



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный
технический университет**

Кафедра «Горные работы»

**Д. П. Плакс
М. А. Бабец**

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

Учебно-методическое пособие

**Минск
БНТУ
2016**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Горные работы»

Д. П. Плакс
М. А. Бабец

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности 1-51 02 01
«Разработка месторождений полезных ископаемых»
направления 1-51 02 01 04 «Буровые работы»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением
по образованию в области горнодобывающей промышленности*

Минск
БНТУ
2016

УДК 550.832 (075.8)

ББК 26.2 я7

ПЗ7

Рецензенты:

доктор геолого-минералогических наук, доцент *В. И. Зуй*;
кафедра географии Беларуси Брестского государственного
университета имени А. С. Пушкина

Плакс, Д. П.

- ПЗ7 Промысловая геофизика: учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-51 02 01 «Разработка месторождений полезных ископаемых» направления 1-51 02 01 04 «Буровые работы» / Д. П. Плакс, М. А. Бабец. – Минск: БНТУ, 2016. – 142 с.
ISBN 978-985-550-697-4.

Настоящее учебно-методическое пособие является составной частью пособия по дисциплине «Полевая и промысловая геофизика». В то же время оно является продолжением его первой части, которая называется «Полевая геофизика».

В пособии рассмотрены сущность геофизических, геохимических и других методов исследования скважин, методика и техника измерений, принципы интерпретации полученного материала, области применения методов промысловой геофизики, особенно для литологического расчленения разрезов скважин, выявления полезных ископаемых, выделения коллекторов воды, нефти и газа, определения их параметров.

УДК 550.832 (075.8)
ББК 26.2 я7

ISBN 978-985-550-697-4

© Плакс Д. П., Бабец М. А., 2016
© Белорусский национальный
технический университет, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. СУЩНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН	6
2. ОСНОВЫ ПЕТРОФИЗИКИ ГОРНЫХ ПОРОД	9
2.1. Коллекторские свойства горных пород	9
3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ, РАДИОАКТИВНЫЕ, АКУСТИЧЕСКИЕ И ДРУГИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД	19
3.1. Удельное электрическое сопротивление горных пород	19
3.2. Электрохимическая активность	23
3.3. Радиоактивность горных пород	24
3.4. Упругие свойства горных пород	26
3.5. Другие физические свойства горных пород	31
4. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН	34
4.1. Электрические методы исследования скважин	35
4.2. Микрозондирование	43
4.3. Боковой каротаж	46
4.4. Боковой микрокаротаж	48
4.5. Метод потенциалов собственной поляризации	49
4.6. Радиометрические и ядерно-геофизические методы	66
4.7. Магнитные методы исследования скважин	70
4.8. Акустический (сейсмический) каротаж	71
4.9. Термические методы	77
4.10. Методика и техника геофизических исследований скважин	81
5. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН	91
5.1. Газометрия скважин	91
5.2. Люминесцентный анализ шлама	92
6. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС	92
6.1. Оперативная интерпретация данных ГИС	91
6.2. Сводная интерпретация ГИС	94

6.3. Расчленение разреза	94
6.4. Выделение коллекторов и определение их эффективной толщины	97
6.5. Петрофизическое обеспечение методик интерпретации	99
6.6. Определение коэффициента пористости ($K_{п}$) коллекторов	102
6.7. Определение коэффициента пористости по данным метода потенциалов самопроизвольной поляризации	104
6.8. Определение коэффициента пористости по данным нейтронного каротажа	105
6.9. Определение коэффициента пористости по данным акустического метода	107
6.10. Определение коэффициента проницаемости коллекторов	108
6.11. Оценка насыщенности коллекторов	109
6.12. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности	109
6.13. Решение геологических задач методами ГИС	111
7. КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН	112
7.1. Контроль технического состояния скважин	112
7.2. Методы изучения показателей бурения	116
7.3. Геолого-технологический контроль	117
7.4. Перфорация и торпедирование скважин	118
7.5. Взрывные методы воздействия на прискважинную зону. Другие взрывные работы в скважинах	131
7.6. Технологические замеры в скважинах	140
Заключение	141
Литература	142

ВВЕДЕНИЕ

Промысловой геофизикой называют группу методов геофизического исследования нефтегазовых скважин.

В целом геофизические методы исследования скважин (ГИС) – область геофизики, в которой исследования, основанные на изучении естественных и искусственных физических полей во внутрискважинном, околоскважинном и межскважинном пространствах, используются для геологического изучения разрезов, пройденных скважинами. В силу сложившейся практики к ГИС относят также изучение технического состояния скважины, опробование пластов, отбор проб, перфорацию (создание каналов в обсадной колонне) и торпедирование (взрывные работы в скважине).

ГИС – традиционно сложившийся термин, однако указанным исследованиям больше соответствует термин *геофизические исследования и работы в скважинах* (ГИРС).

Геофизические исследования скважин делятся на две весьма обширные группы методов – методы *каротажа* и методы *скважинной геофизики*. *Каротаж* предназначен для изучения пород, непосредственно примыкающих к стволу скважины (радиус исследования 1–2 м). Часто термины каротаж и ГИС отождествляются, однако ГИС включает также методы, служащие для изучения межскважинного пространства, которые называют *скважинной геофизикой*.

Как уже было отмечено выше, методы каротажа, применяемые в нефтегазовых скважинах, называют *промысловой геофизикой*. Существует также термин «угольная скважинная геофизика», относящийся к угольным скважинам, и термин «рудная скважинная геофизика», относящийся к рудным скважинам.

Буровая скважина – это сложное и дорогостоящее сооружение. До создания ГИС исследование керна, полученного в процессе бурения, было основным способом геологической документации пород, вскрываемых скважиной, главным источником информации о продуктивности вскрываемых пластов. В настоящее время эти задачи решаются в основном с помощью геофизических исследований скважин. Геофизические методы обеспечивают достаточную представительность информации и позволяют значительно повысить надежность, информативность и достоверность нефтегазовых изысканий.

Методы ГИС, в том числе и методы *промысловой геофизики*, основаны на изучении природы, структуры, неоднородности, временной изменчивости геофизических полей и их отклонений от нормы, что обусловлено неоднородностью состава и сложностью строения Земли, характером происходящих в ней процессов, влиянием космического излучения и т. п., а также воздействием техногенной деятельности.

В последние годы разработаны новые методы геофизического исследования скважин, повсеместно внедряется современная геофизическая аппаратура, позволяющая оперативно производить комплексную обработку и интерпретацию промыслово-геофизической информации с помощью ЭВМ и персональных компьютеров, использующих новейшие средства программного обеспечения.

1. СУЩНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

При геофизических исследованиях скважин информацию об объекте можно получить с помощью *естественных* и *искусственных* геофизических полей.

К естественным физическим полям относятся: *гравитационное, магнитное, тепловое, электромагнитное, сейсмическое (поле упругих механических колебаний)* и радиационное. Естественные (природные) геофизические поля являются *неуправляемыми*, т. е. они существуют помимо воли исследователей, использующих их для решения конкретных задач. Специально же для геофизических исследований скважин широко используются *управляемые поля*, которые создаются искусственно с помощью разных источников: батарей и генераторов постоянного или переменного тока, источников гамма-излучения, нейтронов и другие.

Каждое физическое поле характеризуется своими параметрами, например гравитационное поле – ускорением свободного падения, магнитное поле – полным вектором напряженности и различными его элементами, электромагнитное – векторами магнитной и электрической компонент, радиационное – интенсивностью радиоактивных излучений, тепловое – распределением температур и тепловых потоков.

Распределение параметров полей зависит не только от общего строения Земли, от происхождения или способа создания полей, т. е. от *нормального* поля, но также и от неоднородностей среды

(неоднородности геологического строения, присутствия техногенных объектов и другого), создающих *аномальные поля*.

Геофизические методы исследования скважин служат для выявления этих аномалий.

Схема установки для проведения ГИС показана на рис. 1.1. С помощью приборов, спускаемых в скважину на каротажном кабеле, измеряются геофизические характеристики, зависящие от одного или совокупности физических свойств горных пород и их расположения в разрезе скважины. В скважинные приборы входят каротажные зонды (устройства, содержащие источники и приёмники наблюдаемого поля), сигналы которых по кабелю непрерывно или дискретно передаются на поверхность и регистрируются наземной аппаратурой в виде кривых или массивов цифровых данных.

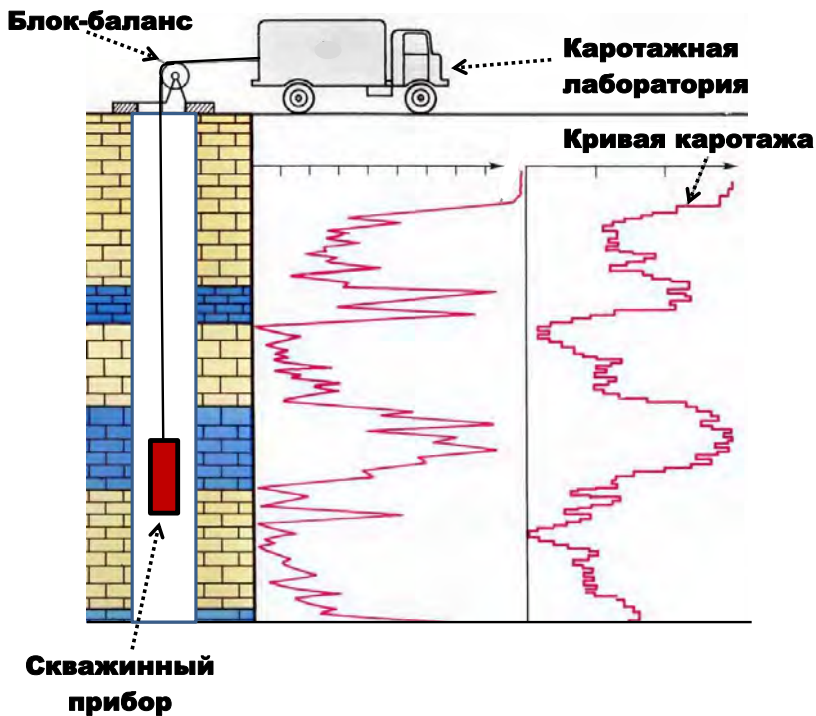


Рис. 1.1. Схема установки для проведения ГИС

В полевых условиях иногда происходит первичная обработка материала, который потом передается на базу, где происходит его прием, камеральная обработка и интерпретация, а также хранение.

В ходе *камеральной обработки* определяются параметры геофизических полей, оценивается точность измерений по данным обработки контрольных записей, строятся различные геофизические карты и графики. Карты и графики геофизических аномалий являются объективными документами, отображающими строение геофизических полей, и имеют самостоятельное научное значение. Использование геофизических аномалий для решения конкретных задач становится возможным в результате *интерпретации* (истолкования) природы аномалий, определения параметров возмущающих объектов и их геологической приуроченности, закономерностей расположения этих объектов в геологическом пространстве.

Обычно различают *качественную* и *количественную* интерпретацию. При качественной интерпретации анализируются наблюдаемые геофизические аномалии с целью их классификации и описания, районирования, разделения, ориентировочного определения параметров и природы возмущающих объектов, выбора и подготовки аномалий для количественной интерпретации. Количественная интерпретация – это совокупность расчетов по математическим формулам или с использованием различного рода номограмм (палеток) для определения формы, глубины залегания и физических свойств возмущающих объектов, которые оцениваются числовыми значениями.

Предварительный анализ физических свойств горных пород района с конкретным геологическим строением позволяет создавать предварительные геолого-геофизические модели, которые подтверждаются, или отвергаются, уточняются, или перестраиваются в процессе интерпретации геофизических данных.

Усложнение геологических задач и увеличение глубинности разведки приводят к необходимости *комплексной интерпретации* данных, полученных разными геофизическими методами. Интерпретация с привлечением дополнительных данных называется *обобщающей*, или *сводной*, интерпретацией.

Таким образом, геофизические исследования скважин представляют собой последовательность операций, позволяющую получить цепочку соответствующих параметров. На всех этапах геофизиче-

ских работ применяются современные быстродействующие компьютеры с большим пакетом разнообразных программ.

По используемым физическим полям геофизические методы исследования скважин подразделяется на электрические, гравиметрические, магнитные, сейсмоакустические, термические, радиометрические и ядерно-геофизические.

2. ОСНОВЫ ПЕТРОФИЗИКИ ГОРНЫХ ПОРОД

Горные породы в зависимости от условий их образования и распространения обладают присущими им структурными и текстурными признаками. Они характеризуются определенным комплексом физических свойств – пористостью, проницаемостью, плотностью, упругостью, удельным электрическим сопротивлением, радиоактивностью и прочим. Наука, занимающаяся изучением физических свойств горных пород и установлением численной взаимосвязи различных параметров между собой, называется **петрофизикой**. Для того чтобы в дальнейшем уяснить физическую сущность методов ГИС, в настоящем разделе дается представление об основах петрофизики горных пород.

2.1. Коллекторские свойства горных пород

Пористость

Под пористостью горной породы понимается совокупность пустот (пор) между частицами ее твердой фазы в абсолютно сухом состоянии. Пористость в основном определяет содержание в породах жидкостей и газов и является одним из основных параметров, характеризующих их коллекторские свойства. Поры горных пород могут быть различны по происхождению, форме, размерам и внутренней взаимосвязи.

Формы и размеры отдельных пор, характер их распределения в породах и соотношение объема пор различных размеров, их взаимосвязь, извилистость и удельная внутренняя поверхность поровых каналов определяют структуру порового пространства породы.

По своей форме поры пород крайне разнообразны. Они могут быть ромбоидальными и тетраэдрическими, щелевидными, каверновидными, каналовидными, ячеистыми, пузырчатыми и другими.

По размерам поры условно подразделяются на сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные. К сверхкапиллярным относятся поры радиусом 0,1 мм и более. Движение жидкостей и газов в них происходит под действием силы тяжести или напора по обычным для трубчатого канала законам гидродинамики. Капиллярные поры имеют просвет от 0,0002 до 0,1 мм. Движение жидкостей и газов в них осуществляется при участии капиллярных сил и возможно лишь тогда, когда силы тяжести и напора значительно превосходят силы молекулярного взаимодействия между фильтрующимся флюидом и поверхностью канала фильтрации. Размер субкапиллярных пор составляет менее 0,0002 мм. Вследствие малого расстояния между стенками субкапиллярных каналов жидкость в них находится в сфере действия молекулярных сил и при градиентах давлений, наблюдаемых в природе, перемещаться не может. Породы, имеющие в основном субкапиллярные поровые каналы, не являются коллекторами (глины, глинистые сланцы, сильно глинистые разности терригенных пород и другие).

Трещинная пористость классифицируется по раскрытости трещин. Трещины сверхкапиллярны, если ширина их раскрытости больше 0,25 мм, капиллярны при ширине от 0,0001 до 0,25 мм, субкапиллярны при ширине меньшей 0,0001 мм. Иногда выделяются макротрещины и микротрещины. Первые имеют раскрытость более 0,1 мм, а вторые – от 0,01 до 0,1 мм. Одна и та же порода может содержать поры различных размеров. Их соотношение и распределение по объему в кластических породах зависит от отсортированности, плотности укладки и формы породообразующих частиц. В практической работе поры горных пород по своей морфологии (форме и происхождению) принято делить на межзерновые (гранулярные), трещинные и каверновые.

Коэффициент пористости горных пород и влияние на него различных факторов. Поры горных пород могут быть взаимосвязанными и изолированными. Первые соответствуют открытой, а вторые – закрытой части порового пространства породы. Общая (абсолютная) пористость породы равна суммарному объему открытых и закрытых пор. Количественно пористость оценивается коэффициентом, численно равным отношению объема пор $V_{\text{пор}}$ к объему образца породы $V_{\text{обр}}$, и выражается в долях единицы или процентах. Для оценки внутренней взаимосвязи пор используют:

- коэффициент общей пористости

$$K_{п} = V_{пор.общ} / V_{обр},$$

где $V_{пор.общ}$ – общий объем пор в образце породы;

- коэффициент открытой пористости

$$K_{п.о} = V_{пор.о} / V_{обр},$$

где $V_{пор.о}$ – объем открытых пор в образце породы;

- коэффициент закрытой пористости

$$K_{п.з} = V_{пор.з} / V_{обр},$$

где $V_{пор.з}$ – объем закрытых пор в образце породы.

Статистическая полезная емкость пород-коллекторов определяется объемом пор, которые могут быть заняты нефтью или газом. Величина этой пористости характеризуется коэффициентом эффективной пористости

$$K_{п.эф} = (V_{пор.о} - V_{пор.св}) / V_{обр},$$

или

$$K_{п.эф} = (1 - K_{в.св}) K_{п.о},$$

где $V_{пор.св}$ – объем порового пространства, занятый связанной водой;

$K_{в.св}$ – коэффициент связанной водонасыщенности.

При подсчете запасов нефти и газа используется средневзвешенное значение коэффициента пористости, рассчитываемое по формуле

$$K_{п.ср} = \frac{\sum K_{п.i} h_i S_i}{\sum (h_i S_i)},$$

где $K_{п.i}$, h_i и S_i – соответственно коэффициент пористости, мощность и площадь отдельных участков пласта-коллектора.

Для пород с жесткой связью частиц в определении общей пористости $K_{п}$ наряду с межзерновой первичной пористостью $K_{п.м}$ значи-

тельную роль играют поры вторичного происхождения $K_{п.вт}$ – трещины, каверны и другие пустоты выщелачивания. Коэффициент общей пористости в таких породах

$$K_{п} = K_{п.м} + (1 - K_{п.м}) K_{п.вт},$$

откуда коэффициент вторичной пористости

$$K_{п.вт} = (K_{п} - K_{п.м}) / (1 - K_{п.м}).$$

В зависимости от преобладающего типа пористости выделяют породы с межзерновой пористостью (поровые), трещиноватые, кавернозные или порово-кавернозно-трещиноватые (смешанные).

Величина пористости обломочных пород зависит от формы и размера породообразующих частиц, степени их отсортированности, сцементированности и уплотненности. Породы с низкой пористостью (меньше 5 %) при отсутствии трещин и каверн обычно не являются промышленными коллекторами. Породы с пониженной пористостью характеризуются $K_{п} = 5-10$ %, со средней пористостью – 10–15 %, с повышенной – 15–20 %. Высокопористыми считаются породы с $K_{п} > 20$ %. Увеличение глинистого и другого по вещественному составу цементирующего материала снижает пористость пород.

Водонасыщенность и нефтегазонасыщенность

Содержание воды в горных породах называется их влажностью, а способность пород удерживать в себе то или иное количество воды в определенных условиях – влагоемкостью. В естественных условиях поровое пространство пород-коллекторов может быть заполнено водой полностью или частично. В последнем случае оставшаяся его часть может быть заполнена нефтью или газом. Количественное содержание воды (нефти, газа) и ее состояние в породах существенно влияет на формирование ряда физических свойств и имеет большое значение при проведении электрических, нейтронных и других методов ГИС.

Вода, содержащаяся в породах, в зависимости от характера ее взаимодействия с твердыми частицами имеет различное состояние и подразделяется на связанную и свободную. Содержание связан-

ной воды в породах обусловлено химическими и физико-химическими (адсорбционными) процессами. В связи с этим различают химически связанную и адсорбционно связанную воду. Содержание связанной воды определяется минеральным составом и степенью дисперсности (удельной поверхностью) ее твердой фазы. Величина последней в значительной мере зависит от глинистости. В связи с этим для более глинистых пород характерно и большее содержание связанной воды.

К свободной (подвижной или извлекаемой) воде относят воду, которая не подвержена действию адсорбционных сил и способна сравнительно легко передвигаться в порах и пустотах пород под действием гравитационных сил или напора. Содержание связанной воды в поровом пространстве пород оценивается коэффициентом связанной водонасыщенности

$$K_{в.св} = V_{в.св} / V_{пор},$$

где $V_{в.св}$ – объем связанной воды, соответствующий доле объема пор, занятого связанной водой;

$V_{пор}$ – общий объем пор породы.

Связанная и условно подвижная вода обуславливает остаточную водонасыщенность, характеризуемую коэффициентом остаточного водонасыщения $K_{в.ост}$.

Количество подвижной (извлекаемой) воды оценивается коэффициентом подвижной водонасыщенности

$$K_{в.подв} = V_{в.подв} / V_{пор} = 1 - K_{в.ост},$$

а общее содержание воды в поровом пространстве – коэффициентом $K_{в}$ водонасыщенности

$$K_{в} = V_{в} / V_{пор} = K_{в.подв} + K_{в.ост} = K_{в.подв} + K_{в.усл.подв} + K_{в.св}.$$

На практике часто содержание подвижной и условно подвижной воды рассматривается совместно и характеризуется коэффициентом эффективной водонасыщенности $K_{в.эф}$

$$K_{в.эф} = V_{в.эф} / V_{пор} = 1 - K_{в.св} = K_{в.подв} + K_{в.усл.подв}.$$

В поровом пространстве пород-коллекторов наряду с водой может содержаться нефть и газ. При этом количественное соотношение и характер распределения воды, нефти и газа в поровом пространстве может быть различным. Распределение нефти (газа) и воды в порах зависит от того, гидрофильна или гидрофобна порода.

Твердая фаза осадочных пород сложена в основном гидрофильными минералами, что обуславливает распространение в природе преимущественно гидрофильных коллекторов. В общем случае:

$$V_{\text{н}} + V_{\text{г}} + V_{\text{в}} = V_{\text{пор}};$$

$$V_{\text{н}} / V_{\text{пор}} + V_{\text{г}} / V_{\text{пор}} + V_{\text{в}} / V_{\text{пор}} = K_{\text{н}} + K_{\text{г}} + K_{\text{в}} = 1,$$

где $V_{\text{н}}$, $V_{\text{г}}$ и $V_{\text{в}}$ – доли объемов порового пространства, занятые соответственно нефтью, газом и водой;

$K_{\text{н}}$, $K_{\text{г}}$ и $K_{\text{в}}$ – коэффициенты нефте-, газо- и водонасыщенности.

Нефть или газ, находящиеся в поровом пространстве породы, извлекаются лишь частично. В связи с этим различают коэффициенты извлекаемого и остаточного нефтенасыщения (газонасыщения), сумма которых равна $K_{\text{н}}$ ($K_{\text{г}}$):

$$K_{\text{н}} = K_{\text{н.изв}} + K_{\text{н.ост}}.$$

В частном случае для гидрофильной нефтенасыщенной породы

$$K_{\text{н}} + K_{\text{в}} = K_{\text{н.изв}} + K_{\text{н.ост}} + K_{\text{в.подв}} + K_{\text{в.ост}} = 1.$$

Если поры нефтеносной породы не содержат свободноподвижной воды ($K_{\text{в.подв}} = 0$), что происходит чаще всего, то

$$K_{\text{н}} + K_{\text{в}} = K_{\text{н.изв}} + K_{\text{н.ост}} + K_{\text{в.ост}} = 1.$$

Глинистость горных пород

Глинистость осадочных пород – это их свойство содержать частицы с $d_{\text{эф}} < 0,01$ мм (реже с $d_{\text{эф}} < 0,001$ мм), так как частицы таких малых размеров особенно влияют на свойства осадочных пород. Глинистые частицы являются обломками глинистых минералов групп

каолинита, монтмориллонита, гидрослюды (иллита), обломками кварца, полевых шпатов, слюдистых и тяжелых минералов и содержат примеси лимонита, гематита, карбонатов, сульфатов (гипс), сульфидов (пирит, марказит) и других минералов. Размеры глинистых частиц, их адсорбционные свойства и способность к набуханию неодинаковы у различных по составу глинистых минералов.

Свойство пород содержать совокупность глинистых частиц, занимающих пространство между более крупными зернами или разделяющую их между собой, называют рассеянной глинистостью, в противоположность глинистости слоистой – свойству пород иметь в своем составе тонкие прослой глин. Свойство пород содержать различную массу $M_{с.гл}$ (или объем $V_{с.гл}$) сухих глинистых частиц на их массу M_c (или объем V_c) в сухом состоянии оценивается удельной массовой глинистостью $k_{гл.м} = M_{с.гл} / M_c$ (или удельной объемной $k_{гл.м} = V_{с.гл} / V_c$). Отсюда

$$k_{гл.м} = \frac{V_{с.гл}}{V_c} = \frac{M_{с.гл} / \delta_{с.гл}}{M_c / \delta_c} = \frac{\delta_T (1 - k_{п})}{\delta_{с.гл}} k_{гл.м} (1 - k_{п}),$$

где δ_T , $\delta_{с.гл}$ и δ_c – плотности соответственно твердого, сухого глинистого компонентов породы и сухой породы. Удельная массовая глинистость осадочных пород изменяется от нескольких единиц до 90 % и более.

Правильнее оценивать удельное объемное содержание набухающего глинистого компонента $k_{в.гл}$ во влажной породе

$$k_{в.гл} = V_{в.гл} / V_{в.п.},$$

где $V_{в.гл}$ – объем влажной (набухающей) глины в объеме;

$V_{в.п.}$ – объем влажной породы.

Степень заполнения пространства между песчано-алевритовыми, карбонатными или другими зернами глинистым материалом характеризуется величиной относительной глинистости $\eta_{гл}$ – отношением объема $V_{с.гл}$ сухого глинистого компонента к сумме объемов $V_{пор}$ пор породы и $V_{с.гл}$ сухого глинистого компонента.

