2. Методика наблюдений 304
§ 3. Обработка и интерпретация результатов 305
Контрольные вопросы 307
Глава 33. Метод заряженного тела 308
§ 1. Физические основы метода 308
§ 2. Методика наблюдений 308
§ 3. Интерпретация результатов наблюдений 310
Контрольные вопросы 319
Глава 34. Метод электрической корреляции 319
§ 1. Физические основы метода 320
§ 2. Интерпретация и изображение результатов 322
Контрольные вопросы 326
Глава 35. Радиоволновое просвечивание 327
§ 1. Физические основы метода 327
§ 2. Методика измерений в скважинах 329
§ 3. Интерпретация результатов 330
Контрольные вопросы 333
Глава 36. Вертикальное сейсмическое профилирование 334
§ 1. Общие сведения о методе 334

§ 2. Аппаратура ВСП 334
§ 3. Методика наблюдений и решения задач ВСП 336
Контрольные вопросы 339
Глава 37. Скважинная магниторазведка 339
§ 1. Физические основы метода 340
§ 2. Методика работ 341
§ 3. Интерпретация результатов 342
Контрольные вопросы 346
Глава 38. Скважинная гравиразведка 346
§ 1. Общие сведения о методе 346
§ 2. Принцип действия гравиметра струнного типа 347
§ 3. Скважинный гравиметр типа пружинных весов 349
§ 4. Методика работ 351
§ 5. Интерпретация и изображение результатов 351
Контрольные вопросы 355

ЧАСТЬ VII. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ПРИ РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ 356
Глава 39. Комплексирование методов ГИС на месторождениях нефти и газа 357
§ 1. Задачи, решаемые ГИС на месторождениях нефти и газа 357
§ 2. Литологическое расчленение разрезов скважин 357
§ 3. Выделение коллекторов в разрезах скважин 363
§ 4. Определение пористости коллекторов 365
§ 5. Определение нефтегазонасыщенности коллекторов 372
§ 6. Определение проницаемости коллекторов 374
§ 7. Определение положения водонефтяного и газожидкостных контактов 377
§ 8. Геологические построения по данным каротажа на нефтяных и газовых месторождениях 379
Контрольные вопросы 384
Глава 40. Применение методов ГИС при контроле за разработкой месторождений нефти и газа 385
§ 1. Задачи, решаемые методами ГИС 385
§ 2. Выделение интервалов притока и приемистости пластов, определение их мощностей и дебита (расхода) отдельных пластов и пропластков 386
§ 3. Определение пластового давления и расчет коэффициента продуктивности 388
§ 4. Изучение состава и структуры потока флюидов в стволе скважины 392
§ 5. Изучение процессов вытеснения нефти водой 398
§ 6. Метод индикаторов 410
§ 7. Радиогидрохимический метод 411
§ 8. Тепловое поле эксплуатационных скважин 413
Контрольные вопросы 415

Глава 41. Комплексирование методов ГИС при разведке подземных вод 416
§ 1. Роль ГИС при разведке подземных вод 416
§ 2. Литолого-гидрогеологическая документация разреза 416
§ 3. Определение границ водоносных горизонтов 417
§ 4. Определение пористости водоносных горизонтов 420
§ 5. Определение коэффициента фильтрации 420
§ 6. Оценка минерализации подземных вод 420
§ 7. Определение элементов динамики подземных вод 421
Контрольные вопросы 423
Глава 42. Комплексирование методов ГИС на месторождениях ископаемых углей 424
§ 1. Физические свойства углей и вмещающих пород 424
§ 2. Задачи, решаемые ГИС в углеразведочных скважинах и методика работ 425
Контрольные вопросы 428
Глава 43. Комплексирование методов ГИС при разведке рудных месторождений 429
§ 1. Особенности физических свойств руд, решаемые задачи и методика работ 429
§ 2. Применение ГИС на месторождениях различных руд 430
Контрольные вопросы 443

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 444
Основная 444
Дополнительная 444

Учебное издание

Игорь Григорьевич Сковородников

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Учебник для вузов

4-е изд., переработанное и дополненное

Редактор *Л. Н. Авдеева*
Рисунки и корректура автора
Компьютерная верстка *И. Е. Шинкарюк*

Подписано в печать 01.10.2013 г.
Бумага офсетная. Формат 60x84 1/16.
Гарнитура Times New Roman. Печать офсетная.
Печ. л. 28,5. Уч.-изд. л. 33,33. Тираж 300 экз. Заказ №