Плотность горных пород

Плотность δ – физическая величина, которая для однородного вещества определяется его массой в единице объема. Для практических целей часто используют относительную плотность. Для жидких и твердых веществ она устанавливается по отношению к плотности дистиллированной воды при 4 °С, для газов – по отношению к плотности сухого воздуха при нормальных условиях ($p = 101\,325$ Па, $T = 0$ °С). Средняя плотность тел (в кг/м^3) $\delta = M / V$.

Плотность достаточно тесно связана с рядом физико-химических свойств горных пород и оказывает влияние на показания радиоактивных, акустических и других геофизических методов исследования скважин.

Удельный вес равен отношению веса тела к его объему и может быть определен как произведение плотности δ на ускорение свободного падения g . Следовательно, удельный вес является физико-химической характеристикой вещества, так как зависит от значений g .

Плотность твердой фазы δ_m пород зависит от плотностей составляющих ее минералов и их соотношения в единице объема этой фазы, которая может быть мономинеральной и полиминеральной. Предел изменений довольно широкий – от 1,5 до $5 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ и более. В первом случае ее плотность совпадает с плотностью породообразующего минерала, во втором – определяется величиной средней взвешенной плотности минералов.

Жидкая фаза пород обычно бывает представлена пластовой водой или пластовой водой и нефтью. Плотность пластовых вод в свободном и рыхлосвязанном состояниях зависит в основном от химического состава, минерализации и температуры и изменяется в пределах $(0,95-1,2) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Природные нефти характеризуются незначительным пределом изменения плотности. В нормальных условиях ($p = 0,1$ МПа, $T = 20$ °С) в зависимости от химического состава δ_n изменяется в пределах $(0,7-1,06) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Повышенная плотность обычно свойственна окисленной нефти с высоким содержанием асфальтенов и смол. Различие плотностей нефти в пластовых и поверхностных условиях учитывается с помощью объемного коэффициента. Если жидкая фаза состоит из воды и нефти, то ее плотность рассчитывается как средняя взвешенная величина

$$\delta_{\text{ж}} = \delta_{\text{в}} V_{\text{в}} + \delta_{\text{н}} V_{\text{н}},$$

где $\delta_{\text{в}}$ и $\delta_{\text{н}}$ – плотности воды и нефти;

$V_{\text{в}}$ и $V_{\text{н}}$ – занимаемые водой и нефтью объемы в единице объема жидкой фазы.

Плотность природных газов $\delta_{\text{г}}$ в нормальных условиях зависит от их химического состава и обычно определяется отношением к плотности воздуха при тех же условиях. В отличие от твердой и жидкой фаз, $\delta_{\text{г}}$ существенно зависит от температуры и давления.

Плотность пород $\delta_{\text{п}}$ зависит от содержания в единице объема породы твердой $M_{\text{м}}$, жидкой $M_{\text{ж}}$ и газообразной $M_{\text{г}}$ фаз и соответственно их плотностей $\delta_{\text{м}}$, $\delta_{\text{ж}}$, $\delta_{\text{г}}$. Плотности отдельных фаз определяются следующим образом:

$$\delta_{\text{м}} = M_{\text{м}} / V_{\text{м}}; \quad \delta_{\text{ж}} = M_{\text{ж}} / V_{\text{ж}}; \quad \delta_{\text{г}} = M_{\text{г}} / V_{\text{г}}.$$

Отсюда плотность породы

$$\delta_{\text{п}} = M_{\text{п}} / V_{\text{п}} = (M_{\text{м}} + M_{\text{ж}} + M_{\text{г}}) / V_{\text{п}}.$$

Проницаемость горных пород

Свойство пород пропускать через себя жидкости, газы и их смеси при перепаде давлений называется проницаемостью. Проницаемость является мерой фильтрационной проводимости породы. Ее подразделяют на физическую (абсолютную), фазовую (эффективную) и относительную.

Физическая проницаемость соответствует проницаемости породы при фильтрации через нее однородной жидкости или газа, химически инертных по отношению к твердой фазе, и количественно оценивается коэффициентом физической проницаемости $K_{\text{пр}}$.

В уравнении Дарси $K_{\text{пр}}$ является коэффициентом пропорциональности между скоростью фильтрации $V_{\text{ф}}$ однородной жидкости (газа) и градиентом давления $\Delta p / L$:

$$V_{\text{с}} = K_{\text{пр}} \frac{\Delta p}{\mu L} = \frac{Q}{F},$$

где Δp – перепад давления, Па;

L – длина пористой среды, м;

μ – динамическая вязкость жидкости (газа), Па·с;

Q – объемный расход жидкости (газа) в единицу времени, м³/с через сечение F , м², пористой среды.

Отсюда коэффициент проницаемости (м²)

$$K_{пр} = Q\mu L / F\Delta p.$$

За единицу проницаемости значением в 1 м² принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м², длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкости 1 Па·с составляет 1 м³/с. Физически эта единица измерения проницаемости характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация. Практической единицей измерения проницаемости является Дарси (Д), равная $1,02 \cdot 10^{-12}$ м² \approx 1 мкм². Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД).

Горные породы условно подразделяются на проницаемые, (с $K_{пр} = 10,2 \cdot 10^{-15}$ м²), полупроницаемые (с $K_{пр} = 0,1 - 10,2 \cdot 10^{-15}$ м²) и практически непроницаемые (с $K_{пр} \leq 0,1 \cdot 10^{-15}$ м²). Физическая проницаемость коллекторов колеблется в широких пределах от $0,1 \cdot 10$ до $3 \cdot 10^{-12}$ м² и более. Наибольшее распространение имеют коллекторы с проницаемостью $(0,2 - 1,02) \cdot 10^{-12}$ м². Основным фактором, влияющим на коэффициент проницаемости пород, является структура их порового пространства, характеризуемая формой и размером пор, извилистостью и удельной поверхностью каналов фильтрации.

Фазовая и относительная проницаемость. В нефтегазонасыщенных породах-коллекторах одновременно присутствуют две или три фазы (нефть–вода, газ–вода, газ–нефть–вода). Способность пород, насыщенных водонефтегазовыми смесями, проводить отдельно нефть, газ, воду называют фазовой (эффективной) проницаемостью. Последняя характеризуется своим (для каждого компонента смеси $K_{пр.в}$, $K_{пр.н}$ и $K_{пр.г}$) коэффициентом проницаемости согласно формуле, но при этом в формулу подставляются соответствующие значения Q и μ .

Отношение фазовой проницаемости к физической называют относительной проницаемостью $K'_{\text{пр.в}} = K_{\text{пр.в}}/K_{\text{пр}}$; $K'_{\text{пр.н}} = K_{\text{пр.н}}/K_{\text{пр}}$; $K'_{\text{пр.г}} = K_{\text{пр.г}}/K_{\text{пр}}$, ее выражают безразмерной величиной в долях единицы или процентах. Фазовая и относительная проницаемость зависят от характера насыщения порового пространства породы, а также от физико-химических свойств пористых сред и компонентов, насыщающих их смесей. Если часть пор занята какой-либо фазой, то совершенно очевидно, что проницаемость породы для другой фазы становится меньше.

3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ, РАДИОАКТИВНЫЕ, АКУСТИЧЕСКИЕ И ДРУГИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

3.1. Удельное электрическое сопротивление горных пород

Известно, что электрическое сопротивление R проводника длиной l , состоящего из однородного материала и имеющего постоянное поперечное сечение S , можно определить по формуле

$$R = \rho l / S. \quad (3.1)$$

Коэффициент ρ в уравнении (3.1) называется **удельным электрическим сопротивлением** и измеряется в прикладной геофизике в ом-метрах (Ом·м). Удельное электрическое сопротивление (в дальнейшем для краткости будем называть удельным сопротивлением, опуская слово «электрическое») обратно пропорционально удельной электрической проводимости (электропроводности) горных пород.

Осадочные горные породы, слагающие разрезы нефтяных, газовых, угольных и многих рудных месторождений, состоят из породообразующих минералов и пустот (пор), заполненных водой, нефтью, газом или смесью этих флюидов. Большинство породообразующих минералов имеют очень большое сопротивление от 10^7 до 10^{16} Ом·м или практически не проводят электрического тока. Каменный уголь, антрацит, пирит, графит и некоторые другие минералы и горные породы имеют сопротивления от 10^{-6} до 10^1 и выше Ом·м (рис. 3.1).



Рис. 3.1. Удельное электрическое сопротивление горных пород (по В.Н. Дахнову)

Величина удельного сопротивления породы в каждом отдельно взятом случае зависит от удельного сопротивления насыщающих поры породы пластовых вод; процентного содержания водных растворов и углеводородов в порах породы; текстурных особенностей породы.

Удельное сопротивление пластовых вод, в свою очередь, зависит от концентрации, состава растворенных солей и температуры и других факторов.

Поскольку проводником электрического тока в большинстве осадочных пород является пластовая вода, а породообразующие минералы не проводят электрического тока, удельное сопротивление зависит не только от минерализации пластовых вод, но и от их объема в породе, или при 100%-м насыщении пластовой водой – от величины коэффициента пористости пород. Чем выше коэффициент пористости породы, тем больше в ней содержится проводящего ток флюида и тем ниже ее удельное сопротивление.

При изучении зависимости удельного сопротивления от коэффициента пористости пород для исключения влияния минерализации пластовых вод обычно пользуются относительным сопротивлением, которое при 100%-м насыщении пор породы пластовой водой называется параметром пористости P_{Π} .

$$P_{\Pi} = \rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{в}}, \quad (3.2)$$

где P_{Π} – параметр пористости;

$\rho_{\text{вп}}$ – удельное сопротивление породы при 100%-м насыщении ее пластовой водой, Ом·м;

$\rho_{\text{в}}$ – удельное сопротивление пластовой воды, Ом·м.

Исследования показывают, что для большинства осадочных горных пород связь сопротивления с величиной пористости выражается эмпирической формулой:

$$P_{\Pi} = \rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{в}} = a_m / k_{\Pi}^m,$$

где k_{Π} – коэффициент пористости породы;

a_m и m – постоянные для определенной группы пород коэффициенты, зависящие от конфигурации токопроводящих путей в породе (степени цементации породы). По В. Н. Дахнову, коэффициенты a_m и m для осадочных пород могут иметь следующие значения: $a_m = 1-0,8$; $m = 1,3-2,3$.

Зависимости $P_{\Pi} = f(k_{\Pi})$ чаще всего строят на основании экспериментального изучения образцов кернов породы в атмосферных условиях. Горные породы в естественном залегании испытывают действие высоких давлений и температуры, в результате чего коэффициент пористости уменьшается, а удельное сопротивление возрастает.

Увеличение температуры ведет к возрастанию параметра пористости для чистых или малоглинистых пород и его снижению для глинистых пород. Способ введения поправок за влияние пластовых условий изложен в специальной литературе. Зависимости $P_{\Pi} = f(k_{\Pi})$ используют для оценки коэффициента пористости по данным замеров сопротивления в скважинах.

На удельное сопротивление глинистых песчаников, помимо минерализации пластовой воды, температуры и давления, оказывает влияние поверхностная проводимость, обусловленная адсорбционной

способностью тонкодисперсной глинистой фракции. Эта дополнительная проводимость снижает удельное сопротивление глинистых пород. Особенно заметным становится влияние поверхностной проводимости при насыщении глинистой породы пресной или опресненной водой. В этих условиях величина параметра пористости одной и той же породы изменяется в зависимости от минерализации насыщающего ее электролита. Для оценки роли поверхностной проводимости породы вводят в рассмотрение коэффициент поверхностной проводимости Π

$$\Pi = P_{\Pi} / P_{\Pi.\text{нас}}, \quad (3.3)$$

где P_{Π} – параметр пористости породы, содержащей низкоминерализованную воду;

$P_{\Pi.\text{нас}}$ – параметр пористости породы, содержащей насыщенный раствор электролита («истинный» параметр пористости).

Коэффициент поверхностной проводимости Π зависит от удельного сопротивления поровых вод и глинистости породы.

Таким образом, согласно формулам (3.2) и (3.3), удельное сопротивление водонасыщенной породы $\rho_{\text{вп}}$ можно выразить через параметр пористости P_{Π} , коэффициент поверхностной проводимости Π и удельное сопротивление поровой воды $\rho_{\text{в}}$:

$$\rho_{\text{вп}} = \Pi P_{\Pi} \rho_{\text{в}}.$$

В нефтеносных и газоносных пластах поровое пространство содержит нефть и газ. Нефть и газ не являются проводниками тока. Заполняя поры горных пород, они увеличивают их удельное сопротивление по сравнению с сопротивлением пород, полностью насыщенных пластовой водой. Проводником электрического тока в таких случаях служит минерализованная пластовая вода. Количеством этой воды и характером ее распределения в порах и определяется удельное сопротивление нефтеносных и газоносных пород.

При изучении влияния нефтегазонасыщения удобно вместо удельного сопротивления породы рассматривать отношение удельного сопротивления нефтеносного пласта ($\rho_{\text{н}}$) или газоносного пласта ($\rho_{\text{г}}$) к удельному сопротивлению того же пласта ($\rho_{\text{вп}}$) при 100%-м заполнении пор пластовой водой. Это отношение называется **параметром**

насыщения порового пространства, или коэффициентом увеличения сопротивления и обозначается: $P_n = \rho_n / \rho_{вп}$; $P_r = \rho_r / \rho_{вп}$. Для нефте-, газоносного пласта это отношение показывает, во сколько раз нефть и газ увеличивают сопротивление водоносного пласта. Они оказывают приблизительно одинаковое влияние на удельное сопротивление пород. Экспериментальными исследованиями установлена зависимость между **коэффициентом водонасыщения** породы k_v и параметром насыщения P_n или P_r :

$$P_n = a_n / k_v^n = a_n / (1 - k_n)^n,$$

где $k_n = 1 - k_v$ или $k_r = 1 - k_v$ – соответственно **коэффициенты нефтенасыщения и газонасыщения**;

a_n и n – постоянные для данного типа отложений коэффициенты.

Удельное сопротивление нефтеносных пород заметно отличается от удельного сопротивления тех же водоносных пород лишь при сравнительно высоких (более 30–50 %) коэффициентах нефте- или газонасыщения.

Удельное сопротивление слоистых пород (например, слоистых песчаников, глин или глинистых сланцев) зависит от направления, в котором оно измеряется. Обычно в слоистых породах удельное сопротивление, определенное перпендикулярно к напластованию (ρ_n), выше измеренного по напластованию (ρ_r). Такие породы называются **электрически анизотропными**. Степень анизотропии характеризуется коэффициентом анизотропии λ , вычисленным по формуле:

$$\lambda = \sqrt{\rho_n / \rho_r}.$$

3.2. Электрохимическая активность

Электрохимические процессы, протекающие в горных породах, вызывают их поляризацию. К ним относятся диффузионно-адсорбционные, фильтрационные, окислительно-восстановительные процессы и процессы, связанные с действием внешнего электрического поля. В зависимости от фактора, вызывающего поляризацию, различают диффузионно-адсорбционную, фильтрационную, окислительно-восстановительную и вызванную электрохимически активность пород.

3.3. Радиоактивность горных пород

Под радиоактивностью понимают самопроизвольное превращение неустойчивых изотопов химических элементов в другие, более устойчивые, которое сопровождается выделением энергии с испусканием α -, β - и γ -лучей. Различают естественную и искусственно вызванную радиоактивность горных пород, результаты измерений которых широко используются для изучения геологических разрезов скважин. Самопроизвольное превращение одного изотопа в другой называется *радиоактивным распадом*.

Естественная радиоактивность. В естественных радиоактивных превращениях основными видами распада являются: α - и β -распады, захват ядром электрона одной из оболочек атома, самопроизвольное деление некоторых тяжелых ядер и др. При распадах радиоактивных ядер и их переходах из более возбужденного энергетического состояния в менее возбужденное или основное возникает γ -излучение.

Все виды радиоактивных излучений, попадая в материальную среду, испытывают в той или иной мере поглощение. Наибольшему поглощению подвержены α -лучи. Поток α -лучей почти полностью поглощается даже листом бумаги или слоем пород толщиной в несколько микронов. Поток β -лучей обладает большей проникающей способностью и полностью поглощается слоем алюминия толщиной 8 мм или слоем породы в несколько миллиметров. γ -излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое электромагнитное излучение, граничащее с жестким рентгеновским. Оно возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц γ -квантов; γ -лучи не отклоняются ни в электрическом, ни в магнитном поле. Благодаря своей высокой проникающей способности γ -излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин.

Для количественной оценки радиоактивности пользуются соответствующими единицами измерений. Чаще всего на практике за такую единицу принимают весовую или объемную единицу эквивалентной концентрации радия по γ -излучению – г-эквивалент радия на 1 г породы (г-экв Ra/g). Такая единица соответствует концентрации радиоактивных элементов в горной породе, при которой возникает γ -излучение такой же интенсивности, как при распаде 1 г радия.

Радиоактивность пород в основном связана с содержанием в них таких радиоактивных элементов, как уран, торий, актиноуран, продуктов распада и изотопа калия $^{40}_{19}\text{K}$. Кроме этих элементов, источниками радиоактивных излучений, составляющих меньшую долю, чем вышеназванные, являются изотопы рубидия, циркония, индия, лантана, самария, лютеция, рения, висмута и др.

В литосфере известно более 200 минералов, в состав которых входит уран, торий, радий и калий. Радиоактивность горных пород зависит от радиоактивностей их твердой, жидкой и газообразной фаз. В большинстве случаев пластовые воды и нефти характеризуются незначительной радиоактивностью, а у природных углеводородных газов она практически равна нулю. Радиоактивность твердой фазы обусловлена наличием в ее составе собственно радиоактивных минералов и минералов, содержащих адсорбированные радиоактивные элементы. Обычно глинистая составляющая твердой фазы, особенно в кварцевых песчаниках и карбонатных породах, обладает значительно большей удельной радиоактивностью, чем ее собственно твердая фаза (скелетная часть). Поэтому для конкретных типов пород характерно наличие однозначной связи между их радиоактивностью и глинистостью, что широко используется при интерпретации результатов гамма-каротажа.

Искусственная радиоактивность. Нейтронные свойства горных пород (искусственная радиоактивность) связаны с радиоактивным распадом искусственных радиоактивных изотопов химических элементов, образующихся при облучении их элементарными частицами (электронами, протонами, нейтронами, γ -частицами и другими) в результате изменений в ядре, происходящих вследствие проникновения в него заряженной частицы или нейтрона.

Нейтроны, получаемые при помощи нейтронных источников, распространяются в окружающей среде и взаимодействуют с ядрами ее химических элементов. При этом наиболее существенными процессами являются рассеяние и поглощение (захват).

Рассеяние нейтронов может быть упругим и неупругим. Сущность этого процесса состоит в изменении направления движения и уменьшении кинетической энергии нейтронов при их столкновении с ядрами элементов окружающей среды. При упругом рассеянии происходит перераспределение энергии между налетевшим нейтро-

ном и неподвижным ядром в соответствии с их массами и углом рассеяния по принципу соударения упругих шаров. При неупругом рассеянии нейтрон сначала захватывается, а затем выбрасывается ядром, но уже с меньшей энергией и под некоторым углом к направлению начального движения. Ядро же, захватившее и потерявшее нейтрон, остается на некоторое время в возбужденном состоянии и затем возвращается в основное, испуская γ -квант.

Быстрые нейтроны, распространяясь в окружающей среде, в процессе неупругого и упругого рассеяния сравнительно быстро теряют свою энергию и скорость и превращаются в тепловые. Последние поглощаются ядрами вследствие реакции радиационного захвата с образованием на первой стадии составных ядер, которые затем переходят в основное состояние с испусканием γ -квантов.

Распределение нейтронов в среде (породах), т. е. плотность нейтронов на различном расстоянии от источника, зависит от нейтронных свойств этих пород, в основном связанных с химическим составом последних. Для большинства горных пород поглощающие и замедляющие свойства определяются водородосодержанием: чем оно выше, тем быстрее убывает плотность нейтронов с удалением от источника.

Вероятность той или иной реакции взаимодействия нейтронов с веществом количественно характеризуется нейтронным эффективным сечением, численное значение которого выражается в метрических единицах. Поэтому интенсивность поглощения тепловых нейтронов зависит от содержания в породах элементов с высоким эффективным сечением захвата, основным из которых в осадочных породах является хлор. Замедляющая и поглощающая способности горных пород определяют пространственное распределение нейтронов на различных стадиях их взаимодействия с породами, на изучении которого основаны нейтронные методы исследования скважин.

3.4. Упругие свойства горных пород

Компоненты горных пород – твердая фаза, жидкость и газы – обладают резко отличными упругими свойствами. В породе, на которую действуют внешние силы, стремящиеся к восстановлению ее начальной формы и размеров, величина последних сил, приходящаяся на единицу площади сечения тела, измеряемая в паскалях,

называется напряжением, которое является векторной величиной, зависящей от действия внешних сил, внутренних свойств и формы образца породы. В зависимости от характера приложенных внешних сил образец породы может испытывать линейное, плоскостное и объемное напряженное состояние. Под воздействием внешних сил изменяются линейные размеры, объем или форма горной породы. Эти изменения называются деформацией.

При увеличении напряжений можно наблюдать три вида деформации породы – упругую, пластическую и разрушающую. Для каждого из приложенных напряжений существует свой коэффициент пропорциональности между напряжениями и упругими деформациями, являющийся упругим параметром породы. Коэффициент пропорциональности между продольным (сжимающим или растягивающим) напряжением p и соответствующей ему относительной деформацией e называется модулем упругости или модулем Юнга E

$$p = E e.$$

Коэффициентом пропорциональности τ_k между касательным напряжением и соответствующей деформацией сдвига ε_c является модуль сдвига G

$$\tau_k = G \varepsilon_c.$$

При объемном напряженном состоянии породы, что соответствует действию всестороннего гидростатического давления, связь между величиной p и относительным изменением объема $\Delta V / V$ выражается через модуль всестороннего сжатия K_c или сжимаемость β_c

$$p = -K_c \frac{\Delta V}{V} = \frac{1}{\beta_c} \frac{\Delta V}{V}.$$

Связь между относительными продольными и поперечными деформациями сжатия (растяжения) устанавливается коэффициентом Пуассона ν

$$\nu = -K_c \frac{\Delta l_2 / l_2}{\Delta l_1 / l_1} = \frac{\theta_2}{\theta_1},$$

где l_1 и l_2 – начальные продольный и поперечный размеры образца;
 l_1' и l_2' – то же, при одностороннем сжатии, $\Delta l_1 = l_1' - l_1$;

$$\Delta l_2 = l_2' - l_2;$$

$$\epsilon_1 = -\Delta l_1 / l_1;$$

$$\epsilon_2 = \Delta l_2 / l_2.$$

Скорость распространения упругих волн. Смещение одной частицы горной породы под действием внешних сил вызывает сдвиг других, более удаленных, а распространение упругой деформации происходит с определенной скоростью. Если на породу действуют кратковременные силы, то в ней возникают упругие колебания.

Процесс последовательного распространения в породе деформаций (упругих колебаний) называется **упругой волной**. В зависимости от вида деформации в породе возникают различные типы волн, основными из которых являются **продольные** и **поперечные**.

Продольные волны связаны с объемной деформацией среды, а их распространение представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Продольные волны распространяются в любой среде – твердых телах, жидкостях и газах, так как все вещества обладают сопротивлением объемному сжатию.

Поперечные волны обусловлены деформациями сдвига в среде и присущи только твердым телам, так как в жидкостях и газах отсутствуют сопротивления сдвигу. Их распространение представляет собой перемещение зоны скольжения слоев среды относительно друг друга; частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны.

Одним из важных кинематических параметров упругих волн является скорость их распространения $V_{п}$. Для идеально упругих изотропных горных пород скорости продольных V_p и поперечных V_s волн определяются по формулам:

$$V_p = \sqrt{E(1-\nu) / \delta_{п}(1+\nu)(1-2\nu)}$$

и

$$V_s = \sqrt{E / 2\delta_{п}(1+\nu)},$$

где $\delta_{п}$ – плотность породы;

E и ν – соответственно модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Осадочные горные породы в большинстве своем являются дифференциально упругими и не обладают совершенной связью между фазами. Вследствие этого скорости распространения в них упругих волн отличаются от скоростей, вычисляемых по формулам. Известен ряд уравнений, с помощью которых устанавливается зависимость скорости продольных волн в породах от скоростей их распространения в отдельных фазах и коэффициента пористости. Наиболее простым из них и широко применяемым на практике является уравнение Вилли (уравнение среднего времени), согласно которому V_{Π} в пористой породе рассчитывается по времени ее прохождения через минеральный скелет $t_{\text{м}}$ и жидкость $t_{\text{ж}}$, заполняющую поры:

$$t_{\Pi} = t_{\text{м}} + t_{\text{ж}}$$

или

$$\frac{1}{V_{\Pi}} = \frac{1 - K_{\Pi}}{V_{\text{м}}} + \frac{K_{\Pi}}{V_{\text{ж}}},$$

где K_{Π} – коэффициент пористости;

$V_{\text{м}}$ и $V_{\text{ж}}$ – скорости продольных волн соответственно в минеральном скелете и насыщающей жидкости.

В последнем уравнении вместо скорости целесообразнее использовать соответствующее ей интервальное время (величину, обратную скорости)

$$\Delta t_{\Pi} = (1 - K_{\Pi}) \Delta t_{\text{м}} + K_{\Pi} \Delta t_{\text{ж}},$$

где $\Delta t_{\text{м}}$, Δt_{Π} и $\Delta t_{\text{ж}}$ – интервальное время соответственно в минеральном скелете, породе и насыщающей ее жидкости.

Величина $\Delta t_{\text{м}}$ зависит от минералогического состава скелета и для конкретных типов отложений является постоянной. Среднее значение скорости распространения волн в осадочных породах составляет 2 500–4 000 м/с.

Основными факторами, влияющими на скорость распространения упругих колебаний в горных породах, являются: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью, степень насыщения пор жидкостью или газом, степень це-

ментации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давления (эффетивное давление) и другие.

Часто возникает необходимость в определении Δt_m для конкретного интервала геологического разреза. В этом случае сопоставляются показатели времени, отсчитанные по диаграмме акустического каротажа Δt_n , со значениями пористости K_n , установленными по керну или одному из геофизических методов. Полученные данные используются для построения графика зависимости Δt_n от K_n . Осредненная прямая, проведенная через нанесенные точки, отсекает на оси времени значение Δt_n при $K_n = 0$. Если пористость по разрезу изменяется слабо, то значение Δt_m для каждого однородного пласта рассчитывают по формуле

$$\Delta t_m = \frac{\Delta t_n - K_n \Delta t_{ж}}{1 - K_n}.$$

Скорость пробега продольной волны (интервальное время) в воде зависит от ее минерализации, температуры и давления и определяется на практике с помощью номограммы. Скорость распространения упругих волн в нефти и газе меньше, чем в воде, так как сжимаемость углеводородов больше, чем сжимаемость воды. На величину скорости влияет также тип цемента.

Распространение упругих волн в горных породах сопровождается постепенным уменьшением их интенсивности по мере удаления от источника возбуждения. Уменьшение интенсивности в основном связано с поглощением части энергии упругих колебаний породой и превращением ее в тепловую вследствие взаимного трения частиц породы, совершающих колебательные движения; с рассеиванием акустической энергии и неоднородностями породы.

Коэффициент поглощения упругих волн $\alpha_{ак}$ характеризует интенсивность поглощения энергии волн в среде и может быть определен по формуле

$$\alpha_{ак} = \frac{1}{l} \ln \frac{A_1}{A_2},$$

где A_1 и A_2 – амплитуды волн, регистрируемые приемниками, расположенными на расстоянии l друг от друга.

Размерность $\alpha_{\text{ак}}$ выражают в децибелах на 1 м или м^{-1} . Величина $\alpha_{\text{ак}}$ в горных породах зависит от монолитности их скелета, пористости, трещиноватости, вещественного состава заполнителя пор, литологии и других параметров.

При геофизических исследованиях скважин изучаются диэлектрические, магнитные и термические (тепловые) свойства.

3.5. Другие физические свойства горных пород

Диэлектрическая проницаемость. Вещества, которые поляризуются в электрическом поле и обладают очень малой электропроводностью (практически не проводят электрический ток), называются *диэлектриками*. Поляризуемость вещества характеризуется диэлектрической проницаемостью

$$\varepsilon = 1 + 4\pi a,$$

где a – поляризуемость среды.

Абсолютная диэлектрическая проницаемость ε определяется соотношением D/E , показывающим, во сколько раз напряженность электрического поля E в данном диэлектрике меньше напряженности поля индукции D в вакууме. Диэлектрическая проницаемость является одним из физических свойств горной породы и показывает, во сколько раз возрастает емкость конденсатора, если вместо вакуума между обкладками в качестве диэлектрика поместить данную породу. Она измеряется в фарадах на метр и определяется в виде произведения

$$\varepsilon = \varepsilon_{\text{отн}} \varepsilon_0,$$

где $\varepsilon_{\text{отн}}$ – относительная диэлектрическая проницаемость, показывающая, во сколько раз абсолютная диэлектрическая проницаемость данной среды превышает абсолютную диэлектрическую проницаемость вакуума ε_0 . Вакуум обладает наименьшей диэлектрической проницаемостью, равной $10^{-9}/36\pi \approx 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м.

Диэлектрическая проницаемость горных пород зависит от их состава, содержания в них твердой, жидкой и газообразной фаз, а также от частоты поля и температуры. Значения $\varepsilon_{\text{отн}}$ главных породобра-

зующих минералов невелики (4–10), например в отличие от воды при 20 °С, для которой $\epsilon_{\text{отн}}$ достигает 80. Поэтому диэлектрическая проницаемость пород в большой степени зависит от водонасыщенности. Для нефти $\epsilon_{\text{отн}} = 2\text{--}6$, а для нефтенасыщенной породы равна 6–10.

Зависимость величины $\epsilon_{\text{отн}}$ от коэффициента водо- и нефтенасыщенности для пород-коллекторов почти линейно связана с коэффициентом водонасыщенности K_v .

Магнитные свойства горных пород. Основными магнитными параметрами горных пород, используемыми в геофизике, являются намагниченность I , магнитная восприимчивость χ и магнитная проницаемость μ . Намагниченность характеризует магнитное состояние намагниченного тела и оценивается для однородного намагниченного тела как отношение магнитного момента M_m к единице его объема V :

$$I = M_m / V.$$

В случае неоднородного намагниченного тела I определяется для каждой точки (физически малого объема) и представляет средний магнитный момент единицы объема, равный геометрической сумме магнитных моментов отдельных атомов и молекул, заключенных в этом объеме. Единица намагниченности – 1 А/м, т. е. 1 м² вещества обладает магнитным моментом в 1 А·м². Магнитный момент – основная величина, характеризующая магнитные свойства вещества. Магнитным моментом определяются силы, действующие на тело во внешнем магнитном поле.

Магнитная восприимчивость определяет связь между магнитным моментом (намагниченностью) породы I и ее магнитным полем H

$$\chi = I / H,$$

где χ – величина безразмерная; размерность H – А/м.

Различают объемную χ магнитную восприимчивость, отнесенную к единице объема, и удельную χ , рассчитанную на 1 кг вещества.

Магнитная проницаемость μ характеризует связь между магнитной индукцией B в породе и магнитным полем H

$$\mu = B / \mu_0 H,$$

где μ_0 – коэффициент пропорциональности, принятый в качестве магнитной постоянной.

По величине магнитной восприимчивости горные породы подразделяются на четыре группы: очень сильномагнитные, сильномагнитные, среднемагнитные и слабомагнитные. Осадочные породы обладают слабой магнитностью. Их магнитные свойства определяются содержанием частиц ферромагнитных минералов, сильных и темноцветных парамагнетиков и слабых парамагнитных и диамагнитных минералов. Для глинистых пород χ составляет $(10-14) \cdot 10^{-3}$, для песчаников – $(14-15) \cdot 10^{-3}$, а для гидрхимических и карбонатных пород – менее $6 \cdot 10^{-3}$ А/м. Под действием магнитного поля Земли горные породы в период своего формирования способны намагничиваться и сохранять приобретенную (остаточную) намагниченность в последующие геологические эпохи. По величине и направлению остаточной намагниченности пород определяют магнитное поле, существовавшее в данной точке земной поверхности при образовании породы. На этом основывается палеомагнетизм – область знаний, занимающаяся изучением эволюции геомагнитного поля во времени.

Тепловые свойства горных пород. Основными тепловыми свойствами горных пород являются теплопроводность λ или тепловое сопротивление породы $\xi = 1/\lambda$, теплоемкость или удельная теплоемкость c и температуропроводность породы a .

Коэффициент теплопроводности характеризует способность горных пород к передаче тепла и численно показывает поток тепла в ваттах в единицу времени через породу сечением 1 м^2 , высотой 1 м при разности температур 1 К и выражается в ваттах на метр-кельвин. В промысловой геофизике обычно пользуются величиной обратной теплопроводности – тепловым сопротивлением породы ξ (в метр-кельвинах на ватт).

Установлено, что тепловое сопротивление пород понижается с увеличением их плотности. Поэтому изверженные и метаморфические породы имеют меньшее тепловое сопротивление, чем осадочные песчано-глинистые отложения. С глубиной плотность горных пород закономерно возрастает.

Тепловое сопротивление зависит от слоистости пород: в направлении, перпендикулярном к напластованию, тепловое сопротивле-

ние выше, чем в направлении напластования. Это явление известно под названием тепловой анизотропии. Понижение теплового сопротивления по напластованию связано с циркуляцией вод в этом направлении и возникающим в результате дополнительным переносом тепла – конвекцией.

Свойство среды поглощать тепловую энергию при теплообмене оценивается удельной теплоемкостью (массовой C_m , объемной C_v). Под удельной теплоемкостью понимают количество тепла в джоулях, необходимое для нагрева 1 кг данного вещества на 1 К, и выражают ее в джоулях на метр-кельвин. Изменение температуры различных пород при поглощении или отдаче ими тепла может происходить с различной скоростью. Эта скорость изменения температуры пород характеризуется комплексным параметром, называемым **температуропроводностью**. Тепловые свойства основных породообразующих минералов изменяются незначительно. Несколько повышенным тепловым сопротивлением и пониженной теплопроводностью обладают глинистые минералы твердой фазы. Данные о тепловых свойствах горных пород широко используются при термических исследованиях бурящихся и эксплуатационных скважин и решении задач, связанных с разведкой и разработкой месторождений нефти и газа.

4. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Геофизические методы исследования скважин служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, изучения технического состояния скважин и т. д. С этой целью по данным ГИС изучают в скважинных условиях физические свойства горных пород. Методы ГИС подразделяются на электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и т. п. Геофизические методы позволяют представить разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких как удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т. п.

Основным документом для геологической службы является литолого-стратиграфическая колонка, полученная по результатам ин-

терпретации материалов ГИС и содержащая сведения о положении границ пластов и их толщинах, литологической характеристике каждого пласта, о наличии коллекторов, о характере флюида, заполняющего поровое пространство продуктивных пластов (нефть, газ, вода). Окончательный результат геофизических исследований представляется не теми физическими свойствами, которые изучаются методами ГИС, а такими параметрами, как пористость, проницаемость, глинистость пород, коэффициент нефтегазонасыщения порового пространства. Оценка этих свойств и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных. Интерпретация, в свою очередь, может быть качественной, если, например, определяется литологический состав породы, и количественной, если оценивается количество содержащегося в породе того или иного компонента (глины, нефти, газа и других).

Методы ГИС используются также при контроле технического состояния скважин и при исследовании действующих скважин в процессе разработки нефтегазовых месторождений. За последнее время широкое распространение получила интерпретация данных ГИС с помощью ЭВМ.

4.1. Электрические методы исследования скважин

Электрометрия – один из основных методов в общем комплексе геофизических исследований скважин. Она основана на изучении особенностей распространения постоянных и переменных электромагнитных полей и определении по измеренным полям электромагнитных параметров среды, несущих важную информацию о петрофизических свойствах, литологическом составе, термодинамическом и фазовом состоянии пород в земных недрах. Горные породы в зависимости от их состава, структуры и условий залегания обладают различными электрическими свойствами – *удельным электрическим сопротивлением, диэлектрической проницаемостью* и другими. Таким образом, реальный геологический разрез можно рассматривать как часть пространства, заполненную средами с различными геоэлектрическими свойствами. Эти свойства, а также геометрические параметры сред – мощность, глубина залегания, угол падения пород – определяют геоэлектрический разрез, характеризующий геологическое строение района.

Метод кажущегося сопротивления

Для изучения удельного сопротивления горных пород в скважину на специальном кабеле спускают измерительную установку (зонд), состоящую, как правило, из трех электродов (заземлителей): A , M и N . Четвертый электрод B помещают на поверхности земли (рис. 4.1).

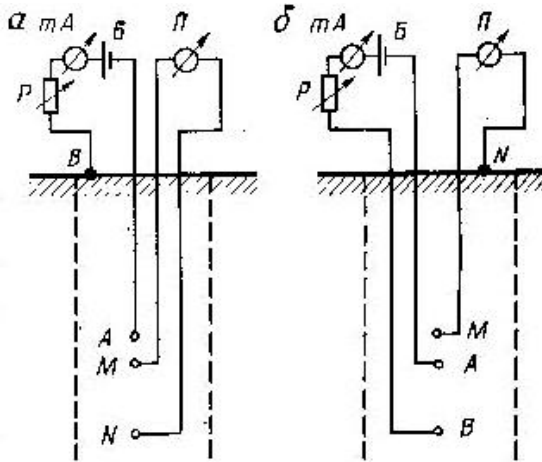


Рис. 4.1. Принципиальные схемы измерения кажущегося сопротивления горных пород в скважине: a – с зондом прямого питания; b – с зондом взаимного питания; B – источник постоянного тока; P – реостат; Π – прибор для измерения разности потенциалов; mA – миллиамперметр

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

В качестве параметра, характеризующего электрическое свойства геологического разреза, используется так называемое *кажущееся* сопротивление ρ_k , которое имеет размерность ом-метр (Ом·м) и определяется по формуле

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{I},$$

где I – величина тока, вводимого в землю через питающие электроды A и B ;

ΔU – разность потенциалов, зарегистрированная между приемными электродами M и N ;

k – коэффициент установки, зависящий от взаимного расположения заземлений.

В однородной среде кажущееся сопротивление равно удельному сопротивлению среды. В скважине среда неоднородна и кажущееся сопротивление зависит от многих факторов, характеризующих эту электрическую неоднородность, а также от типа и **коэффициента зонда K** .

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

Зонд прямого питания имеет один питающий и два измерительных электрода (второй питающий электрод устанавливается в этом случае на поверхности). Зонд взаимного питания имеет два питающих и один измерительный электрод (второй измерительный электрод устанавливается на поверхности). Зонд прямого питания можно превратить в зонд взаимного питания и наоборот.

При измерениях с зондами прямого питания удастся более полно исключить при исследованиях в скважинах влияние полей, создаваемых естественными и промышленными электрическими токами в земной коре. С зондами взаимного питания удобнее осуществлять одновременную регистрацию кривых кажущегося сопротивления и собственных потенциалов.

По взаимному расположению электродов различают потенциал-зонды и градиент-зонды (рис. 4.2 и 4.3).

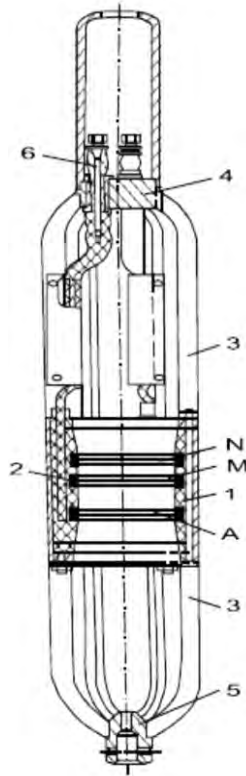


Рис. 4.2. Общий вид скважинного резистивметра
(обращенного градиент-зонда):

1 – стакан из изоляционного материала; 2 – электродные кольца; 3 – кожух;
4 – верхняя головка; 5 – нижняя головка; 6 – свечи; A, M, N – электроды

Потенциал-зондами называют зонды, у которых расстояние между парными электродами, т. е. электродами одного назначения (AB или MN), существенно больше расстояния от одного из этих электродов до ближайшего непарного, т. е. $MN \gg AM$ или $AB \gg AM$. Расстояние между электродами A и M потенциал-зонда показывают его размером или длиной; измеряемое значение кажущегося сопротивления относят к средней точке отрезка AM (точке записи).

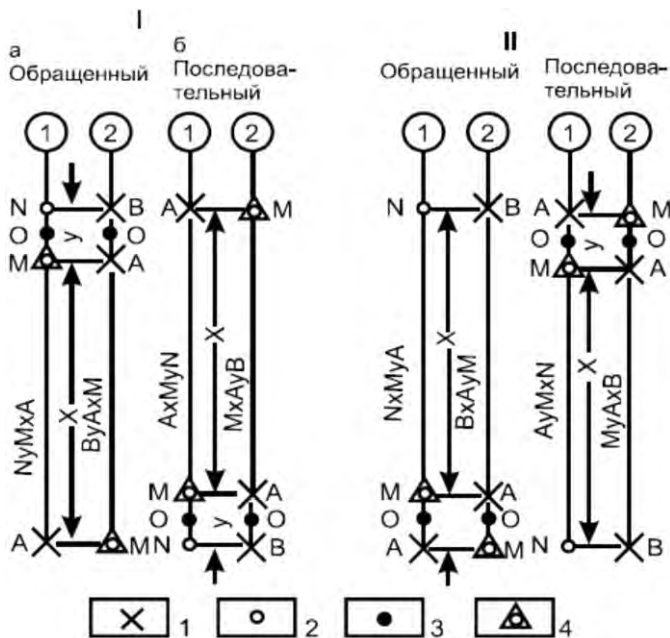


Рис. 4.3. Обозначение зондов:

- I – градиент-зонд: а – кровельный; б – подошвенный; 1 – однополюсный зонд (зонд прямого питания); 2 – двухполюсный (взаимного питания) зонд;
 II – потенциал-зонд: 1 – токовые электроды (AB); 2 – измерительные электроды (MM); 3 – точка записи кажущегося сопротивления O; 4 – электроды для замера ПС

Градиент-зондами называют зонды, у которых расстояние между электродами одного назначения (AB или MM) существенно меньше расстояния от одного из них до непарного электрода, т. е. $MM \ll AM$ или $AB \ll AM$. Измеренное кажущееся сопротивление относят к точке, расположенной на середине между парными электродами (точке записи).

Размером, или длиной зонда считают расстояние от удаленного электрода до точки записи. Кроме того, зонды подразделяют на последовательные (или подошвенные) и обращенные (или кровельные). **Последовательными** называют зонды, у которых парные электроды расположены ниже непарного, **обращенными** – зонды, у которых парные электроды расположены выше непарного.

Кривые кажущегося сопротивления. Определение границ пластов

Значение кажущегося сопротивления, измеренное в скважине, зависит от удельного сопротивления изучаемого пласта. Кроме того, кажущееся сопротивление зависит от удельных сопротивлений вмещающих пласт пород, бурового раствора и зоны его проникновения, от мощности пласта, диаметра скважины, глубины проникновения раствора, а также от типа и размера применяемого зонда. В одном и том же пласте конфигурация кривых кажущегося сопротивления, а, следовательно, и правила определения границ этого пласта, существенно зависят от типа и размера применяемого зонда и соотношения мощности пласта и размера зонда.

В случае горизонтального пласта высокого сопротивления на кривой обращенного (кровельного) градиент-зонда против мощного однородного пласта (мощность пласта больше размера зонда) высокого сопротивления наблюдается асимметричный максимум (рис. 4.4, *а*). Кровля пласта отмечается по максимуму кривой, подошва пласта – по минимуму. Тонкий пласт (мощность пласта меньше размера зонда) высокого сопротивления отмечается на кривой обращенного градиент-зонда максимумом (рис. 4.4, *б*).

Границы пласта находятся приближенно по подъему и спаду кривой у основания аномалии.

Кривые, полученные последовательным (подошвенным) градиент-зондом, являются зеркальным отображением кривых обращенного градиент-зонда относительно горизонтальной плоскости, проходящей через середину пласта.

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

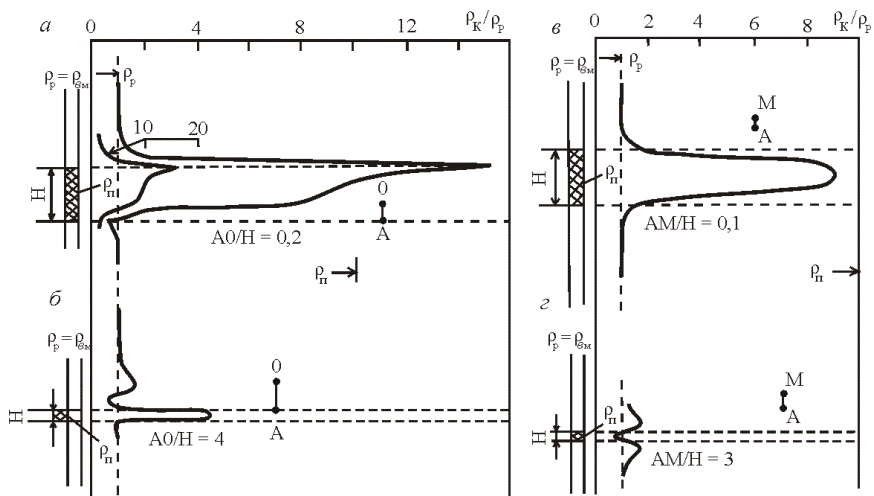


Рис. 4.4. Примеры определения границ однородных пластов высокого удельного сопротивления с помощью кривых кажущегося сопротивления (по С. Г. Комарову): кривые обращенного градиент-зонда: *a* – в мощном пласте; *б* – в тонком пласте; кривые потенциал-зонда; *в* – в мощном пласте; *г* – в тонком пласте

Границы мощного пласта на кривой потенциал-зонда отмечаются по точкам кривой, в которых начинается наиболее интенсивный рост кажущегося сопротивления (рис. 4.4, *в*).

Тонкому пласту высокого сопротивления на кривой кажущегося сопротивления потенциал-зонда соответствует симметричный минимум. Кроме того, по обе стороны пласта на кривой имеются два небольших максимума, вершины которых удалены от кровли и подошвы на расстояние $1/2 AM$ (рис. 4.4, *г*).

Горизонтальному пласту низкого удельного сопротивления и большой мощности соответствует при измерении кажущегося сопротивления обращенным градиент-зондом асимметричный минимум. Подошву пласта находят по максимальному значению кажущегося сопротивления, кровлю – по минимальному (рис. 4.5, *а*).

Границы тонкого пласта низкого сопротивления определяют аналогичным образом – по максимуму (подошва) и минимуму (кровля) кривой кажущегося сопротивления (рис. 4.5, *б*). Кривые кажущегося сопротивления для последовательного градиент-зонда можно получить путем зеркального отображения кривых для обращенного градиент-зонда.

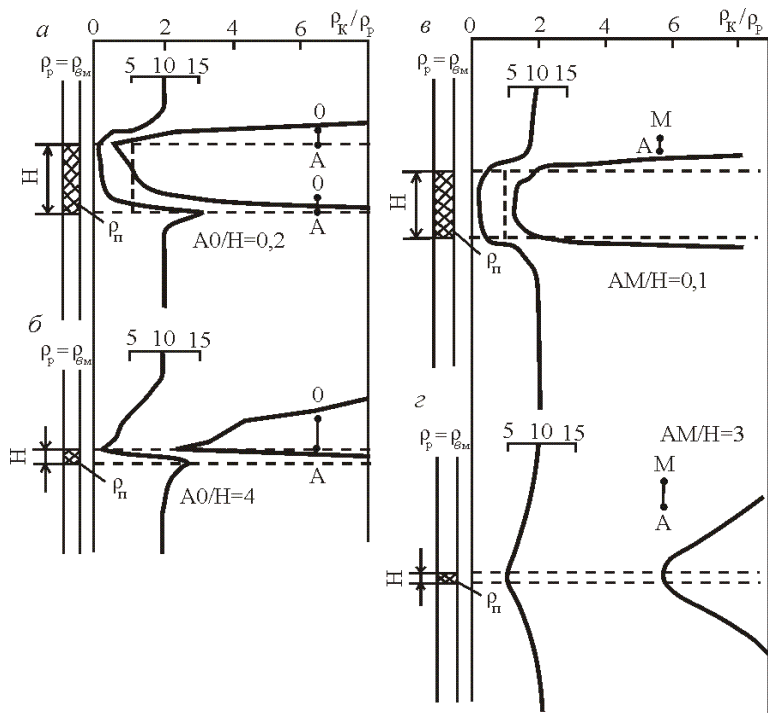


Рис. 4.5. Примеры определения границ однородных пластов низкого удельного сопротивления с помощью кривых кажущегося сопротивления (по С. Г. Комарову): кривые обращенного градиент-зонда: *a* – в мощном пласте; *б* – в тонком пласте; кривые потенциал-зонда; *в* – в мощном пласте; *з* – в тонком пласте

В соответствии с этим изменяются и правила определения границ пластов.

Кривые потенциал-зонда в мощном пласте низкого удельного сопротивления представляют собой симметричный минимум (рис. 4.5, *в*). Границы пласта находят по точкам перехода от крутого спада кривой к ее плавному понижению, учитывая, что эти точки находятся вне пласта на расстоянии $1/2 AM$ от его кровли и подошвы.

Против тонкого пласта низкого удельного сопротивления при измерениях кажущегося сопротивления в скважинах потенциал-зондом наблюдается расплывчатый минимум (рис. 4.5, *з*). Точное определение границ пласта в этом случае затруднено.

При исследовании разреза, представленного пачкой тонких пластов высокого и низкого сопротивления, явления экранирования электрического тока в ряде случаев могут вызвать изменение не только величины, но и формы аномалии кажущегося сопротивления. Наименьшее искажение кривых и лучшая расчленяющая способность наблюдаются при использовании зондов малых размеров. На кривых потенциал-зондов маломощные прослойки выделяются менее четко, чем на кривых градиент-зондов. Для определения границ тонких пропластков используются те же правила, что и для определения границ тонких одиночных пластов. В том случае, когда угол падения пласта не превышает 30° , форма аномалий на кривых кажущихся сопротивлений, зарегистрированных с градиент- или потенциал-зондами, не отличается от таковой в горизонтальном пласте.

По полученному значению видимой мощности можно найти истинную мощность по формуле

$$h = h_b \cos \alpha,$$

где h – истинная мощность пласта;

h_b – видимая мощность пласта;

α – угол падения пласта.

Если угол падения пласта превышает 30° , определение его истинной мощности усложняется.

4.2. Микрозондирование

Под **микрокаротажем** (МК) понимают каротаж сопротивления обычными градиент- и потенциал-зондами малых размеров, расположенными на прижимном изоляционном башмаке (рис. 4.6). При работе башмак с электродами прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигается частичное экранирование зонда от промысловой жидкости и уменьшение влияния ее на результат измерений. В средней части башмака микрозонда смонтированы три электрода – A , M_1 и M_2 на расстоянии 25 мм друг от друга. С их помощью по обычной схеме электрического каротажа образуют градиент-микрозонд $A_{0,025}M_{0,025}M_2$ и потенциал-микрозонд $A_{0,05}M_2$, которыми производят измерения в скважине одновременно.

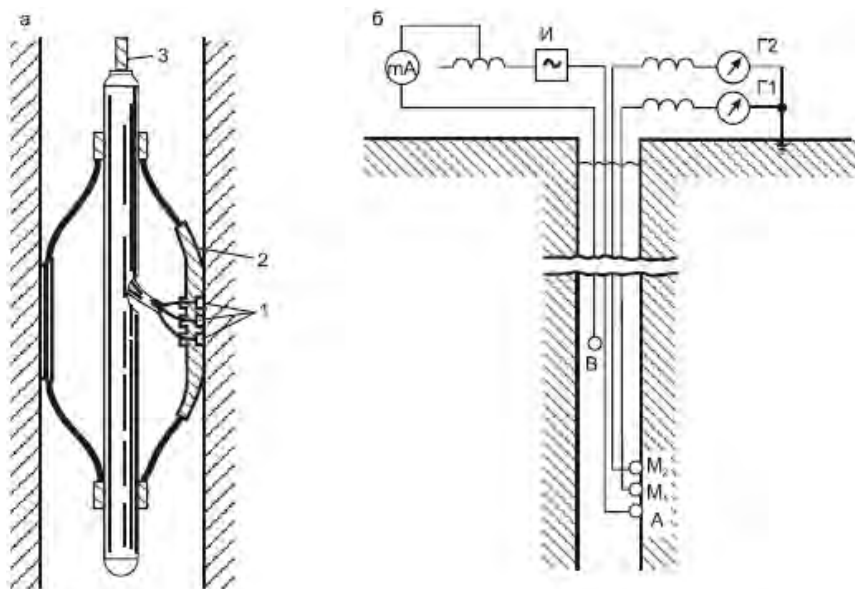


Рис. 4.6. Принципиальная схема измерений микрозондами:
a – общий вид микрозонда: 1 – электроды; 2 – башмак; 3 – кабель; *б* – схема записи:
 Г1, Г2 – приборы для регистрации кривых МК, И – источник питания

Интерпретация кривых МК заключается в детальном расчленении разреза, выделении в нем проницаемых и непроницаемых прослоев, определении удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{\text{пн}}$. Если против проницаемого пласта образуется глинистая корка, кажущиеся сопротивления, измеряемые потенциал-микрозондом, значительно выше сопротивлений, измеренных одновременно против тех же пластов градиент-микрозондом с заметно меньшим радиусом исследования. Такое превышение сопротивления получило название **положительного расхождения** (приращения), оно характерно для проницаемых пластов.

Положительное расхождение отмечается чаще всего в проницаемых песчано-алевролитовых пластах с глинистой коркой небольшой толщины и ее сопротивлением, в несколько раз меньшим $\rho_{\text{зп}}$ (рис. 4.7). В отдельных случаях сопротивления, измеренные градиент-микрозондом, превышают сопротивления, полученные потенциал-зондом, т. е. наблюдается отрицательное приращение, которое характерно для случаев, когда $\rho_{\text{с}} > \rho_{\text{п}}$.

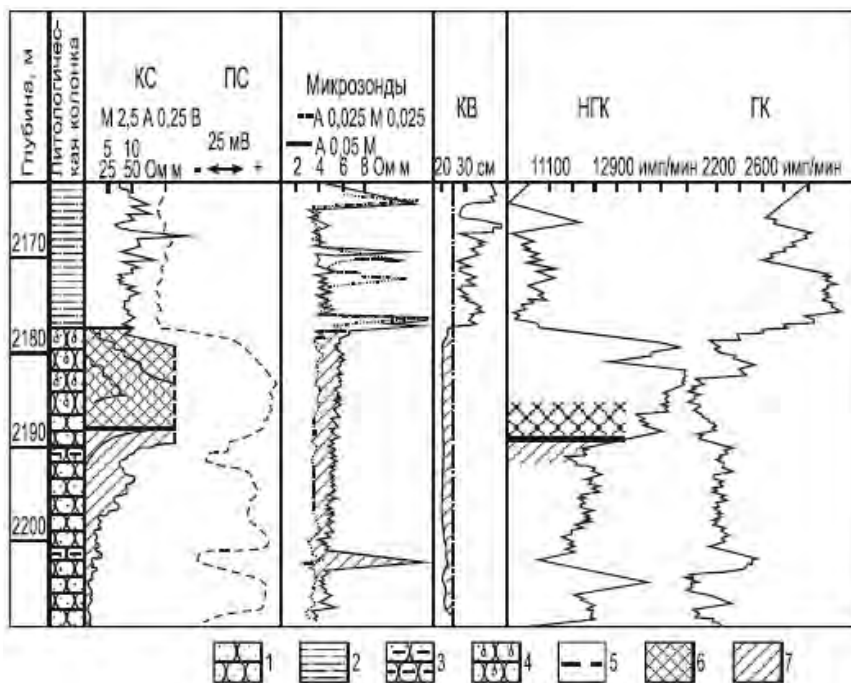


Рис. 4.7. Пример использования кривых микрозондов в комплексе с другими диаграммами:
 1 – песчаник; 2 – глина песчаная; 3 – песчаник глинистый; 4 – песчаник газонасыщенный; 5 – граница газ–вода; 6 – газонасыщенная часть пласта; 7 – водонасыщенная часть пласта; КС – кажущиеся сопротивления; ПС – потенциалы собственной поляризации; КВ – кавернометрия; HГK – нейтронный гамма каротаж; ГK – гамма каротаж

В связи с небольшими размерами зондов метод микрозондов имеет малую глубину исследования. Например, при изучении пород-коллекторов практически определяют удельное сопротивление части пласта, видоизмененного проникновением фильтрата бурового раствора. По данным микрозондов нельзя получить представление об удельном сопротивлении коллекторов за зоной проникновения, а, следовательно, и о характере насыщенности пласта (нефть, газ, вода). К недостаткам метода КС следует отнести низкую надежность результатов при исследовании скважин, заполненных очень соленым

буровым раствором (МК в этом случае более информативен), а также невозможность использования метода при изучении скважин, заполненных нефтью или раствором на нефтяной основе.

4.3. Боковой каротаж

Под боковым каротажем (БК) понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока. Он является разновидностью каротажа по методу сопротивления с использованием зондов, в которых электрическое поле является управляемым.

Основные зонды бокового каротажа

Различают боковой каротаж, выполняемый многоэлектродными (семь, девять электродов) и трехэлектродными зондами (рис. 4.8).

Семиэлектродный зонд состоит из центрального электрода A_0 , двух пар измерительных M_1, M_2, N_1, N_2 и одной пары токовых экранных электродов A_1 и A_2 . Результат измерений зондом бокового каротажа относят к точке A_0 . За длину L_3 принимают расстояние между серединами интервалов M_1N_1 и M_2N_2 (точками O_1 и O_2) (рис. 4.8, а).

Расстояние между экранирующими электродами A_1, A_2 называют общим размером зонда $L_{\text{общ}}$. Кроме того, для характеристики зонда введено понятие параметр фокусировки $q = (L_{\text{общ}} - L_3)/L_3$. Размещение электродов в семиэлектродном зонде выражается следующей записью: $A_00,2M_10,2N_1 1,1A_1$, что соответствует $L_{\text{общ}} = 3$ м, $L_3 = 0,6$ м, $q = 4$.

Девятиэлектродный зонд псевдобокового каротажа (ПБК) обладает малой глубиной исследования и применяется для изучения зоны пласта, прилегающей к скважине (рис. 4.8, б). Размещение электродов в зонде псевдобокового каротажа можно представить следующей записью: $A_00,2M_10,2N_1 0,2A_10,9B_1$, что соответствует $L_{\text{общ}} = 1,2$ м, $L_3 = 0,6$ м, $q = 1$.

Трехэлектродный зонд (БК-3) состоит из трех электродов удлиненной формы (см. рис. 4.8, в).

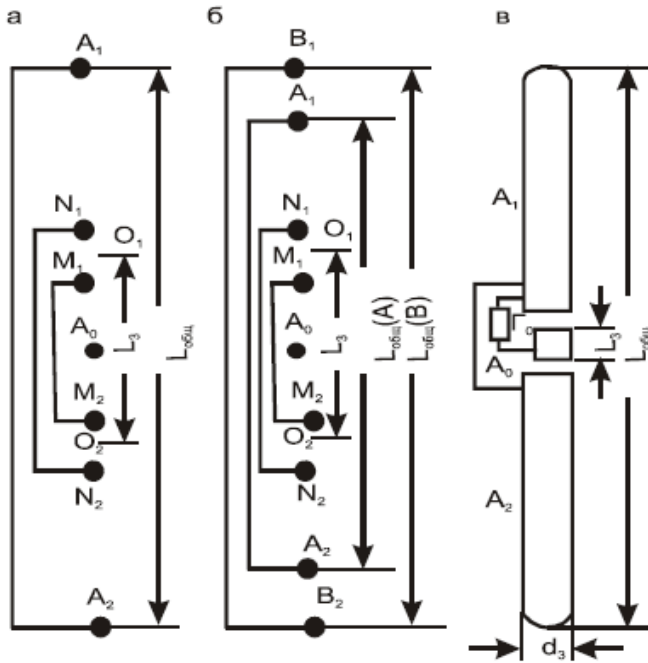


Рис. 4.8. Схемы зондов бокового каротажа:
а – семиэлектродный (БК-7); *б* – девятиэлектродный псевдобоковой (ПБК);
в – трехэлектродный (БК-3)

Зонд аппаратуры, например, АБКТ характеризуется следующими данными: $A_0 = 0,15$ м, $L_{\text{общ}} = 3,2$ м, $d_3 = 0,07$ м, ширина изоляционного промежутка – $0,03$ м. Аппаратура АБКТ, применяемая при геофизических исследованиях скважин, является комплексной и помимо трехэлектродного БК дает возможность проводить обычный электрический каротаж комплектом зондов БКЗ (бокового каротажного зондирования). Весь комплекс измерений состоит из пяти циклов (спусков-подъемов прибора в интервале исследований), из которых три необходимы для измерения тремя группами зондов БКЗ, один – для измерения зондом БКЗ и один – для записи кривой ПС. Комплексирование замеров при боковом каротажном зондировании позволяет повысить точность и радиус исследований и, после обработки полученной информации, выйти на значения уже не кажущихся, а максимально приближенных к истинным, удельных сопротивлений.

Область применения метода: детальное расчленение разрезов скважин по величинам кажущегося и удельного сопротивлений пластов; при изучении пластов средней и малой мощности, в случаях значительной дифференцированности разреза по сопротивлению и больших значений $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}$, когда пласты, вскрываемые скважиной, имеют высокое сопротивление, а также при высокоминерализованной скважинной жидкости.

4.4. Боковой микрокаротаж

Под боковым микрокаротажом (МБК) понимают микрокаротаж зондами с фокусировкой тока. На практике применяют четырехэлектродный, двухэлектродный и трехэлектродный боковые микрозонды. Наиболее распространенный – четырехэлектродный боковой микрозонд (рис. 4.9).

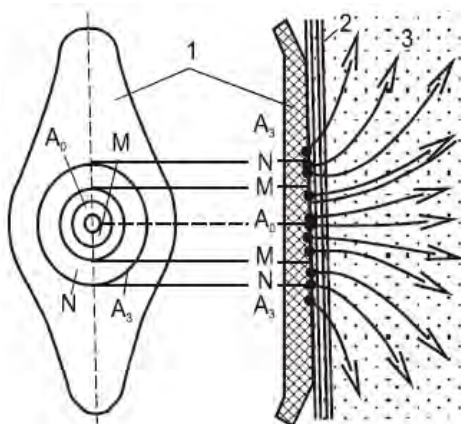


Рис. 4.9. Схема четырехэлектродного бокового микрозонда:
 1 – башмак из изоляционного материала; 2 – глинистая корка;
 3 – проницаемый пласт с межзерновой пористостью

Малые расстояния между электродами в боковом микрозонде обуславливают небольшую глубину исследования. Благодаря наличию экранного электрода A_3 ток из электрода A_0 распространяется по пласту вблизи скважины пучком, практически перпендикулярным к ее стенке. Вследствие этого уменьшается влияние глинистой

корки и пленки промывочной жидкости между башмаком и стенкой скважины.

Интерпретация диаграмм бокового микрокаротажа заключается в оценке удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{пп}$. В карбонатном разрезе по характеру дифференцированности кривой сопротивления ρ_k МБК различают плотные и трещиновато-кавернозные породы (против трещиновато-кавернозных пород кривая ρ_k БКЗ характеризуется резкой дифференцированностью). Данные бокового микрокаротажа дают значения удельных сопротивлений пород в зоне их непосредственного прилегания к стенке скважины. На показания МБК, в отличие от обычных микрозондов, влияние высокопроводящей промывочной жидкости сказывается мало, поэтому этот метод получил широкое применение при исследовании скважин, пробуренных на высокоминерализованной промывочной жидкости.

4.5. Метод потенциалов собственной поляризации

Собственные потенциалы (СП или ПС), регистрируемые при исследовании скважин – естественные электрические поля, возникающие в результате электрохимических процессов, протекающих на границах между породами и скважиной, а также на границах между пластами различной литологии в разрезе скважины.

В методе СП регистрируется диаграмма изменения по разрезу скважины разности потенциалов между электродом M , перемещающимся по стволу скважины и электродом N , расположенным на земной поверхности вблизи устья скважины.

В скважинах, бурящихся на нефть и газ, потенциалы СП возникают благодаря диффузии солей, на контакте двух сред, содержащих растворы различной концентрации.

На контакте фильтрата бурового раствора с ρ_f и пористой среды с удельным сопротивлением пластовой воды ρ_v возникает диффузионно-адсорбционный потенциал $E_{да}$, который также пропорционален логарифму отношения удельных сопротивлений:

$$E_{да} = K_{да} \lg \rho_f / \rho_v,$$

где $K_{да}$ – коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала.

В пористых средах диффузия ионов зависит от адсорбционной способности поверхности твердой фазы. Наибольшей адсорбционной способностью обладают высокодисперсные глины.

Для неглинистых пород (песков, песчаников, карбонатных пород) коэффициент $K_{да}$ мало отличается от коэффициента диффузионного потенциала $K_{д}$ и тогда $E_{да} \approx E_{д}$, т. е. неглинистые породы не оказывают существенного влияния на диффузию ионов. По мере увеличения глинистости $K_{да}$ значительно больше диффузионного потенциала $E_{д}$. Для растворов NaCl менее концентрированный раствор на контакте с глинистой породой заряжается положительно.

Нулевая линия на диаграмме ПС. Условный нуль отсчета потенциалов ПС – линия глин, т. е. прямая, проведенная параллельно оси глубин через участки кривой ПС, соответствующие пластам глин. Показания кривой ПС против середины пласта, отсчитанные от линии глин, называется **амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации** (амплитуда ПС) и обозначается $\Delta U_{пс}$.

В песчано-глинистых отложениях на кривой ПС наибольшими отрицательными аномалиями отмечаются пески, песчаники, и алевролиты.

В карбонатном разрезе наибольшими отрицательными аномалиями на кривой ПС характеризуются неглинистые известняки, независимо от их пористости.

Электрoхимические поля диффузионного происхождения в скважине рассмотрим на примере, когда буровой раствор менее концентрирован, чем пластовая вода и разрез сложен пластом песчаника среди вмещающих пород, представленных глинами.

В скважине на границах пластов создается самопроизвольная поляризация и тогда скачок потенциалов

$$E_{пс} = E_{давм} - E_{дап} = 58 - (-11,7) / \rho_{рф} / \rho_{в} \approx 70 / \rho_{рф} / \rho_{в},$$

где $E_{давм}$ – вмещающих пород;

$E_{дап}$ – пород пласта.

4.6. Радиометрические и ядерно-геофизические методы

Радиометрические и ядерно-геофизические методы – это методы, основанные на регистрации различных ядерных излучений,

главным образом (гамма-квантов и нейтронов). Эти методы подразделяются: на пассивные (методы регистрации естественных излучений) и активные (методы регистрации излучений, возникающих при облучении горной породы специальными источниками, помещенными в скважинном приборе).

Метод естественной радиоактивности (гамма-метод)

Во всех горных породах в небольших количествах присутствуют радиоактивные элементы. Содержание радиоактивных элементов в различных горных породах, а, следовательно, и интенсивность испускаемых ими ядерных излучений различны. Поэтому, регистрируя их, можно судить о типе горных пород, пройденных скважиной. Метод исследования геологического разреза скважин, основанный на регистрации излучений, испускаемых естественно радиоактивными элементами горных пород, носит название **метода естественной радиоактивности**. Поскольку обычно альфа- и бета-лучи, имеющие малый пробег в веществе, полностью поглощаются буровым раствором и корпусом скважинного снаряда, а индикатора достигают лишь гамма-лучи, этот метод называют также гамма-методом и сокращенно обозначают ГМ.

При исследовании гамма-методом в скважину опускают прибор, который содержит детектор гамма-излучения и электронную схему (рис. 4.10), служащую для питания индикатора, усиления его сигналов и передачи их через кабель на поверхность. Часто используют многоканальные приборы, регистрирующие одновременно диаграммы гамма-метода и нейтронного гамма-метода. Точка записи ГМ совпадает с серединой детектора.

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

При разработке ряда нефтяных и газовых месторождений обнаружено резкое повышение радиоактивности некоторых продуктивных пластов при их обводнении, а возможно, и по другим причинам. Этот эффект, названный радиогеохимическим, широко используется при контроле разработки месторождений.

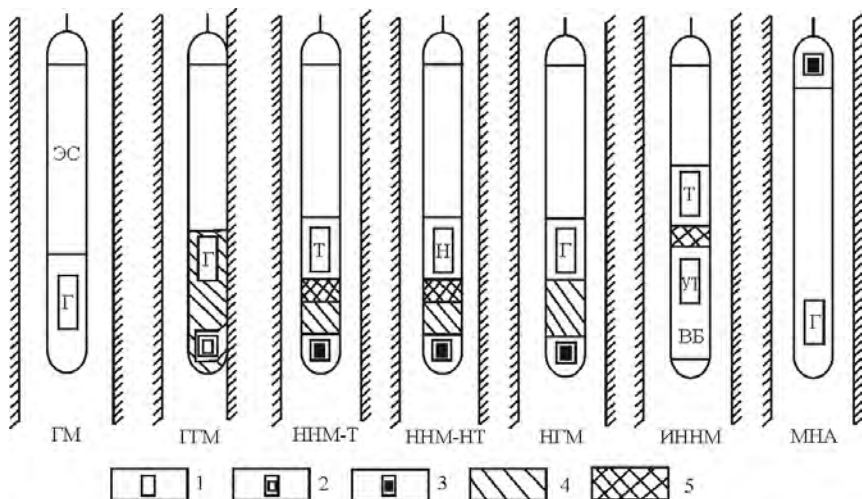


Рис. 4.10. Схема зондов радиометрии скважин:

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

Если не считать урановых и ториевых руд, наибольшей гамма-активностью обладают кислые изверженные породы, например граниты, а также глины. По интенсивности гамма-излучения 1 г этих пород эквивалентен $(4-6) \cdot 10^{-12}$ г ^{226}Ra . Наименее активны (менее 10^{-12} г Ra) ультраосновные породы, а среди осадочных пород – чистые разности известняков, песчаников, большинства каменных углей и особенно гидрохимических пород (кроме калийных солей). В осадочных породах, как правило, радиоактивность тем больше, чем выше содержание глинистой фракции. Это позволяет по кривым I_γ различать глины, глинистые и чистые разности известняков, песчаников и т. п.

Диаграммы ГМ используют также для выделения в разрезе скважин урановых и ториевых руд, калийных солей, а также других полезных ископаемых, обладающих повышенной радиоактивностью (фосфориты, иногда марганцевые руды и другие). На рис. 4.11 показана типичная кривая, полученная гамма-методом в разрезе осадочных пород.

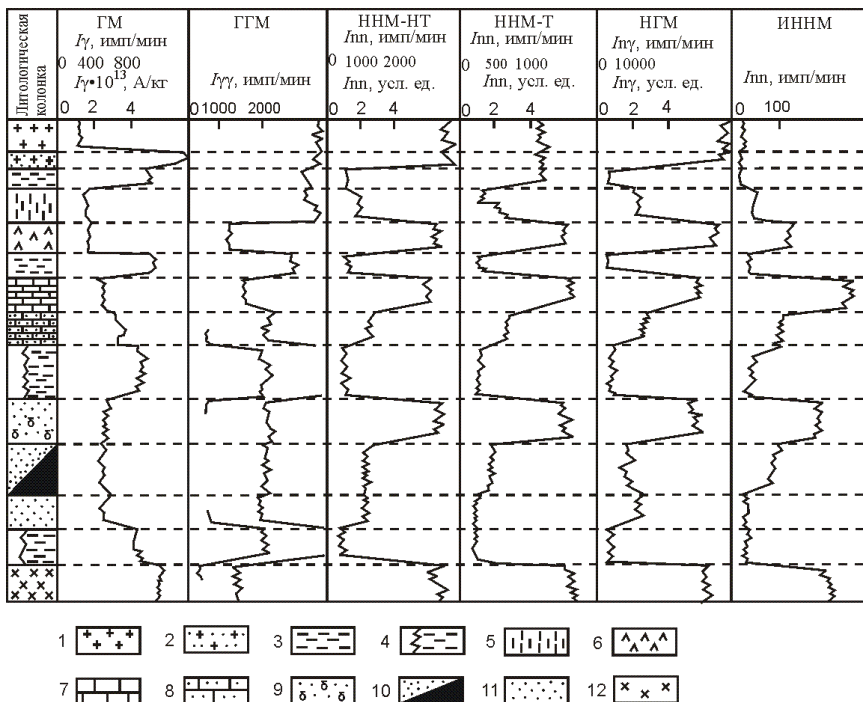


Рис. 4.11. Схематические диаграммы, полученные ядерными методами в разрезе осадочных пород:

- 1 – каменная соль; 2 – калийная соль; 3 – глина; 4 – размытый пласт с глубокой каверной; 5 – гипс; 6 – ангидрит; 7 – известняк низкопористый; 8 – известняк высокопористый; 9 – газоносный; 10 – нефтеносный; 11 – водоносный; 12 – метаморфизованная порода

Применяя специальные приборы-спектрометры гамма-излучения, можно регистрировать вдоль скважины диаграмму изменения интенсивности гамма-квантов с заданной энергией. Такой спектрометрический гамма-метод (ГМ-С) позволяет определять отдельно содержание в породе радия, тория и калия.

Кроме радиоактивности горных пород, на показания гамма-метода оказывают влияние:

- а) поглощение гамма-излучения в скважине, зависящее от диаметра скважины, плотности бурового раствора, наличия и толщины обсадной колонны и цементного кольца;

б) радиоактивность среды, заполняющей ствол скважины. При строгом учете влияния перечисленных факторов по результатам ГМ можно количественно определить концентрацию радиоактивных элементов в горных породах.

Радиус сферы, из которого приходит 90–95 % регистрируемого излучения, называется **радиусом зоны исследования ГМ**. Считается, что радиус исследования ГМ составляет примерно 30 см. Показания ГМ зависят не только от интенсивности излучения, но и от индивидуальных особенностей прибора (тип счетчика, его размер, толщина корпуса, режим питания и т. п.). Для исключения влияния этих факторов осуществляют эталонирование аппаратуры: в том числе в специальных эталонных (метрологических) скважинах, пробуренных на исследуемой территории или вблизи геофизической базы. В этом случае в качестве условной единицы измерений принимают различие в показаниях против двух мощных опорных пластов с различной активностью или же среднеквадратические колебания показаний в некотором фиксированном интервале разреза эталонной скважины.

Метод рассеянного гамма-излучения (гамма-гамма-метод)

В гамма-гамма-методе (ГГМ) горная порода облучается источником гамма-квантов и регистрируется интенсивность гамма-излучения, достигающего индикатора излучения, расположенного на некотором расстоянии от источника (см. рис. 4.10). Это расстояние называется длиной зонда l . Точку записи однозондового ГГМ относят к середине между центрами источника и детектора, двухзондового ГГМ – к середине между центрами детекторов. Фильтр из тяжелого металла (Fe, Pb, W и другие), установленный между источником и индикатором, практически полностью поглощает прямое гамма-излучение источника. Поэтому измеряемое в этом методе гамма-излучение почти полностью состоит из излучения источника, претерпевшего хотя бы одно рассеяние на атомах среды, окружающей источник. Отсюда и название метода. Существуют две модификации ГГМ: плотностной гамма-гамма-метод (ГГМ-П) и селективный (ГГМ-С).

В **плотностной модификации** ГГМ применяется источник гамма-квантов относительно большой энергии, чаще всего ^{60}Co , испус-

кающий кванты с энергией 1,17 и 1,33 МэВ. Детектор гамма-излучения размещается в толстом корпусе из тяжелого металла (железо). Показания метода определяются комптоновским рассеянием и зависят лишь от плотности среды, окружающей скважинный прибор: чем больше плотность среды, тем меньше показания ГГМ-П. Размер зонда при ГГМ-П обычно 20–40 см.

При **селективной модификации** ГГМ применяют источники мягкого гамма-излучения (менее 0,3-0,4 МэВ, например, радиоактивный селен-75, излучающий кванты с энергией 0,138 и 0,268 МэВ, ртуть-203 с энергией квантов 0,279 МэВ и др.). Детектор при ГГМ-С настраивается на регистрацию еще более мягкого гамма-излучения. Показания ГГМ-С зависят как от рассеяния гамма-квантов (следовательно, от плотности среды), так и в особенности от их поглощения, которое в основном определяется концентрацией в породе тяжелых элементов. Размер зонда при ГГМ-С обычно 10–20 см.

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

Для уменьшения влияния скважины прибор прижимают к стенке скважины (см. рис. 4.10), а источник и индикатор экранируют экраном из тяжелого металла за исключением стороны, обращенной к породе.

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

При ГГМ кроме рассеянного излучения источника индикатор регистрирует также гамма-излучение естественной радиоактивности горных пород, однако, выбрав достаточную активность источника $[(2-4) \cdot 10^9]$, можно добиться, чтобы интенсивность рассеянного излучения была намного больше интенсивности естественного.

Плотностную модификацию ГГМ применяют для разделения в разрезе скважин пород с различной плотностью, например, для расчленения гидрохимических пород (см. рис. 4.11), для выделения руд с большой плотностью (хромитовые, марганцевые, железные и другие), каменных углей (имеющих малую плотность по сравнению

со вмещающими породами), а также для определения плотности и пористости пород. Селективную модификацию гамма-гамма-метода ГГМ-С используют для выделения пород, обогащенных тяжелыми элементами (свинец, ртуть, вольфрам и другие), и количественного определения концентрации последних. Поскольку показания ГГМ-С зависят и от плотности горных пород, для повышения надежности интерпретации его результаты необходимо рассматривать совместно с диаграммой ГГМ-П. В нефтяных скважинах ГГМ-С (обозначаемый часто также ГГМ-М, т. е. ГГМ по мягкой компоненте) применяют в основном для разделения песчаников, известняков и доломитов, при равной плотности показания против песчаников наибольшие, против известняков наименьшие, против доломитов – промежуточные.

Из-за малой зоны исследования метод ГГМ для изучения геологического разреза обычно применяют в необсаженных скважинах. В обсаженных скважинах метод применяется для определения качества цементирования, толщины и внутреннего диаметра колонны. Точку записи кривых ГГМ относят к середине между источником и детектором.

Нейтронные методы

Методы, при которых горная порода облучается нейтронами, носят название **нейтронных**. Нейтронные методы различаются видом регистрируемого вторичного излучения, вызванного воздействием на породу первичных нейтронов источника, а также и режимом источника. Источник может быть импульсным, т. е. испускать нейтроны в течение небольших интервалов времени, между которыми источник выключен, или же стационарным, т. е. излучать нейтроны практически непрерывно. Соответственно говорят об импульсных (ИНМ) и стационарных нейтронных методах (СНМ).

В различных методах могут регистрироваться либо нейтроны, рассеянные ядрами атомов горной породы (нейтрон-нейтронный метод), либо гамма-излучение радиационного захвата нейтронов (нейтронный гамма-метод), или, наконец, гамма-излучение искусственных радиоактивных изотопов, образующихся при поглощении нейтронов ядрами (нейтронный активационный метод). Ради краткости слово «стационарный» в названии метода обычно опускают

и говорят, например, нейтронный гамма-гамма метод вместо стационарный нейтронный гамма-метод.

Установка для любого нейтронного метода содержит источник нейтронов и соответствующий детектор нейтронов или гамма-квантов (в зависимости от метода), расположенный на некотором расстоянии от источника, называемом размером (длиной) зонда. Между источником и детектором размещается фильтр, задерживающий прямое излучение от источника (см. рис. 4.10).

Наиболее массовое применение в настоящее время имеют нейтрон-нейтронный и нейтронный гамма-методы, менее широкое – импульсный нейтрон-нейтронный метод. Остальные модификации используются еще реже.

Нейтрон-нейтронный метод

Часть истории нейтрона от момента вылета из источника до достижения тепловой энергии (около 0,025 эВ при комнатной температуре) называется **процессом замедления нейтронов**, замедленные до тепловой энергии нейтроны называют **тепловыми**, а их распространение в среде – **диффузией**.

При нейтрон-нейтронном методе (ННМ) регистрируют либо тепловые нейтроны, либо надтепловые нейтроны, энергия которых несколько больше тепловой энергии (от нескольких десятых долей до единиц электрон-вольт). Соответственно эти две разновидности метода называются нейтрон-нейтронными методами по тепловым (ННМ-Т) и надтепловым (ННМ-НТ) нейтронам.

Нейтрон-нейтронный метод с регистрацией надтепловых нейтронов

Количество нейтронов, достигающих индикатора при ННМ-НТ, определяется особенностями процесса замедления нейтронов в среде, в которой находится прибор ННМ.

Показания ННМ-НТ почти однозначно связаны с концентрацией водорода, присутствующего в основном в составе воды или углеводородов, заполняющих поры горной породы. Влияние изменений химического состава скелета горной породы в большинстве случаев эквивалентно влиянию изменений водосодержания породы не более

5–6 % от объема породы. Используют зонды ННМ-НТ размером 30–40, реже 50 см. Радиус зоны исследования метода ≈ 30 см. Наибольшее количество водорода обычно характерно для глин, аргиллитов и мергелей. Они имеют большую пористость и содержат значительное количество химически связанной воды в составе глинистых минералов. Наконец против этих пород часто наблюдаются каверны (увеличение диаметра скважины), что также способствует росту среднего количества водорода вблизи зонда ННМ. Эти породы, а также гипсы, содержащие много связанной воды, отмечаются на кривых ННМ-НТ минимальными показаниями. Плотные малопористые известняки, ангидриты, неразмытые соли, магматические и метаморфические породы и другие, содержащие в своем составе мало водорода, характеризуются самыми высокими показаниями на кривых ННМ-НТ (см. рис. 4.11).

Промежуточными показаниями отмечаются породы умеренной пористости: пористые известняки и доломиты, песчаники и др. При прочих равных условиях, чем выше пористость пласта, тем ниже показания метода. Это позволяет по данным ННМ-НТ определять коэффициент пористости пласта. При количественной оценке k_p в показания необходимо внести поправку за влияние скважинных факторов (диаметр скважины, наличие и толщина глинистой корки), а также глинистых и иных минералов, содержащих химически связанную воду.

Количество водорода в нефти и воде примерно одинаково, поэтому нефтенасыщенные породы при равной пористости характеризуются такими же показаниями, что и водонасыщенные. В сухой скважине показания ННМ выше, чем в заполненной жидкостью, в связи, с чем переход прибора от части скважины, заполненной жидкостью, к сухой ее части приводит к повышению показаний ННМ.

За точку записи диаграмм всех СНМ принимают середину расстояния между источником и детектором.

Нейтрон-нейтронный метод с регистрацией тепловых нейтронов

На показания ННМ-Т оказывают влияние как процесс замедления, так и процесс диффузии тепловых нейтронов. В результате диффузии тепловые нейтроны удаляются от источника в среднем на

несколько большее расстояние, чем надтепловые нейтроны, показания ННМ-Т, так же как и ННМ-НТ, зависят в основном от содержания в породе водорода.

Кроме того, на показания ННМ-Т в отличие от ННМ-НТ влияние оказывают также элементы с аномальным поглощением нейтронов. При равном водосодержании показания меньше для пород с большим содержанием таких поглотителей нейтронов, как хлор, бор, редкие земли и т. п. Например, водоносные пласты, содержащие по сравнению с нефтеносными больше хлора, отмечаются при равной пористости несколько меньшими показаниями ННМ-Т (см. рис. 4.11).

В нефтяных и газовых скважинах ННМ-Т, как и ННМ-НТ, применяют в основном для расчленения пород с различным водородосодержанием и определения коэффициента пористости пород. В последнем случае достаточно точные данные получаются лишь при учете содержания хлора в буровом растворе и в прилегающей к скважине части пласта (в пласте или зоне проникновения). При благоприятных условиях (высокая минерализация вод и постоянная пористость пласта, обсаженные скважины, где нет зоны проникновения фильтрата ННМ-Т можно применять также и для определения положения водонефтяного контакта. Длина зонда ННМ-Т в нефтяных и газовых скважинах берется равной обычно 40–50, иногда 60 см.

Нейтронный гамма-метод

При изучении нейтронным гамма-методом (НГМ) регистрируют гамма-излучение, образующееся при захвате тепловых нейтронов ядрами горной породы (гамма-излучение радиационного захвата). Интенсивность этого излучения в однородной среде уменьшается при удалении от источника примерно по такому же закону, что и интенсивность нейтронов, однако несколько медленнее. Количество гамма-квантов, достигающих детектора, прямо пропорционально количеству нейтронов, поглощаемых единицей объема в зоне расположения детектора, и числу квантов, образующихся при захвате одного нейтрона.

В общих чертах форма кривой НГМ обычно оказывается близкой к таковой для ННМ и определяется в первую очередь содержанием водорода в горной породе и в скважине: при больших зондах, применяемых обычно на практике, показания НГМ растут при умень-

шении водородосодержания среды, окружающей скважинный прибор (см. рис. 4.11).

В нефтяных и газовых скважинах НГМ применяют для решения тех же задач, что и ННМ-Т, т. е. для расчленения пород, различающихся водородосодержанием, количественного определения коэффициента пористости, а также установления газожидкостного и реже водонефтяного контактов в обсаженных скважинах. Из всех нейтронных методов в России получил наиболее широкое применение гибридный метод, при котором детектор кроме гамма-излучения радиационного захвата частично регистрирует также тепловые нейтроны. Поскольку содержание хлора в буровом растворе и в пласте приводит к уменьшению плотности тепловых нейтронов и к уменьшению интенсивности гамма-излучения радиационного захвата, то при применении такого метода влияние хлора оказывается слабее, чем при ННМ-Т или НГМ. Одновременная регистрация нейтронов и гамма-квантов способствует увеличению также числа регистрируемых частиц и позволяет повысить точность замеров или уменьшить требуемую величину мощности источника.

В качестве стандартного при исследовании разрезов нефтяных и газовых скважин обычно применяют зонд размером 60 см. Реже применяют зонды размером 50 и 70 см.

Импульсные нейтронные методы

При импульсных нейтронных методах источник испускает нейтроны в течение сравнительно коротких интервалов времени $\Delta T \leq 100\text{--}200$ мкс. Такие импульсы источника повторяются периодически с периодом $T = 10^{-3}\text{--}10^{-1}$ с⁻¹, т. е. $10\text{--}10^3$ раз в 1 с. С помощью специальной схемы – временного анализатора регистрация излучения осуществляется не непрерывно, а лишь в некоторые (специально выбранные) интервалы времени.

В настоящее время получили применение две модификации импульсных нейтронных методов – с регистрацией тепловых нейтронов (ИННМ) и гамма-квантов радиационного захвата (ИНГМ). Регистрация нейтронов (и гамма-квантов) в этих методах осуществляется в интервале между двумя импульсами источника через некоторое время задержки t после каждого импульса, составляющее от нескольких сотен до двух-трех тысяч микросекунд.

Регистрируя тепловые нейтроны (ИННМ) или гамма-кванты (ИНГМ) при двух значениях времени задержки или более, можно определить среднее время жизни тепловых нейтронов в горной породе τ , которое позволяет судить о концентрации элементов, обладающих свойством поглощения тепловых нейтронов.

При малых временах задержки t показания метода зависят (кроме τ) также от диаметра скважины и свойств среды, заполняющей скважину. При больших значениях t такое влияние постепенно исчезает, что является преимуществом импульсных методов. Другое их преимущество заключается в большей по сравнению со стационарными методами чувствительности к содержанию элементов, сильно поглощающих нейтроны. В нефтяных и газовых скважинах это позволяет различать продуктивные и водоносные пласты при сравнительно малой минерализации пластовых вод (от 20–30 г/л). При большей минерализации вод решение этой задачи возможно даже по результатам измерения при одном значении времени задержки. При прочих равных условиях водоносные пласты отмечаются гораздо меньшими показаниями ИННМ при больших временах задержки t по сравнению с нефтеносными пластами.

Нейтронный активационный анализ (метод наведенной активности)

Метод наведенной активности (МНА) основан на изучении искусственной радиоактивности, возникающей при облучении горных пород нейтронами. По периоду полураспада $T_{1/2}$ искусственно радиоактивных ядер и энергии их гамма-излучения определяют возникший радиоактивный изотоп, а следовательно, и исходный изотоп горной породы, из которого он образовался. По интенсивности гамма-излучения радиоактивных ядер находят концентрацию соответствующих исходных элементов в горной породе. В разрезе нефтяных и газовых месторождений наиболее типичны реакции: $^{27}\text{Al} (n, \gamma) ^{28}\text{Al}$ ($T_{1/2} = 2,3$ мин); $^{23}\text{Na} (n, \gamma) ^{24}\text{Na}$ ($T_{1/2} = 15$ ч); $^{16}\text{O} (n, \gamma) ^{16}\text{N}$ ($T_{1/2} = 7,4$ с); $^{28}\text{Si} (n, p) ^{28}\text{Al}$. В обсаженных скважинах существенны также реакции в материале колонны $^{56}\text{Fe} (n, p) ^{56}\text{Mn}$ ($T_{1/2} = 2,5$ ч) и $^{56}\text{Mn} (n, \gamma) ^{56}\text{Mn}$.

В методе наведенной активности используют установку, содержащую источник нейтронов и детектор гамма-излучения, удаленный от источника на большое расстояние (1,5–2 м).

В зависимости от периода полураспада изотопа, определяемого при МНА, исследования проводят при непрерывном движении прибора по скважине (для изотопов с периодом полураспада, исчисляемым секундами и первыми минутами) или на точках (при значении $T_{1/2}$ в несколько минут и более). Переход от значений замеренных активностей изотопов к концентрации элементов горной породы осуществляют на основании переходных коэффициентов, полученных по данным исследований моделей пластов с известной концентрацией элементов и с конструкцией скважины, совпадающей с конструкцией исследуемых скважин. Результаты исследований зависят (кроме конструкции скважины) от содержания в породе водорода и среднего времени жизни нейтронов. Поправку за их влияние вводят по результатам измерений другими нейтронными методами.

В настоящее время МНА применяют в основном для выделения в разрезе скважины руд и оценки концентрации таких элементов, как алюминий, медь, марганец, фтор (флюорит).

При применении источников высокоэнергетических нейтронов (генераторов нейтронов) удается получить достаточно интенсивную активацию кислорода по реакции $^{16}\text{O} (n, p) ^{16}\text{N}$ ($T_{1/2} = 7,4$ с). По изменению активности этого изотопа по стволу скважины можно выделить в разрезе скважины полезные ископаемые, бедные кислородом (каменный уголь, самородную серу, иногда нефтеносные пласты), а также изучить содержание углеводородов в жидкости, заполняющей скважину, что важно при контроле за разработкой нефтяных месторождений.

Эталонирование приборов нейтронных методов

Показания всех нейтронных методов зависят (кроме свойств пластов) еще и от чувствительности детекторов, мощности источников, размеров и особенностей конструкции зондов. Для исключения влияния различий мощности источника и чувствительности детектора осуществляют эталонирование приборов путем измерений в двух эталонных средах с различным водородосодержанием характерным для зоны исследования.

В качестве эталонных сред используют модели пластов с различной пористостью, например, модель, изготовленную из мраморных блоков ($k_{\text{п}} \approx 1$ %), и бак с водой ($k_{\text{п}} = 100$ %). Применяют также

имитаторы пластов в виде пустых труб различного диаметра, опускаемых в бак с водой. Воздушный зазор между трубой и спускаемым внутрь него прибором действует так же, как некоторое уменьшение $k_{п}$ по сравнению с пористостью среды за трубой. Изменяя диаметр трубы (толщину зазора), меняют эффективную пористость такой модели. Истинное значение пористости определяет предприятие, изготавливающее такие имитаторы, путем сравнения показаний эталонного прибора в них с показаниями на моделях пластов, в точности повторяющих условия измерений в скважине.

Метод радиоактивных изотопов (меченых атомов)

Метод радиоактивных изотопов основан на том, что в буровой раствор вводят некоторое количество радиоактивного изотопа, и продвижение такого меченого раствора прослеживают путем измерения гамма-излучения по стволу скважины. Наибольший интерес при изучении геологического разреза представляет обнаружение проницаемых горных пород (коллекторов) по повышению их радиоактивности в результате проникновения в них активированного бурового раствора или его фильтрата. Такие исследования проводят как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах, например, для определения зон поглощения в нагнетательных скважинах. Другое применение метода – разделение водо- и нефтенасыщенных пород путем закачки активированного раствора, преимущественно проникающего либо в водоносные (например, раствор на водной основе), либо в нефтеносные пласты (раствор на нефтяной основе). Наконец, довольно широко этот метод используют при изучении технического состояния скважин.

Работы с радиоактивными изотопами проводят в следующей последовательности:

- а) исследуют разрез скважины гамма-методом («фоновый» замер);
- б) вводят радиоактивный изотоп в буровой раствор, заполняющий ствол скважины;
- в) выжидают время, необходимое для проникновения меченого раствора в пласты, пройденные скважиной (во многих случаях, особенно при малой плотности раствора, осуществляют искусственное

«продавливание» раствора; после этого ствол скважины промывают для удаления остатков радиоактивного вещества);

г) повторяют измерения гамма-методом;

д) сопоставляя два замера ГМ, обнаруживают интервалы, радиоактивность которых существенно изменилась между двумя замерами.

Для активирования раствора применяют радиоактивные вещества, хорошо растворимые в буровом растворе. Иногда используют взвеси порошкообразных веществ, обогащенных радиоактивным изотопом. Чтобы уменьшить срок радиоактивного заражения скважины, период полураспада изотопа следует брать небольшим. Наиболее широко ранее применялись изотопы ^{59}Fe ($T = 45$ дней), ^{131}I (8 дней) и ^{95}Zr (65 дней). Активность раствора обычно порядка 10^8 Бк на 1 м^3 раствора.

Для обеспечения безопасности работ вводить радиоактивный препарат в раствор следует в стволе скважины. Лучше всего вводить изотопы с помощью специальных инжекторов – глубинных приборов, в которых размещены камеры для отдельных порций радиоактивного вещества и устройство, позволяющее вводить это вещество в раствор на любой заданной глубине.

Помехами при применении метода радиоактивных изотопов является сорбция радиоактивных соединений непроницаемыми породами, особенно глинами, а в обсаженных скважинах – обсадной колонной. Благодаря этому наблюдается некоторое повышение показаний ГМ почти по всему стволу скважины. Кроме того, возможны ложные аномалии на забое (вследствие скопления активных осадков) и на верхней границе нефти или эмульсии в стволе скважины (из-за сорбции нефтью радиоактивного изотопа и других причин).

Поскольку при работе методом изотопов происходит радиоактивное загрязнение скважинного прибора из-за сорбции радиоактивного вещества его корпусом, такие приборы не следует применять при обычном ГМ.

Работы с использованием открытых радиоактивных изотопов относятся к числу весьма опасных и требуют исключительно тщательного соблюдения установленных мер техники безопасности. Указанные недостатки метода изотопов стимулируют разработку способов решения тех же задач с применением растворов, меченых нерадиоактивными веществами, к которым чувствителен тот или иной метод исследования скважин. Среди них важное место за-

нимают вещества с высоким сечением поглощения нейтронов и частично вещества, хорошо активирующиеся нейтронами. Пути движения таких растворов определяют с помощью соответственно импульсных нейтронных методов и метода наведенной активности.

Совокупность таких методов, применяющих меченые вещества (включая и метод изотопов), называют **методом индикаторных веществ**.

Ядерно-магнитные методы

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

При отсутствии внешнего магнитного поля магнитные моменты отдельных ядер хаотически направлены во все стороны и их суммарный магнитный момент равен нулю. Если ядро поместить во внешнее постоянное магнитное поле \vec{H}_0 , то магнитные силы будут стремиться сориентировать магнитный момент ядра по направлению внешнего поля. Однако подобно вращающемуся волчку в поле тяготения Земли полного совпадения магнитного момента отдельного ядра с направлением \vec{H}_0 не произойдет. Вектор магнитного момента подобно оси волчка будет прецессировать вокруг направления поля \vec{H}_0 , т. е., непрерывно двигаясь, описывать коническую поверхность с осью, совпадающей с направлением \vec{H}_0 . Круговая частота прецессионного вращения зависит от магнитного момента ядра и напряженности магнитного поля. Для протона (ядра водорода) в магнитном поле Земли частота прецессии близка к 2 000 Гц.

Пропуская ток через катушку, ось которой направлена под углом к магнитному полю Земли, создают поперечное магнитное поле \vec{H}_\perp , поляризующее горную породу, т. е. изменяющее направление и величину ее ядерной намагниченности (рис. 4.12). Величина \vec{H}_\perp должна быть во много раз больше поля Земли H_0 , поэтому результирующая намагниченность \vec{M} практически совпадает с направлением поля \vec{H}_\perp .

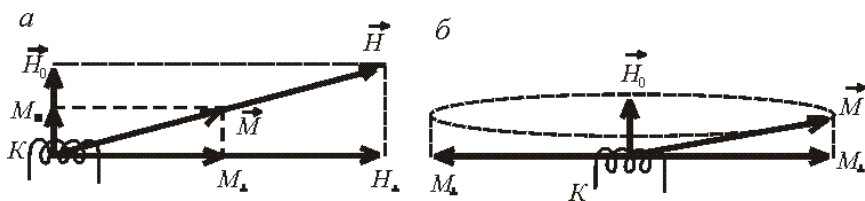


Рис. 4.12. Схема получения свободной прецессии ядер в магнитном поле Земли H_0 : a – поляризация дополнительным полем \vec{H}_\perp , b – свободная прецессия вектора намагниченности \vec{M} после выключения поля; K – поляризующе-приемная катушка

Через некоторое время поляризации t_p поляризующее поле \vec{H}_\perp выключается.

После этого вектор намагниченности \vec{M} , прецессируя вокруг \vec{H}_0 (см. рис. 4.12), постепенно возвращается в первоначальное положение.

При прецессии \vec{M} ее поперечная составляющая M_\perp , вращаясь вокруг оси \vec{H}_0 , пересекает витки катушки в разных направлениях и наводит в последней переменную ЭДС с частотой 2 000 Гц.

Величину U_0 , измеряемую таким образом при ЯММ, принято выражать в условных единицах, называемых **индексом свободного флюида (ИСФ)**. Сто таких единиц соответствуют сигналу в воде. Величина ЭДС, соответствующая этой единице, определяется в результате эталонного замера в воде. Показания метода в единицах ИСФ после внесения поправок (за влияние диаметра скважины, глинистой корки и т. п.) соответствуют эффективной пористости $k_{пф}$ коллекторов. Точку записи ЯММ относят к середине катушки зонда (здесь U_0 – амплитуда ЭДС в момент выключения поляризующего поля).

4.6. Радиометрическая аппаратура и некоторые особенности методики измерений

Аппаратура для различных радиоактивных методов исследования (кроме ЯММ) имеет много общего. Основная функция ее – измерение интенсивности нейтронов или гамма-квантов, и поэтому она содержит электронные схемы для различных методов исследо-

вания, базирующиеся, в общем, на одних и тех же принципах. Главные отличия аппаратуры для различных методов связаны с конструкцией зондов, источника, фильтров и детекторов излучения. Учитывая общую функцию всех типов радиометрической аппаратуры – измерение интенсивности радиации (излучения), эту аппаратуру принято называть **скважинными радиометрами**.

Конструктивно все радиометры состоят из скважинного прибора (заключенного в прочную стальную или иногда дюралюминиевую гильзу) и наземного пульта, соединенных между собой геофизическим кабелем.

Детекторы излучения – важнейшие элементы радиометров. В качестве детекторов излучения в скважинной аппаратуре применяют газонаполненные (газоразрядные) или сцинтилляционные счетчики. Газоразрядные счетчики конструктивно представляют собой цилиндрический баллон, по оси которого натянута металлическая нить, служащая анодом (рис. 4.13). Металлическая (или металлизированная изнутри стеклянная) боковая поверхность баллона служит катодом. Между катодом и анодом подается постоянное напряжение, равное для разных типов счетчиков от 300–400 В до 2–3 кВ.

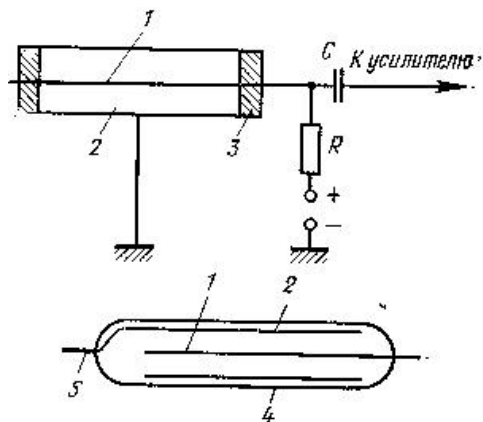


Рис. 4.13. Устройство и схема включения цилиндрического счетчика:
 1 – анод; 2 – катод; 3 – изолятор; 4 – стеклянный баллон;
 5 – электрический вывод катода

Счетчики для регистрации гамма-квантов заполняются смесью инертного газа с парами высокомолекулярных органических соеди-

нений или с галогенами. При большом напряжении между анодом и катодом общее число электронов перестает зависеть от числа первичных электронов и от энергии регистрируемой частицы. Такие счетчики называют счетчиками Гейгера-Мюллера и их применяют для регистрации гамма-квантов в скважинных радиометрах.

На рис. 4.13 показана схема включения газоразрядного счетчика. Высокое напряжение подается на счетчик через сопротивление R ; импульс напряжения (сигнал), возникающий на нем при гамма облучении и прохождении разрядного тока, через емкость C подается на первый каскад усилительно-формирующего каскада.

Нейтроны непосредственно не ионизируют газ в счетчике. Поэтому счетчики, предназначенные для регистрации нейтронов, заполняют газом, в молекулу которого входит вещество, при взаимодействии нейтронов с которым возникают быстрые заряженные частицы, производящие ионизацию. Таким веществом является газ фтористый бор BF_3 или один из изотопов гелия ^3He . При относительно небольшом напряжении между электродами общее число электронов оказывается пропорциональным числу первичных электронов, а, следовательно, энергии ядерной частицы, регистрируемой счетчиком.

Счетчики нейтронов работают в пропорциональном режиме. Сцинтилляционный счетчик состоит из сцинтиллятора, сопряженного с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ). При падении гамма-кванта в сцинтиллятор происходит возбуждение атомов последнего. Возбужденные атомы испускают электромагнитное излучение, часть которого лежит в световой области. Кванты света от сцинтиллятора попадают на фотокатод ФЭУ и выбивают из него электроны. Образуется импульс напряжения, подаваемый на вход усилителя и далее на измерительный прибор. В качестве сцинтилляторов для регистрации гамма-квантов в скважинной аппаратуре используют кристаллы йодистого натрия. Для регистрации нейтронов применяют смесь сцинтиллятора (сернистого цинка) с одним из соединений бора.

Сцинтилляционный счетчик гамма-квантов имеет ряд преимуществ перед разрядным: обладает высокой эффективностью, т. е. регистрирует больше гамма-квантов, проходящих через счетчик (до 20–30 % и более для сцинтилляционного и менее 1–2 % для разрядных счетчиков). Сцинтилляционные счетчики позволяют определять энергию регистрируемых гамма-квантов. Последнее обусловлено тем, что интенсивность световой вспышки люминофора про-

порциональна энергии кванта. Преимущество счетчиков Гейгера-Мюллера – большая теплостойкость, надежность в работе, менее жесткие требования к стабильности питающего напряжения.

В скважинном зонде радиометров кроме индикаторов располагаются усилитель, или усилительно-формирующий каскад, а также блок питания счетчиков.

Усиленный сигнал по двум жилам трехжильного (или по жиле и броне одножильного) кабеля передается на поверхность. По тем же проводам в скважинный прибор поступает постоянный ток для питания его схемы. Поэтому в скважинном приборе и на поверхности имеются фильтры LC и RC , соответственно разделяющие постоянный ток и импульсы скважинного прибора (сигнала).

Для уменьшения относительной погрешности измерений необходимо увеличить число частиц, зарегистрированных на данной точке (при измерениях по точкам). Это достигается увеличением эффективности счетчиков и интенсивности источников, а когда такое невозможно – за счет увеличения времени измерения на точке и уменьшения скорости регистрации диаграмм. В радиометрии скважин гораздо большее значение, чем в других методах исследований (кроме термических), имеет скорость регистрации диаграмм: излишне высокая скорость регистрации сокращает время нахождения прибора против отдельных пластов, в связи с этим уменьшается статистическая точность измерений и ухудшается форма кривой на границе пластов.

Типичные значения скорости перемещения зонда радиоактивного каротажа v составляют обычно 500–600 м/ч для обзорных и 100–200 м/ч для детальных исследований.

Работы со всеми источниками ядерных излучений относятся к числу вредных. Вредное действие источников возрастает с увеличением дозы облучения, т. е. с увеличением мощности источников и времени облучения и с уменьшением расстояния до источника.

Уменьшение вредного действия до допустимых величин, не угрожающих здоровью работающих, достигается следующими мерами.

1. Устройством на базах геофизических предприятий специальных хранилищ для хранения радиоактивных веществ и источников излучения. После приезда партии со скважины источники передаются в хранилище до возникновения следующей потребности в них.

2. Перевозкой источников только в контейнерах, рассчитанных на соответствующий тип и мощность источника, ослабляющих излучения до допустимых величин. Источники гамма-излучения перевозят в свинцовых или железных контейнерах, нейтронные – в контейнерах, заполненных смесью парафина с одним из соединений бора (карбид бора, борная кислота).

3. Уменьшением времени переноса источников от контейнера в корпус скважинного прибора и обратно, увеличением при этом расстояния от работника до источника, для чего источник переносят с помощью специальных щипцов (манипуляторов) с длинной ручкой. Существуют специальные разъемные контейнеры с вертикальным сквозным каналом для хранения нижней разъемной части прибора (хвостовика) с источником. На скважине контейнер с хвостовиком ставят на устье скважины, хвостовик присоединяют к верхней части прибора, уже подключенного к кабелю. После этого прибор опускают в скважину через канал контейнера. Спустив на глубину 1–2 м, контейнер можно убрать.

Учитывая, что наибольшую опасность определяют открытые радиоактивные вещества (и особенно их попадание внутрь человека), особое внимание следует обращать на сохранение герметичности источников.

4.7. Магнитные методы исследования скважин

Магнитные свойства горных пород, их **магнитная проницаемость** μ и **магнитная восприимчивость** χ определяются, главным образом, присутствием ферромагнитных минералов – магнетита и титаномагнетита. Отрицательными значениями χ характеризуются кварц, кальцит, ангидрит, галит, графит; положительными (слабо выраженными) – осадочные горные породы. Высокие значения χ характерны для ферромагнитных минералов, метаморфических и магматических пород. Магнитные свойства горных пород определяются также наличием элементов, ядра которых имеют большие значения отношения магнитных моментов к механическим (спинам). Максимальными значениями этого отношения обладают ядра водорода, что создает предпосылки для идентификации коллекторов магнитными методами. Существуют скважинные методы есте-

ственного магнитного поля, магнитной восприимчивости и ядерно-магнитный метод.

Методы естественного магнитного поля и магнитной восприимчивости

Метод естественного магнитного поля (МЕМП) основан на изучении магнитного поля Земли. Наиболее интенсивные аномалии отмечаются вблизи магнетитовых руд и изверженных пород основного и ультраосновного состава. Измеряют составляющие полного вектора напряженности геомагнитного поля T , что позволяет обнаруживать незначительные рудные тела в околоскважинном пространстве (в том числе расположенные на 200–300 м ниже забоя) и определять элементы их залегания. Данные этого метода позволяют определить направление намагниченности пород, в том числе – выявить пласты с обратной намагниченностью. Метод магнитной восприимчивости (ММВ) основан на изучении искусственного переменного магнитного поля, значение ЭДС которого определяется магнитной восприимчивостью горных пород. Задачи, решаемые ММВ, – литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин, выделение скоплений бокситов, марганцевых, хромитовых, никельсодержащих, сидеритовых и оловянных руд, оценка содержания железа в магнетитовых рудах.

4.8. Акустический (сейсмический) каротаж

Акустический каротаж (АК) основан на возбуждении в скважине упругих колебаний, которые распространяются в ней в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине. Зная расстояние между приемниками, по времени первых вступлений упругих волн определяют скорость их распространения, а также величину амплитуд принимаемых сигналов и их затухание. В АК рассматривают акустический каротаж по скорости распространения упругих волн и акустический каротаж по затуханию упругих волн.

На рис. 4.14 показаны схема сейсмического зонда и ход сейсмических волн при их возбуждении.

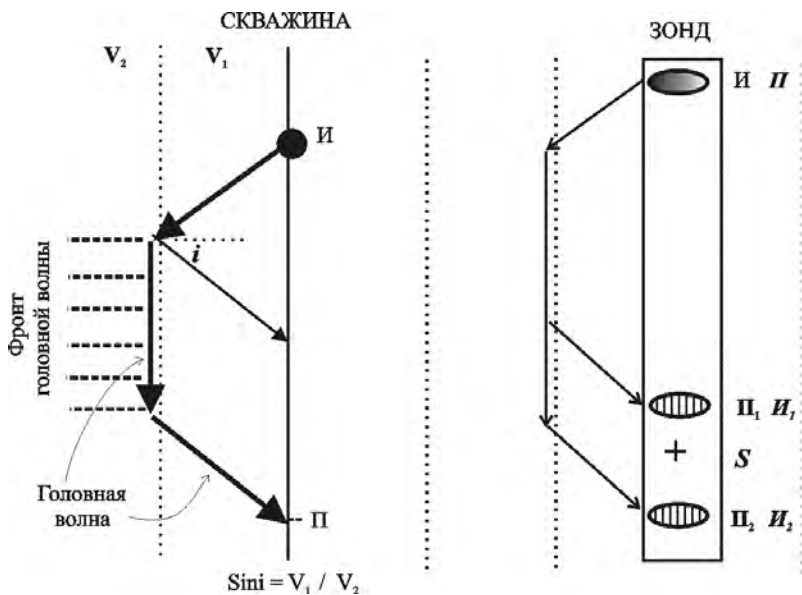


Рис. 4.14. Схема акустического каротажа

Пусть источником сейсмических волн является сферический излучатель И, расположенный на оси скважины против пласта неограниченной мощности. При этом пусть скорость распространения упругих волн в промывочной жидкости V_1 , а в породе – V_2 , при этом $V_2 > V_1$ (см. рис. 4.14).

В момент времени $t = 0$ от излучателя в среду промывочной жидкости поступает импульс упругих колебаний и начинает распространяться падающая волна. В некоторый момент времени t_1 падающая на границу стенки скважины и пласта породы волна образует со стенкой скважины критический угол i , определяемый формулой

$$\sin i = \frac{V_1}{V_2}.$$

В этой ситуации в момент t_1 фронт проходящей в среде, обладающей скоростью $V_2 > V_1$, волны будет скользить по пласту породы

вдоль стенки скважины, обгоняя падающую и отраженную волны. Эту волну называют **преломленной** или **головной**.

Головные волны проходят следующий путь: источник импульсов (И) – промысловая жидкость (V_1) – порода (V_2) – промысловая жидкость – приемник (П). Разумеется, к приемнику приходят и отраженные волны, но они обладают малой энергией и большим углом падения, близким к 90° , и поэтому практически не регистрируются.

Для идеально упругой среды амплитуда головной волны равна

$$A = cA_0 \frac{1}{Z^n},$$

где A_0 – амплитуда сигнала вблизи излучателя;

c – коэффициент, зависящий от критического угла i ;

Z – расстояние от излучателя до приемника;

n – показатель степени, близкий к единице на больших удалениях от источника.

В реальных ситуациях горные породы не являются идеально упругими. Поэтому в них происходит поглощение упругой энергии и амплитуда сейсмического сигнала

$$A = cA_0 \frac{1}{Z^n} e^{-\alpha Z},$$

где α – коэффициент поглощения (это свойство пород используется в акустическом каротаже).

Для акустического каротажа используются, как правило, трехэлементные зонды (см. рис. 4.14): два излучателя I_1 и I_2 и один приемник П. Система взаимозаменяемая (т. е. могут быть два приемника $П_1$ и $П_2$ и один излучатель И).

В качестве излучателя используют магнитострикционный эффект – способность тел из ферромагнитных металлов или сплавов изменять форму при намагничивании: сплав намагничивается под действием электрического тока, создается импульс ультразвуковых колебаний с частотой 20–50 кГц и более.

Акустический каротаж по скорости

Используя зонд с двумя приемниками и одним излучателем, мы зарегистрируем головную волну в два момента времени t_1 и t_2 . Если расстояние между приемниками S , то будем иметь

$$\Delta T = \frac{t_1 - t_2}{S}.$$

Но время t_1 и t_2 – это время прохождения волны как через пласт горной породы ($t_{П1}$, $t_{П2}$), так и через промывочную жидкость и глинистую корку ($t_{ПЖ1}$, $t_{ПЖ2}$), т. е. $t_1 = t_{П1} + t_{ПЖ1}$, $t_2 = t_{П2} + t_{ПЖ2}$. Но время пробега волны через промывочную жидкость и глинистую корку для каждого из приемников одинаковы, т. е. $t_{ПЖ1} = t_{ПЖ2}$ (см. рис. 4.14). Поэтому при вычислении разности $t_2 - t_1$ они уничтожаются, и величина ΔT будет характеризовать только время пробега головной волны через пласт горной породы. А это означает, что

$$\Delta T = \frac{t_{П2} - t_{П1}}{S} = \frac{1}{V_{пл}},$$

где $V_{пл}$ – скорость распространения сейсмических волн в пласте (пластовая или интервальная скорость). Эта величина фиксируется в процессе акустического каротажа в виде соответствующей каротажной диаграммы ΔT в мкс/м.

Наибольший интерес результатов каротажа по величине интервального пробега волн (ΔT) представляет оценка по ΔT пористости пород.

Экспериментальные исследования показали, что существует зависимость вида

$$K_{П} = (\Delta T - \Delta T_{М})(\Delta T_{ж} - \Delta T_{М}),$$

где $\Delta T_{М}$ – интервальное время пробега волны в минеральном скелете породы;

$\Delta T_{ж}$ – в жидкости, заполняющей поровое пространство породы.

Практически получены корреляционные графики связи $k_{п}$ и ΔT для различных горных пород (рис. 4.15), с помощью которых по измеренным значениям ΔT определяются значения пористости горных пород.

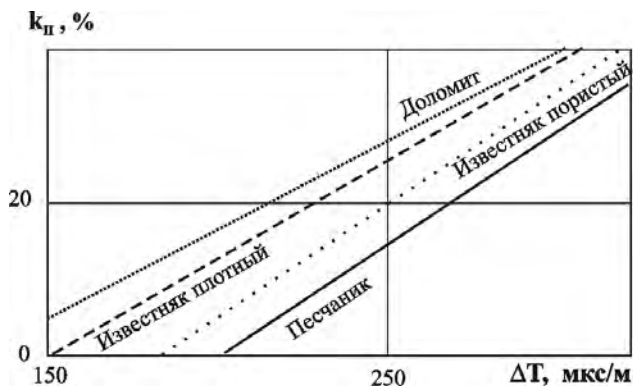


Рис. 4.15. Кривые зависимости интервального времени пробега упругой волны от коэффициента пористости известняков и песчаников

Акустический каротаж по затуханию

Поглощение упругих колебаний породой происходит из-за необратимых процессов преобразования энергии колебаний в тепловую энергию. А это приводит к уменьшению амплитуды сигналов, которое характеризуется следующим соотношением для трехэлементного зонда с двумя излучателями и одним приемником

$$\alpha = \frac{1}{S} 20 \lg \frac{A_1}{A_2},$$

где A_1 – амплитуда от ближнего излучателя;

A_2 – амплитуда от дальнего излучателя;

S – расстояние между излучателями.

Наибольшее затухание претерпевают волны в трещиноватых и карвернозных породах. Поэтому этот вид акустического каротажа особенно эффективен при изучении разреза скважин, вскрывших карбонатные породы.

**Критерии определения литологии
некоторых распространенных на территории Беларуси пород
по данным акустического каротажа**

Песчаники слабосцементированные обладают большим диапазоном скорости распространения сейсмических волн – от 1 500 до 2500 м/с, и их затуханием – от 0,1 до 10 м⁻¹. В хорошо сцементированных песчаниках имеем соответственно: 3 000–6000 м/с, и 0,07–2 м⁻¹.

Глины имеют акустическую характеристику, близкую к характеристике слабосцементированных песчаников: скорость 1 200–2 500 м/с, затухание 0,1–10 м⁻¹. С уплотнением глин и переходом их в аргиллиты скорость распространения упругих волн возрастает. При тонком переслаивании песчано-глинистых пород скорость распространения продольных волн заметно снижается.

Известняки характеризуются большим диапазоном колебания скорости – от 2 300 до 6 000 м/с, что вызвано значительной изменчивостью их пористости. Величины затухания упругих колебаний в известняках сравнимы с их величинами в сцементированных песчаниках. Исключение составляют особо пористые и кавернозные участки. Наличие глинистого материала в известняках снижает скорости распространения продольных волн.

Мергели отличаются примерно такими же скоростями и величинами затухания, как хорошо сцементированные песчаники.

Доломиты обладают более стабильной характеристикой по скорости и затуханию. Скорость упругих волн в них 5 000–7 500 м/с, а коэффициент затухания, равный 0,1–0,05 м⁻¹, для частот 20–30 кГц коэффициент затухания близок к нижнему пределу этой величины для известняков.

Галитит характеризуется небольшими колебаниями скоростей распространения продольных волн (4 500–5 500 м/с) и поперечных (2 400–2 600 м/с). Коэффициент затухания несколько меньше, чем в глинах – от 5 до 0,1 м⁻¹.

Ангидриты отличаются скоростью распространения продольных волн 4 500–6 500 м/с, поперечных – от 2 800 до 3 200 м/с. Затухание продольных волн в ангидрите сравнимо по интенсивности с затуханиями их в каменной соли.

Кристаллические породы в ненарушенном состоянии характеризуются высокими скоростями распространения продольных волн (4 500–6 500 м/с). Величина затухания того же порядка, что и плотных осадочных пород.

При замораживании воды в породе происходит преобразование двухфазной среды в однофазную, содержащую два твердых компонента: вещество скелета породы и лед. Скорость распространения упругих волн во льду достигает 3 500 м/с, поэтому в замороженных средах она значительная.

Участки пластов, прилегающие к стенке скважины и включающие интервалы дробления и повышенной трещиноватости, отмечаются на диаграммах АК аномально низкой интервальной скоростью и высоким затуханием колебаний. Такую же характеристику имеют и нефтегазоносные пласты.

Сейсмокаротаж скважин основан на изучении распространения в околоскважинном, межскважинном пространстве, а также в пространстве «скважина-поверхность» распространения упругих волн низкой частоты. Теоретическая база и приборное обеспечение этих методов каротажа и скважинной, а точнее межскважинной геофизики тесно связано с развитием сейсморазведки – основного метода геофизики полевой. Цели и задачи полевой геофизики предшествующей бурению поисково-разведочных скважин и выполнению в них каротажных работ изложены в учебном пособии «Полевая геофизика».

4.9. Термические методы

Методы изучения разрезов скважин, использующие измерения температуры вдоль скважины, называют **термокаротажом**. Этот каротаж основан на разности тепловых свойств различных горных пород. Например, свойство **теплопроводности** присуще всем горным породам, но у изверженных и метаморфических пород способность передавать тепло значительно выше, чем у осадочных пород. Наиболее высокой теплопроводностью обладают рудные тела. Другим тепловым свойством горных пород является скорость передачи температуры по породе – **температуропроводность**.

Исходя из этих двух тепловых свойств – теплопроводности (или обратной ей величине – удельному тепловому сопротивлению)

и температуропроводности – различают два вида термокаротажа: *по тепловому сопротивлению горных пород* (изучается естественное тепловое поле) и *по температуропроводности* (когда создается искусственное тепловое поле). Результаты каротажа отображаются в виде **термокаротажных диаграмм (термограмм)**, характеризующих изменение температуры в скважине с глубиной.

Измерение температуры по скважине выполняется с помощью электрического термометра, в конструкции которого используется электрический мостик Уитсона (рис. 4.16). Мостик собирается на четырех сопротивлениях: два из них с изменением температуры практически не изменяют своего значения (так называемые **нечувствительные плечи**), а два других – изменяют свои значения при изменении температуры (так называемые **чувствительные плечи**). К точкам *A* и *B* мостика подводится токовая цепь, а к точкам *M* и *N* – измерительная (см. рис. 4.16).

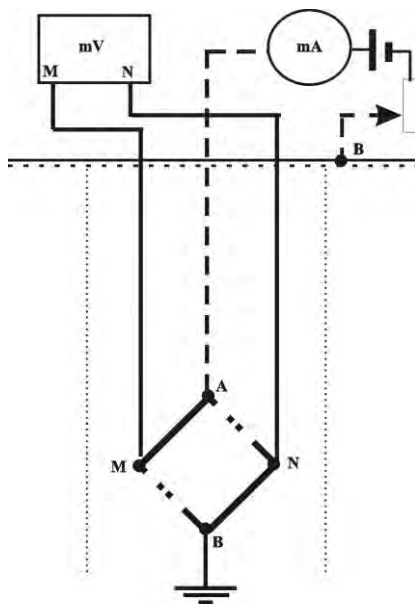


Рис. 4. 16. Схема электрического термометра

Сопротивления проводников мостика подбираются так, чтобы при некоторой температуре T_0 значения всех сопротивлений было одинаковым. В этом случае в плечах мостика будет протекать одинаковый ток и между точками M и N разность потенциалов будет равна нулю. Если же температура T_c в среде, где помещен мостик, будет отлична от T_0 , то равновесие мостика по сопротивлениям будет нарушено и между точками M и N возникнет разность потенциалов ΔV_{MN} . Значение температуры в среде T_c вычисляется по формуле

$$T_c = T_0 + C \frac{\Delta V_{MN}}{I},$$

где I – сила тока в электрической цепи;

C – коэффициент пропорциональности.

В практике термокаротажа принято: разность потенциалов выражать в милливольтгах, силу тока – в миллиамперах, а константу – в градус/Ом; тогда вычисляемая температура T_c будет, как T_0 , в градусах.

Термокартаж по тепловому сопротивлению

По результатам измерения температуры в скважине, как ранее отмечалось, строится термограмма, характеризующая изменение температуры в скважине с глубиной. По термограмме вычисляется геотермический градиент, значения которого более или менее постоянны в пределах более или менее однородных по литологическому составу пластов. На рис. 4.17, *a* приведена термограммы, которая показывает, что градиент температуры в пределах пластов известняков, глин и песчаников остается практически постоянным, но различным для разных по литологии пластов.

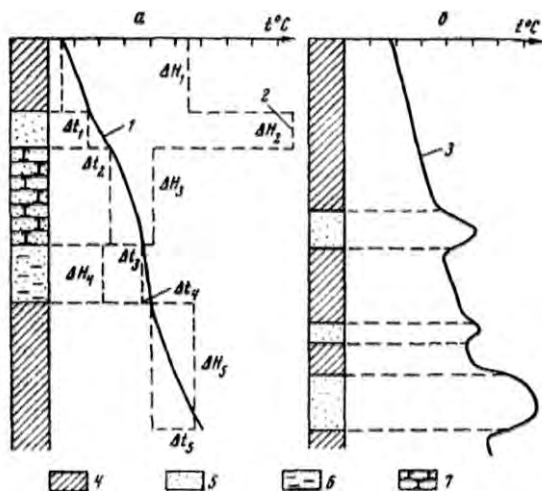


Рис. 4.17. Общий вид скважинных термограмм тепловых полей, естественного (а) и искусственного (б) при температуре бурового раствора, меньшей температуры породы: 1, 3 – термограммы; 2 – график геотермического градиента; 4 – глины; 5 – пески сухие; 6 – пески влажные; 7 – песчаники

Для применения этого метода скважину необходимо привести к режиму равенства температур бурового раствора и окружающих его пород. Обычно это достигается в течение нескольких суток выстойки скважины после завершения процесса бурения.

Термокартаж по теплопроводности

Этот картаж проводится при **неустановившемся** тепловом режиме. Скважина предварительно промывается, а затем заполняется охлажденным или наоборот нагретым буровым раствором. С течением некоторого времени буровой раствор будет стремиться принять температуру окружающих пород: там, где его температура выше, он будет остывать, а где ниже – нагреваться. Скорость этого процесса зависит от теплопроводности горных пород пластов. Измеряя в скважине температуру, мы увидим на каротажной кривой аномальные изменения температуры бурового раствора в пределах соответствующих пластов. На рис. 4.17, б показан пример такой термограммы при переслаивании глин с песчаниками.

Песчаники, как обладающие лучшей, чем глины, температуропроводностью, выделяются на термограмме максимумами на кривой термокаротажа.

Термокаротаж по эффекту охлаждения

Известно, что при быстром расширении газа его температура понижается. Это явление, получившее название **эффекта охлаждения** или **кулинг-эффекта**, отмечено и при выделении газа из нефтеносных и газоносных пластов в скважине. По минимуму на температурной кривой можно выделять нефтеносные и газоносные пласты. Наиболее благоприятной является ситуация, когда пластовое давление выше давления в скважине, то есть пласт «работает».

Такого рода каротаж проводится или сразу после промывки скважины и прекращения циркуляции бурового раствора или при установившемся тепловом режиме работающего пласта.

4.10. **Методика и техника геофизических исследований скважин**

Геофизические партии оснащены специальными станциями, которые включают: комплект наземной измерительной аппаратуры; скважинные приборы; оборудование, обеспечивающее спуск приборов в скважину и подъем их на поверхность; кабель, на котором производят спускоподъемные операции и который одновременно служит электрическим каналом связи между наземной аппаратурой и скважинным прибором.

Партия (отряд), проводящая геофизические исследования в скважинах, должна иметь полный комплект оборудования, необходимого для выполнения работ. Все оборудование и аппаратуру станции размещают в кузовах специальных автомашин. Для обслуживания скважин небольшой глубины (до 1 500 м) аппаратуру монтируют в кузове одной автомашины, для изучения разрезов глубоких скважин – в кузовах двух автомашин. При этом в одном кузове, который установлен на шасси автомашины повышенной проходимости и называемой самоходным подъемником, монтируется лебедка с кабелем и размещается комплект скважинных приборов. Вся наземная измерительная аппаратура монтируется в кузове,

установленном на шасси автомашины-вездехода, и называется автоматической лабораторией – каротажной станцией.

Для обслуживания скважин, которые бурятся на морском шельфе или в труднодоступных районах, лебедку с кабелем устанавливают непосредственно на скважине. Измерительную аппаратуру (лабораторию) изготовляют в виде отдельных блоков и месту производства доставляют в контейнерах.

Лаборатории автоматических станций обеспечивают регистрацию всех геофизических параметров, измеряемых в скважине. Схему работы лабораторий рассмотрим на примере замеров кажущегося сопротивления ρ_k и потенциалов собственной поляризации $\Delta U_{ПС}$.

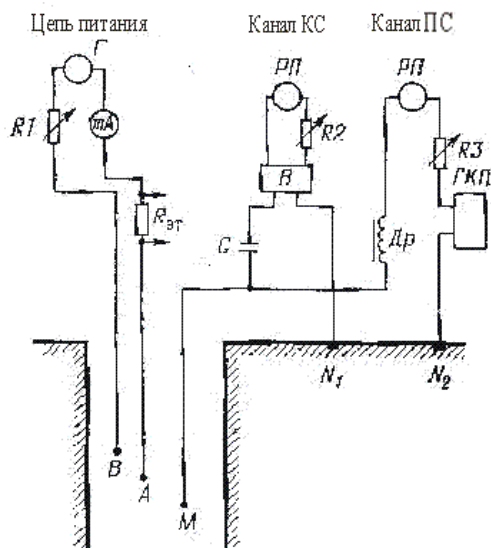


Рис. 4.18. Принципиальная электрическая схема регистрации кажущегося сопротивления и потенциалов собственной поляризации на трехжильном кабеле: G – источник тока; $PП$ – регистрирующий прибор; $ГКП$ – компенсатор поляризации

Принципиальная схема измерения ρ_k и $\Delta U_{ПС}$ на трехжильном кабеле. В принципиальной электрической схеме измерения можно выделить три основные электрические цепи (рис. 4.18): цепь пита-

ния токовых электродов A, B ; канал для регистрации кажущегося сопротивления; канал для регистрации потенциалов собственной поляризации.

Принципиальные схемы измерения $\Delta U_{\text{КС}}$ и $\Delta U_{\text{ПС}}$ на одножильном кабеле. Измерения в скважинах, в том числе электрическими методами, можно также проводить на одножильном бронированном кабеле. Но для этого требуются устройства, позволяющие уплотнять канал связи, т. е. по одной жиле кабеля питать токовые электроды и передавать на поверхность полезные сигналы – разность потенциалов $\Delta U_{\text{КС}}$, снимаемую с измерительных электродов.

Линией связи является центральная жила кабеля ЦЖК и его бронированная оплетка ОК.

Спуск прибора в скважину, его перемещение в процессе измерений и подъем на поверхность осуществляются с помощью специализированного спускоподъемного оборудования и аппаратуры. Спускоподъемное оборудование включает следующие основные элементы: кабель; подъемник, на котором установлена лебедка; блок-баланс (направляющий ролик); сельсинная передача.

Кабель предназначен для спусков геофизических приборов в скважину и подъема их на поверхность. При этом по его длине определяют глубину нахождения прибора. Кабель должен обладать достаточной прочностью, чтобы выдержать собственную массу, массу прибора и дополнительные нагрузки, возникающие в процессе подъема приборов за счет трения о стенки скважины, прилипания к глинистой корочке и др. Кроме того, кабель должен быть эластичным и сильно не удлиняться под действием нагрузок.

Кабель является каналом связи между скважинным прибором и наземной аппаратурой. По нему подается электрический ток для питания скважинного прибора, осуществляется управление электронной схемой, передается на поверхность измеряемый сигнал, регистрируемый аппаратурой. Токоведущие жилы должны быть надежно изолированы от окружающей среды, которая характеризуется высокими давлениями и температурами и часто бывает агрессивной.

При выполнении геофизических исследований применяют одножильные, трехжильные и многожильные кабели. По конструкции кабели бывают оплеточные, шланговые и бронированные. В зависимости от вида работ, глубины скважин, температуры, давления и других факторов выбирают тот или иной тип кабеля.

Каждому типу кабеля присвоен шифр. Например, шифр КГ1–24–180 означает: КГ – кабель геофизический, 1 – число жил, 24 – номинальное разрывное усилие (в кН), 180 – максимальная рабочая температура (в °С).

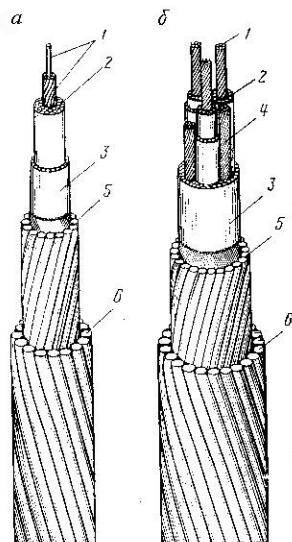


Рис. 4.19 Устройство одножильного (а) и трехжильного (б) бронированного кабеля: 1 – токоведущая жила кабеля; 2 – резиновая изоляция жилы; 3 – внешнее покрытие жилы; 4 – наполнитель; 5 – внутренняя бронированная оплетка; 6 – внешняя бронированная оплетка

В кабелях с оплеточным или шланговым покрытием токопроводящие жилы одновременно несут и механическую нагрузку, поэтому скручены они из медных и стальных проволок. В бронированных кабелях механическую нагрузку несет верхняя стальная оплетка, два слоя которой скручены из стальной проволоки. Устройство бронированных кабелей показано на рис. 4.19.

В настоящее время при проведении геофизических исследований в глубоких скважинах, бурящихся на нефть и газ, оплеточные и шланговые кабели применяют ограниченно. Чаще всего используют бронированный кабель.

Бронированный кабель обладает более высокой прочностью при меньшем диаметре, выпускается кусками большой длины, меньше

подвержен влиянию нефти и газа. Это позволяет использовать его для исследования глубоких и сверхглубоких скважин. Этот кабель обеспечивает высокую проходимость в скважинах, заполненных тяжелым буровым раствором. Бронированный кабель позволяет проводить исследования в эксплуатационных скважинах под давлением через лубрикатор.

Подъемник представляет собой самоходную установку, смонтированную в специальном металлическом кузове на шасси автомобиля повышенной проходимости.

Спуск и подъем приборов осуществляют с помощью лебедки, установленной в кузове подъемника, на барабан которой намотан кабель. Барабан лебедки выполнен из немагнитного материала. Он имеет радиальное отверстие, через которое пропускается кабель для геофизических работ. Броня кабеля в большинстве подъемников крепится на оси барабана. Токоведущие жилы кабеля подсоединяются к коллектору. Выбор автомашины, емкость лебедки и ее конструктивные особенности определяются глубиной исследования и типом кабеля.

Кузов подъемника (рис. 4.20) разделен на два отделения. Передняя часть, примыкающая к кабине автомобиля, отведена под кабину лебедчика. Здесь установлен пульт управления лебедкой 7, контрольные приборы, силовой блок энергопитания, дублиеры рычагов управления автомашины 4, рычаги управления лебедкой 5 и 6.

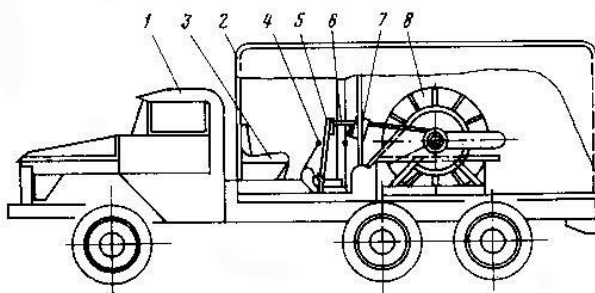


Рис. 4.20. Схема размещения оборудования в самоходном подъемнике:
1 – шасси автомобиля; 2 – кузов; 3 – кресло лебедчика; 4 – рычаг переключателя коробки передач; 5 – рычаг ручного тормоза барабана лебедки; 6 – рукоятка корректора кабелеукладчика; 7 – пульт лебедчика; 8 – лебедка с кабелем

Агрегат или стационарный контейнер для транспортировки источников радиоактивного излучения. Здесь же перевозят грузы, скважинные приборы, блок-балансы. Для спуска прибора в скважину в торцевой части кузова предусмотрена широкая дверь.

Отделения разделены перегородкой с широким смотровым окном, через которое лебедчик наблюдает за процессом спуска-подъема кабеля в скважину, укладки кабеля на барабан лебедки. Тяговое усилие на барабан лебедки передается от двигателя автомобиля через механизм сцепления и коробку отбора мощности, карданную передачу, двухскоростной редуктор и двухрядную цепь.

В кабине лебедчика в подъемнике установлены приборы для измерения скорости движения и натяжения кабеля, глубины спуска прибора, световой сигнализации и двусторонней переговорной связи со скважиной и лабораторией, приборы для освещения кузова и устья скважины. Питание всех приборов осуществляется напряжением 110 В. Энергопитание на подъемник подается от промышленной сети через силовой блок, рассчитанный на напряжение 110, 210 и 380 В. При отсутствии промышленной сети подъемник может питаться от бензоэлектрического агрегата типа АБ-2, дающего напряжение 220 В.

При проведении геофизических исследований необходимо контролировать перемещение скважинного прибора, т. е. знать глубину нахождения и скорость перемещения прибора, нагрузку на кабель. Кроме того, необходимо согласовывать перемещение прибора по стволу скважины с протяжкой диаграммной бумаги. Эти задачи решают путем применения блок-баланса с датчиками глубины и натяжения, а также сельсинной передачи.

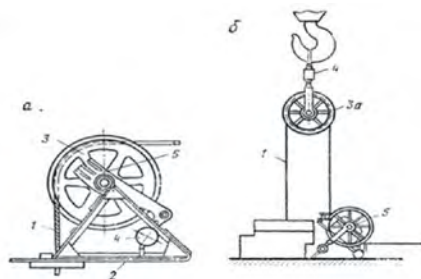


Рис. 4.21. Блок-баланс: *а* – рамочный; *б* – подвесной; 1 – кабель; 2 – подставка; 3 – ролик; 3а – подвесной ролик; 4 – динамометр; 5 – щетка ролика

Блок-баланс с роликом служит для направления кабеля в скважину и может быть установлен на стволе ротора – рамочный блок-баланс (рис. 4.21, *а*); он может быть также подвешен над устьем скважины на крюке буровой лебедки – подвесной блок-баланс (рис. 4.21, *б*).

При работе с рамочным блок-балансом подставку 2 устанавливают на роторе над устьем скважины и прижимают к столу ротора буровым инструментом. Для предотвращения горизонтального смещения снизу к подставке приваривают поперечную планку, упирающуюся во вкладыш ротора.

При отсутствии ротора, а также при работах через буровые или компрессорные трубы применяют блок-баланс, в котором подставка заменена патрубком с кронштейном. Патрубок снабжен резьбой под муфту обсадной колонны или фланцем, который затем крепят к фланцу обсадной колонны.

С помощью роликов 3, 3а обычно определяют длину опущенного в скважину кабеля. Для этого длину окружности ролика выбирают такой, чтобы за один оборот через него проходило определенное количество кабеля, примерно 1,5 или 2 м. С роликом шестеренчатой передачей связаны счетчик, показывающий количество опущенного кабеля, и сельсин-датчик. Соотношение зубьев в шестеренчатой передаче таково, что при прохождении 1 м кабеля через ролик блок-баланса ротор сельсин-датчика делает 4 оборота.

Сельсинная (автосинхронная) передача состоит из сельсин-датчика СД и одного или нескольких сельсин-приемников ПС, представляющих собой электродвигатели переменного тока с двухполюсными статорами и трехфазными роторами. В качестве датчика обычно используют сельсин ДИ-511. Приемником служит сельсин СС-501. Принципиальная электрическая схема включения сельсинной передачи показана на рис. 4.22.

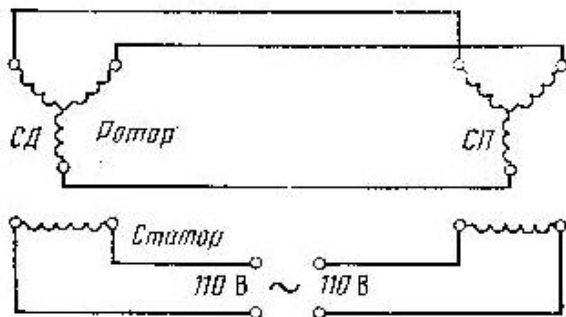


Рис. 4.22. Принципиальная электрическая схема сельсинной передачи

Если роторы датчика и приемника находятся в идентичных положениях по отношению к статорам, то возбуждаемые в их обмотках ЭДС одинаковы и противоположны по знаку, так как обмотки двигателя включены навстречу друг другу. Если ротор датчика повернуть на некоторый угол, равновесие нарушится, и в обмотке двигателя возникнет ток. Этот ток, пройдя по обмотке ротора сельсин-приемника, при взаимодействии с электрическим полем системы создает вращающий момент. Под действием этого вращающего момента ротор приемника повернется на тот же угол, что и ротор датчика. Таким образом, вращение ротора датчика приводит к строго согласованному вращению ротора приемника.

В промышленно-геофизических станциях при исследовании скважин к сельсин-датчику, установленному на блок-балансе, подключают три сельсин-приемника, которые посредством шестеренчатых передач приводят в обращение счетчик глубин в кабине лебедчика, счетчик глубин на контрольной панели в лаборатории, лентопротяжный механизм регистратора.

Для более точного определения глубин кабель промеряют мерной лентой и на нем через 20–50 м устанавливают метки. Кабель промеряют в условиях, приближенных к скважинным. На блок-балансе устанавливают меткоуловитель, отмечающий момент прохождения меток и предающий соответствующие сигналы на регистратор. Для определения натяжения кабеля при спускоподъемных операциях ось и опору ролика рамочного блок-баланса смещают

относительно друг друга. Это смещение определяет длину малого плеча рычага, равного в блок-балансах тяжелого типа 8 мм. Второе плечо длиной 330 мм образуется продолжением щеки от точки опоры до места крепления с динамометром пружинного типа. Конец плеча соединен с подвижным контактом реостата, являющегося датчиком натяжения кабеля. Сила, действующая в этом случае на динамометр, равна примерно $1/30$ фактического натяжения кабеля в скважине.

В подвесном блок-балансе нагрузку на кабель измеряют с помощью тензодатчика, который устанавливают в месте крепления подвесного ролика к крюку буровой лебедки. В этом случае сила, действующая на датчик натяжения, равна $1/2$ фактического натяжения кабеля в скважине.

Показания динамометра с помощью датчиков натяжений передаются на измерительные приборы, установленные на контрольной панели в кабине лебедчика и в лаборатории станции. На контрольной панели, помимо указателя натяжения кабеля, размещены указатели скорости движения кабеля и счетчик глубины.

Ряд геофизических работ, особенно при исследовании эксплуатационных скважин или скважин, осложненных высокими пластовыми давлениями, проводятся при герметизации устья скважины с помощью лубрикаторов. На рис. 4.23 изображен лубрикатор ВНИИ марки Л-4, установленный на фланце арматуры скважины.

Скважинный прибор на кабеле вводят вначале в приемную камеру лубрикатора, а затем, открыв подлубрикаторную задвижку,

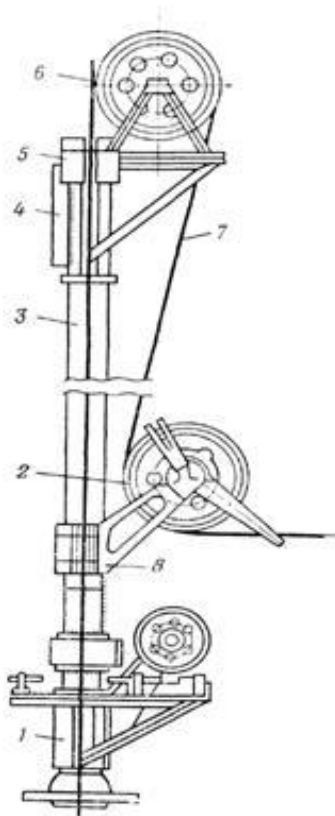


Рис. 4.23. Общий вид лубризатора Л-4: 1 – основание; 2 – мерный ролик; 3 – приемная камера; 4 – кронштейн; 5 – сальник; 6 – верхний ролик; 7 – кабель; 8 – червячное колесо с кронштейном для установки приемной камеры

спускают в скважину. Ввод кабеля в лубризатор герметизируется сальником. Имеются лубризаторы различных типов, применяемые при разных давлениях в скважине. Для работы с герметизированным устьем используют также устьевые сальники. По мере компьютеризации каротажных станций их функциональные возможности расширяются и «бумажная» регистрация каротажных диаграмм непосредственно на скважине применяются реже.

5. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

При изучении разрезов скважин, особенно для выделения нефтегазоносных пластов, применяют ряд физико-химических методов, объединенных под названием **геохимических**. На изучении содержания и состава газов в извлекаемом на поверхность буровом растворе основан **газовый каротаж**, а на люминесценции битумов шлама под воздействием ультрафиолетовых лучей – **люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА)**.

Геохимические методы являются «прямыми методами» выявления и изучения нефтегазоносных коллекторов.

5.1. Газометрия скважин

Угледородные газы в горных породах находятся в свободном, растворенном и сорбированном состояниях. При разрушении продуктивных пластов нефть и газ, находившиеся в порах коллектора, поступают в буровой раствор и выносятся с ним на поверхность.

Газовые месторождения содержат, в основном, метан. Газы нефтяных месторождений обогащены тяжелыми компонентами (гексаном). Концентрация углеводородов в буровом растворе прямо пропорционально объему породы, разрушаемой долотом в единицу времени, произведению коэффициентов пористости и нефтегазонасыщения, пластовому давлению в газоносных пластах или газовому фактору поровой жидкости. Поэтому, определяя количество и состав горючих газов в ПЖ можно прогнозировать продуктивные отложения до их вскрытия по наличию газа в породах кровли пласта.

Существуют две разновидности газометрии: в процессе бурения и после бурения. В основном проводят газометрию в процессе бурения.

Газовый каротаж выполняют с помощью автоматической газокаротажной станции – АГКС. Ее основными элементами являются дегазатор, газоанализатор и хроматограф.

Дегазатор служит для извлечения газов из ПЖ.

Газоанализатор служит для непрерывного определения суммарного содержания горючих газов в газозвоздушной смеси. По повышению теплопроводности среды в рабочей камере в зависимости от

количества углеводородных газов при пропускании смеси через камеры газоанализатора. В результате, изменяется электрическое сопротивление чувствительного элемента, которое регистрируется прибором.

Хроматограф определяет компонентный состав газов.

5.2. Люминесцентный анализ шлама

Определенную информацию о пройденных скважиной породах можно получить, отбирая и исследуя шлам. При исследовании шлама определяют глубину залегания выбуренной породы. Отбренный шлам отмывают от глинистого раствора, высушивают, проводят исследования карбонатности, пористости и осуществляют **люминесцентный и битуминологический анализ (ЛБА)**. По описанию шлама строят литологическую колонку, а с помощью ЛБА уточняют характер насыщения пласта. ЛБА подвергают углеводороды, извлеченные из шлама с помощью растворителя (экстрагирования). Наличие битумов в шламе обнаруживают по их люминесценции под действием ультрафиолетовых лучей. Для этого служит люминескоп, входящий в комплект газометрических станций. По цвету люминесценции битума в растворителе определяют тип битума, а по плотности экстракта – концентрацию битумов в растворителе.

Цвет люминесценции зависит от состава битума: для маслянистой нефти характерны светлые тона люминесценции (желтый, голубой, белый), а для нефти с большим количеством асфальтенов и смол – темные тона свечения (коричневые, бурые).

ЛБА применяется также и для исследования бурового раствора.

6. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС

Материалы ГИС используются для расчленения и корреляции разрезов, определения литологического состава и стратиграфической принадлежности пород, выделения и подсчета запасов полезных ископаемых, оценки технического состояния скважин и контроля за испытаниями объектов. Для решения этих задач используют материалы всех видов ГИС.

При проведении комплексной интерпретации материалов ГИС привлекаются данные исследований керна, шлама, образцов, отобранных стреляющими грунтоносами и сверлящими керноотборниками на кабеле, опробований и испытаний пластов и наблюдений за процессом бурения, геолого-геофизические материалы по другим скважинам, как по площади, так и нефтегазового района в целом. По характеру и содержанию геологических задач интерпретация материалов ГИС подразделяется на оперативную и сводную (площадную).

6.1. Оперативная интерпретация данных ГИС

Оперативная интерпретация ГИС проводится на всех стадиях разведки месторождения по материалам каждой скважины. Главной целью оперативной интерпретации является выделение коллекторов и их оценка. Для этого решаются задачи: расчленение разреза скважины; изучение насыщенности разреза; оценка емкостных свойств, характеристик пород и типа коллекторов в перспективных и продуктивных интервалах разреза; оценка эксплуатационных характеристик продуктивных пластов. Решение задач интерпретации осуществляется в несколько этапов: контроль качества материалов ГИС; определение по данным ГИС физических свойств пород по методикам и палеткам; выделение коллекторов; определение коллекторских свойств (коэффициент глинистости $K_{гл}$, коэффициент пористости K_p , коэффициент проницаемости $K_{пр}$, коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нг}$). При исследовании поисковых скважин количественные определения коллекторских свойств могут не выполняться, поскольку при оперативной интерпретации задачи, связанные с оценкой емкостных характеристик пород и типа коллекторов, самостоятельного значения не имеют, они являются второстепенными, способствующими достижению главной цели – выделению продуктивных пластов.

При наличии в разрезе нескольких перспективных интервалов по результатам исследований каждого интервала составляется оперативное заключение, в котором оценивается нефтегазоносность вскрытых коллекторов и даются рекомендации на проведение дополнительных работ в скважине с указанием их цели.

6.2. Сводная интерпретация ГИС

Сводная интерпретация – комплексная обработка данных ГИС с учетом анализов керна, проб флюидов и данных сейсморазведки для определения подсчетных параметров. Сводная интерпретация материалов ГИС содержит следующую информацию:

1. Объем проведенных ГИС.

2. Методику интерпретации диаграмм: принципы и критерии, положенные в основу выделения реперов, коллекторов и продуктивных пластов, определение эффективной толщины пластов, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, вытеснения, глинистости и проницаемости, определение положения разделов нефть-вода, нефть-газ и газ-вода, обоснование представительности метода.

3. Обоснование абсолютных отметок разделов нефть-вода, нефть-газ и газ-вода для каждой залежи по данным геофизических исследований, опробований и принятых положений контактов.

4. Для разрабатываемых месторождений, запасы которых ранее утверждались ГКЗ, необходимо сопоставление результатов геофизических исследований скважин в предыдущем и новом подсчетах.

6.3. Расчленение разреза

При расчленении разреза скважин решаются следующие задачи: расчленение разреза на крупные стратиграфические комплексы с помощью региональных реперов; выделение региональных покрышек и предполагаемых (возможных) локальных покрышек и перемычек; анализ наличия коллекторов под установленными и предполагаемыми покрышками и возможными перемычками; выделение перспективных интервалов; идентификация пластов в перспективном интервале; расчленение разреза в пределах перспективного интервала на достаточно мощные (более 1,5 м) пласты; классификация выделенных пластов по литотипам; разделение пластов на коллекторы и неколлекторы; оценка доли пластов с неясной характеристикой; определение и анализ абсолютных отметок кровли ранее обнаруженных нефтегазоносных пластов.

Стратификация разреза осуществляется на основе корреляционной увязки изучаемого разреза каждой скважины с помощью ре-

гиональных и локальных реперов и маркирующих поверхностей. В качестве реперов используются выдержанные по площади пласты с четкой геофизической характеристикой, резко отличной от окружающих пород и не претерпевающих существенных изменений от скважины к скважине. Региональными покрывками для нефти и газа являются мощные толщи аргиллитов, а перемичками – выдержанные по площади маломощные (не менее 2–4 м) пласты глин.

Идентификация пластов в перспективных интервалах осуществляется на основе детальной корреляции материалов ГИС с расчлененным геолого-геофизическим разрезом соседней изученной скважины или площади. Распознавание пластов осуществляется путем анализа толщин пород с резко различной геофизической характеристикой. При этом используются материалы методов ГИС, обладающих достаточной расчленяющей способностью в конкретных условиях района (ПС, БК, ГК, НКТ).

Литологическое расчленение осадочных пород в разрезах нефтяных и газовых скважин обычно проводят по следующей схеме:

1. По данным стандартной электрометрии (кривым КС и ПС) в разрезе исследуемой скважины выделяют терригенные (рис. 6.1) и карбонатно-хемогенные породы. Последние характеризуются повышенными кажущимися сопротивлениями ρ_k и промежуточными, слабо дифференцированными значениями $\Delta U_{\text{пс}}$. В случае, если кривая ПС отсутствует или плохо дифференцирована, карбонатно-хемогенные разности (кроме гипсов) выделяют по данным нейтронного гамма-метода.

2. По кривым ПС, ГК и кавернограмме терригенные разности расчленяют на песчанистые и глинистые Алевролиты и глинистые песчаники характеризуются номинальным диаметром скважины и промежуточными значениями $\Delta U_{\text{пс}}$ и l_γ . С увеличением глинистости величина $\Delta U_{\text{пс}}$ уменьшается, а интенсивность l_γ увеличивается (рис. 6.1).

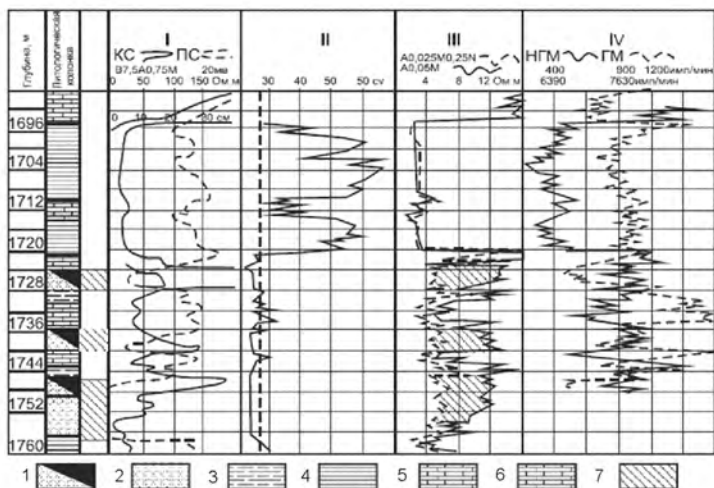


Рис. 6.1 Пример литологического расчленения и выделения проницаемых разностей в терригенном разрезе: 1 – песчаники нефтеносные; 2 – песчаники водоносные; 3 – алевролиты; 4 – глины; 5 – глины песчанистые; 6 – известняки; 7 – характерные аномалии на кривых МКЗ против проницаемых пластов; / – стандартная электрометрия; // – кавернограмма; /// – микрозонды; /V– стандартная радиометрия ($v=180$ м/ч)

3. Литологическое расчленение карбонатно-хемогенной толщи проводят, главным образом, по данным радиометрии скважин и кавернограммам. На кривых ГК хемогенные осадки (кроме калиевых солей) отмечаются минимальными значениями I_{γ} ; отложения каменной соли и калийных солей выделяются на кавернограмме по увеличенному диаметру скважины. На кривых НГК этим породам соответствует высокая интенсивность I_{γ} ; гипсы характеризуются аномально низкими значениями I_{γ} , а ангидриты, как правило, более высокими, чем у карбонатных разностей, значениями I_{γ} и ρ_k .

Расчленение карбонатной толщи на известняки и доломиты по данным промысловой геофизики затруднительно. Решение этой задачи возможно только после предварительного изучения геолого-геофизической характеристики исследуемого района.

6.4. Выделение коллекторов и определение их эффективной толщины

По результатам интерпретации данных ГИС все пласты разделяются на три градации по способности пород вмещать и отдавать флюиды: коллектор, неколлектор, неопределенная порода (возможно коллектор). Коллектором считается порода, способная вмещать пластовый флюид (газ, нефть, воду) и отдавать его при заданном перепаде давлений в системе «скважина–пласт». К неколлекторам относят породы, которые либо не содержат подвижных пластовых флюидов, либо при заданном перепаде давлений (депрессии) не могут быть извлечены из пласта.

Основным свойством коллекторов является наличие проницаемости, превышающей граничное значение $K_{пр}$, независимо от емкостных характеристик пластов ($K_{п}$, $K_{нт}$). Для определения эффективной толщины коллекторов $h_{эф}$ необходимо достоверно установить нижние пределы коллектора.

Уровень методических проработок этого вопроса постоянно совершенствуется по мере накопления сведений о фильтрационно-емкостных свойствах пластов. Если раньше за нижний предел условно принималась проницаемость в $0,001 \text{ м}^2$, то сейчас выделяют абсолютный и кондиционный нижние пределы. Абсолютный нижний предел характеризует свойства породы, при которых еще возможна фильтрация однородного флюида.

Относительный нижний предел характеризует нижнее значение фазовой проницаемости по нефти. Кондиционный нижний предел определяет экономическую целесообразность разработки месторождения. Он служит для разделения промышленно продуктивных и непромышленно продуктивных коллекторов.

Для выделения коллекторов в разрезах скважин по материалам ГИС можно использовать:

- 1) прямые признаки, основанные на результатах непосредственного опробования и гидродинамических исследований пластов приборами на кабеле (ОПК, ГДК);
- 2) прямые качественные признаки, основанные на проникновении фильтрата в пласт (кавернометрия, микрокартаж, изменения сопротивлений пластов по каротажу БКЗ, БМК-БК-ИК);

3) косвенные количественные критерии, основанные на граничных значениях различных геофизических параметров (прежде всего связанных с проницаемостью).

Узловым этапом при выделении коллекторов по косвенным количественным критериям является обоснование величин геофизических параметров, соответствующих нижнему пределу коллектора. Граничные величины геофизических параметров устанавливаются раздельно для газо-, нефте- и водонасыщенных пластов (см. рис. 6.1).

Установление косвенных количественных критериев коллектора по результатам испытания пластов может осуществляться на завершающем этапе разведки, когда имеются качественные опробования пластов с различными ФЕС, в том числе и неколлекторов.

В поисковых и в первых разведочных скважинах можно пользоваться критериями, установленными для аналогичных отложений на соседних площадях. Затруднения при выделении коллекторов возникают в случае их малой толщины (менее 1,5 м) и отдельного залегания среди глинистых пород-неколлекторов. Такие пропластки имеют четкую характеристику коллекторов по данным ГИС, но при испытании оказываются «сухими».

Эффективная толщина пластов-коллекторов (суммарная $\Sigma h_{\text{эф}}$, нефтенасыщенная $\Sigma h_{\text{эф.н}}$, газонасыщенная $\Sigma h_{\text{эф.г}}$) оценивается по результатам выделения коллекторов.

Эффективной толщиной ($h_{\text{эф}}$) пласта-коллектора называется суммарная толщина всех прослоев в пределах пласта, характеризующихся признаками коллекторов, т. е.

$$h_{\text{эф}} = h_{\text{пл}} - h_{\text{вк}},$$

где $h_{\text{пл}}$ – общая толщина пласта, м;

$h_{\text{вк}}$ – суммарная толщина прослоев неколлекторов в пласте, м.

При подсчете запасов нефти и газа для каждого продуктивного разреза обосновываются признаки и критерии коллекторов и неколлекторов. Минимальная толщина прослоев-коллекторов, выделяемых по материалам ГИС, равна 0,4 м.

В терригенных отложениях проницаемые пласты выделяют по кривым (ПС, ГК, НГК, МК, БК, БКЗ) и методу вызванных потенциалов. Проницаемым разностям соответствуют: отрицательные аномалии $\Delta U_{\text{ПС}}$, низкие значения l_{γ} , расхождение кривых микропотен-

циал- и микроградиент-зондирования и низкие значения аномалий на кривых ВП. На проницаемость пластов указывает также проникновение фильтрата бурового раствора, отмечаемое по БКЗ.

В карбонатных отложениях выделение коллекторов более сложно и в зависимости от их структурно-текстурных особенностей проводится по определенному комплексу геофизических методов (ГК, НГК, АК, МК, БК, кавернометрия, БКЗ).

В отложениях с первичной (гранулярной) пористостью проницаемые карбонатные разности выделяют по низким кажущимся сопротивлениям на кривых малых зондов (в том числе микрозондов); дополнительно проницаемые высокопористые карбонатные разности характеризуются пониженными интенсивностями естественного I_{γ} и радиационного $I_{\text{гг}}$ гамма-излучения и уменьшением диаметра скважины.

На кривых ПС этим разностям часто соответствуют отрицательные аномалии. В тех случаях, когда текстурные особенности карбонатного разреза не известны, проницаемые разности выделяют по результатам интерпретации данных электрических и радиоактивных методов с привлечением и других геофизических методов.

6.5. Петрофизическое обеспечение методик интерпретации

Связующим звеном между геологическими объектами и геофизическими методами исследования разрезов скважин является петрофизика. Петрофизика осадочных пород концентрируется на исследовании пористости с различными ее проявлениями, характеристик насыщения пород флюидами и их способности пропускать флюиды через поровое пространство, а также минералогического и гранулометрического состава пород.

Оценка емкостных характеристик пород и типа коллекторов проводится путем количественной интерпретации данных ГИС, требующей наличия соответствующего петрофизического обеспечения. В первых поисковых скважинах на площади, когда петрофизические зависимости для изучаемых отложений отсутствуют, используются зависимости для однотипных отложений по соседним площадям или соответствующие литературные и модельные зависимости.

Необходимое для интерпретации данных ГИС петрофизическое обеспечение по изучаемым месторождениям в достаточно полном объеме разрабатывается лишь на этапе подготовки отчета с подсчетом запасов нефти и газа.

Базирующаяся на петрофизическом обосновании количественная интерпретация данных ГИС включает установление типов (классов) изучаемых коллекторов, выбор физических моделей, определение для выбранных моделей совокупности петрофизических связей между измеряемыми геофизическими параметрами и искомыми коллекторскими свойствами. Пример таких связей приведен в табл. 6.1.

Для этого требуется определение по возможности на одних и тех же образцах керна литологического состава пород, их емкостных и фильтрационных свойств, свойств насыщающих флюидов и основных физических свойств, измеряемых геофизическими методами – удельного электрического сопротивления, интервального времени распространения упругой волны, плотности, естественной радиоактивности, диффузионно-адсорбционной активности, ядерно-магнитных свойств.

Таблица 6.1

Данные для ГИС,
полученные по петрофизическим зависимостям

Параметры	Расчетные формулы
Продуктивные пласты	$Ю_1$
Температура пласта, $С^0$	95,0
Минерализация пластовой воды, $кг/м^3$	33,6
Сопротивление пластовой воды, Ом·м	0,07
Критерии коллектора для нефти	$a_{nc} \geq 0,43; K_n \geq 0,134; K_{np} \geq 1,0 \cdot 10^{-3}$ $мкм^2$
Критерии получения чистой нефти	$\rho_n \geq 3,6; P_n \geq 2,2$
Критерии получения нефти с водой	$3,6 < \rho_n < 3,2; 2,2 < P_n < 1,7$
Критерии выделения водоносных пластов	$\rho_n \leq 3,2; P_n \leq 1,7$

Параметры	Расчетные формулы
Открытая пористость, доли ед.	$K_{п} = 0,0868a_{пс} + 0,0971$ $K_{п}^{отк} = (0,3322 + 0,08/_{нкг})/_{нкг}(1,46929 - 0,40437a_{гк})$ $K_{п}^{отк} = (0,3322 + 0,08/_{нкг})/_{нкг}(0,97606 - 0,496\Delta/\gamma)$
Относительное сопротивление	$P_{п} = 2,951K_{п}^{-1,18}$
Нефтенасыщенность, доли ед.	$K_{в} = 1,0475P_{п}^{-0,579}$
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	$K_{пр} = 10^{((a_{пс}/0,75)^{2,27})}$
Глинистость, доли ед.	$K_{гл} = 1,055 - (1,14 - 1,111 \Delta/\gamma)^{0,5}$

Специальные исследования по измерению фазовой и относительной проницаемости, остаточной водо- и нефтенасыщенности, минерализации пластовых вод и тому подобного выполняются в меньшем объеме. Петрофизическое обеспечение необходимо выполнять на образцах керна из первых скважин, пробуренных на месторождении. КERN целесообразно отбирать небольшими интервалами, но с обеспечением полного выноса. Это необходимо для сопоставления между собой значений коллекторских свойств, измеренных на керне и найденных по материалам ГИС, контроля достоверности выполненных определений. В зависимости от назначения петрофизические взаимосвязи условно подразделяются на две группы. Первая группа связей объединяет взаимосвязи между физическими величинами, измеряемыми при ГИС, и искомыми свойствами изучаемых пород. Вторая группа связей используется для обоснования нижних пределов коллектора.

Первая группа включает:

1) зависимость относительного сопротивления от пористости пород: $P_{п} = a[K_{п}]^{-m}$, a и m – эмпирические величины, характеризующие структуру пор в зависимости от уплотнения пород. Параметр пористости породы ($P_{п}$ или относительное сопротивление) зависит от коэффициента пористости $K_{п}$ и структуры порового пространства и для неглинистой «чистой» породы;

2) зависимость коэффициента увеличения сопротивления от водонасыщенности:

$\rho_{н} = a[K_{в}]^{-n}$, a и n – эмпирические величины, зависящие от типа покрытия поверхности пор пластовыми флюидами (гидрофильного или гидрофобного). Параметр насыщения ($P_{н}$) или коэффициент

увеличения сопротивления показывает, во сколько раз возросло удельное сопротивление породы при частичном или полном насыщении ее нефтью и/или газом.

3) зависимость относительного увеличения сопротивления от объемной водонасыщенности: $P_{\omega} = \rho_{п} / \rho_{в} = f(\omega)$;

4) зависимость объемной плотности от пористости: $\delta_{об} = f(K_{п})$;

5) зависимость интервального времени от пористости: $\Delta t = f(K_{п})$;

6) зависимость естественной гамма-активности от глинистости: $I_{гк} = f(K_{гл})$.

Иногда для отложений для интерпретации данных ГИС устанавливаются и другие статистические связи: $a_{пс} = f(K_{п})$, $a_{пс} = f(K_{пр})$, $a_{пс} = f(K_{гл})$. Взаимосвязи второй группы устанавливаются по данным массовых анализов зерна. Как правило, используются повариантные парные и трехмерные сопоставления общей, открытой и эффективной пористости, абсолютной и эффективной проницаемости, остаточной нефте- и водонасыщенности, объемной и относительной глинистости, объемной и минералогической плотности и другие. Для выбора правильной методики интерпретации материалов ГИС при выделении и оценке коллекторов необходимо установление литотипа коллектора. Он определяется на основе анализа всей имеющейся геолого-геофизической информации по изучаемым пластам.

В терригенных коллекторах главными характеристиками литотипа (модели) коллектора является литологическая принадлежность и характер распределения глинистого материала в породе (тип глинистости). Эта информация извлекается из результатов анализа зерна и в дальнейшем используется для обоснования алгоритма интерпретации данных ГИС.

6.6. Определение коэффициента пористости ($K_{п}$) коллекторов

По сообщаемости пор друг с другом различают пористость общую, открытую, закрытую, характеризую величину каждой из них соответственно коэффициентами $K_{п}$, $K_{п.о}$, $K_{п.з}$, причем $K_{п} = K_{п.о} + K_{п.з}$.

В осадочных породах закрытые поры встречаются очень редко, в основном только в плотных кристаллических известняках и доломитах, в плотных метаморфизованных песчаниках и алевролитах с регенерационным силикатным цементом.

По способности пор принимать, содержать и отдавать свободную жидкость и газ различают пористость эффективную и неэффективную, характеризуя содержание в породе этих пор соответственно коэффициентами $K_{п.эф}$, $K_{п.неэф}$, причем $K_{п.эф} + K_{п.неэф} = K_{п.о}$, поскольку закрытая пористость всегда неэффективна.

Наличие эффективной пористости ($K_{п.эф} > 0$) – это свойство породы-коллектора. Пористость полимиктовых пород может определяться как по данным отдельных видов ГИС (НК, ГГКП, АК, ПС и другие), так и по комплексу этих методов.

Большинство методик определения пористости по данным ГИС базируется на использовании статистических связей между коэффициентом пористости K_p и геофизическими параметрами, определенными на керне или снятыми с соответствующей диаграммы. Длительное время в качестве базовой методики определения K_p используется методика, основанная на статистической зависимости $a_{гис} = f(K_p)$.

Определение коллекторских свойств пластов по геофизическим данным обычно проводят по эталонным кривым зависимостей показаний геофизических методов от рассматриваемого параметра, которые составляют для каждого района и каждого типа горных пород отдельно.

Построение таких кривых возможно двумя способами:

1) по данным лабораторных исследований физических и коллекторских свойств пород, отобранных из параметрических и разведочных скважин.

2) по результатам статистических сопоставлений показаний геофизических методов против пластов с известными параметрами, с численными значениями последних.

Достоверность сведений о значениях параметров пласта определяют числом исследованных образцов керна, отобранных из пласта. Принято считать, что для однородных пластов сведения о величине средних значений его параметров достоверны, если на 1 м разреза приходится одно или более определений. С повышением неоднородности пласта число образцов керна должно быть увеличено.

6.7. Определение коэффициента пористости по данным метода потенциалов самопроизвольной поляризации

Определение $K_{п}$ по диаграммам ПС возможно в геологических объектах с терригенными коллекторами, имеющими преимущественно глинистый цемент рассеянного типа, при наличии корреляционной связи между $K_{п}$ и содержанием в породе глинистого материала. Благоприятны для определения $K_{п}$ по диаграмме ПС следующие условия:

1) значительная общая толщина изучаемых продуктивных отложений и наличие в разрезе каждой скважины, вскрывшей эти отложения, достаточного числа пластов с различной пористостью и глинистостью;

2) наличие в изучаемом разрезе хорошо выдержанных по площади, достаточно мощных опорных пластов – чистого или слабоглинистого песчаника (алевролита), чистой и слабопесчаной глины;

3) постоянство минерализации и химического состава пластовых вод изучаемых отложений.

Основа определения $K_{п}$ по диаграммам ПС – корреляционная связь относительной амплитуды ПС $a_{пс}$ и $K_{п}$. Корреляционную связь получают, сопоставляя значения $a_{пс}$ и $K_{п}$ по пластам, в которых $K_{п}$ определено другим методом ГИС или по данным представительного керна. Определение $K_{п}$ по $a_{пс}$ возможно как в продуктивных, так и в водоносных коллекторах. Показания метода выражаются в величине амплитуды $\Delta U_{пс}$, отклонения кривой ПС от условной нулевой линии (обычно от линии чистых глин) или в относительных единицах $a_{пс}$, например, в отношении амплитуды $\Delta U_{пс}$ против исследуемого пласта к максимальной амплитуде $\Delta U_{пс}^{\max}$, наблюдаемой против чистых незаглинизированных песчаников:

$$a_{пс} = \Delta U_{пс} / \Delta U_{пс}^{\max}$$

В некоторых случаях величина $\Delta U_{пс}$ относится к амплитуде $\Delta U_{пс}^{оп}$, наблюдаемой против выдержанного в пределах исследуемой площади опорного горизонта:

$$a_{пс} = \Delta U_{пс} / \Delta U_{пс}^{оп}$$

В случае использования относительного параметра $a_{\text{пс}}$ необходимость введения поправки K_p за влияние сопротивления бурового раствора отпадает.

Более целесообразно комплексирование метода ПС с одним из методов определения пористости (НМ, АК) как в терригенном, так и в карбонатном разрезе, для одновременного определения коэффициента общей (или открытой) пористости $K_{\text{п}}$ и глинистости $K_{\text{гл}}$, учитывая, что метод ПС – это, прежде всего, метод, позволяющий определять относительную глинистость терригенных $\eta_{\text{гл}}$ и относительное содержание нерастворимого остатка $\eta_{\text{ню}}$ карбонатных отложений.

6.8. Определение коэффициента пористости по данным нейтронного каротажа

Основано на оценке общего водородосодержания пород (ω) с последующим учетом влияния различных геолого-технических факторов (минерализации пластовых вод и промывочной жидкости, толщины глинистой корки, глинистости и другие). Зависимости $I_{\text{нк}} = f(K_{\text{п}})$ для песчано-глинистого разреза с содержанием кварца 45 %, полевых шпатов 55 % характерны для условий Западной Сибири. Полимиктовые песчаники, вскрытые скважинами диаметром $d_c = 0,190, 0,243, 0,270, 0,295$ м, заполненными ПЖ на водной глинистой основе, пригодны для определения $K_{\text{п}}$ неглинистых песчано-алевритовых пластов ($K_{\text{гл}} - 4-5$ % от объема пород) с содержанием углей не более 2 % от объема пород.

Основным фактором, сдерживающим использование НК для определения $K_{\text{п}}$, является сильное влияние глинистости (для расчета используют поправки за глинистость) в связи с неточностью калибровки аппаратуры НК на скважине. Водородосодержание пласта глины принималось, как обычно, равным 40 %, а низкопористого песчаника – по минимальным керновым значениям пористости. В показания НК вводились поправки за толщину интерпретируемого пласта-коллектора.

При применении НГК вносилась поправка за естественное гамма-излучение. Необходимость поправки за толщину пласта является следствием инерционности интегрирующей ячейки скважинного прибора. Эта поправка реализуется формулой

$$I_{\text{испр}} = I_{\text{под}} + (I - I_{\text{под}}) / V,$$

где $I_{\text{испр}}$, I и $I_{\text{под}}$ – показание НК исправленное, отсчитанное в коллекторе и в подстиляющем пласте, соответственно;

V – коэффициент, определяемый по номограмме (рис. 6.2).

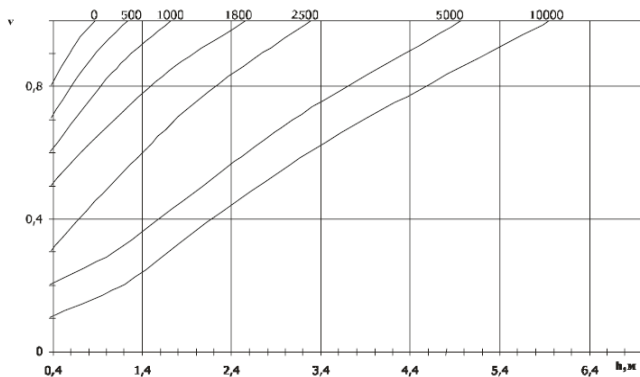


Рис. 6.2. Номограмма для определения коэффициента V в зависимости от толщины пласта h . Шифр кривых – произведение постоянной интегрирующей ячейки (c) на скорость регистрации диаграммы НК (м/ч)

Исправленное показание НГК за естественное гамма-излучение определяется

$$I_{\text{испр}} = \frac{I_{\text{НК}} a - 0,2 I_{\text{ГК}} b}{a},$$

где $I_{\text{НК}}$ и $I_{\text{ГК}}$ – отсчеты показаний НГК и ГК в пласте;

a – цена условной единицы НГК в имп/мин;

b – цена единицы ГК в имп/мин.

Водородосодержание в пласте рассчитывается по формуле

$$\lg \omega = \frac{(I_{\text{max}} - I) \lg \frac{\omega_{\text{max}}}{\omega_{\text{min}}}}{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}} + \lg \omega_{\text{min}},$$

где l_{\max} , l_{\min} , l – показание НК в опорном низкопористом пласте, в опорном пласте.

Пористость пласта по НК определяется по формуле

$$K_{\text{п}} = -K_{\text{гг}}\omega_{\text{гг}},$$

где $K_{\text{гг}}$ – глинистость пласта-коллектора;

$\omega_{\text{гг}}$ – водородосодержание глины в коллекторе.

Значение $K_{\text{гг}}$ определялось по ПС. Значение $\omega_{\text{гг}}$ определяли по водородосодержанию пластов, в которых пористость определялась по керну, а глинистость – по ПС:

$$\omega_{\text{гг}} = (\omega - K_{\text{п}})/K_{\text{гг}}.$$

Важным параметром пластов является их глинистость. Осложняющим фактором для этого метода в условиях Западной Сибири является высокое содержание в коллекторах полевошпатовых минералов.

Для исключения влияния полимиктовости коллекторов проводили графическое сопоставление $a_{\text{пс}}$ и относительного параметра ГК ($\Delta t_{\text{гк}}$). Таким образом, получали связь $a_{\text{пс}} = f(K_{\text{гг}})$.

6.9. Определение коэффициента пористости по данным акустического метода

Все известные методики определения пористости песчаноглинистых полимиктовых пород, по данным АК, предусматривают учет влияния глинистости и глубины залегания пластов на величину Δt .

В неявной форме такой учет проводится построением для изучаемого месторождения (или отдельного пласта) статистических зависимостей между $K_{\text{п}}$ и Δt . Обе величины измеряют на образцах керна в условиях, имитирующих горное и пластовое давление и температуру, а зависимости выражают в линейной форме $\Delta t = f(K_{\text{п}})$.

Большой диапазон изменения глубин залегания коллекторов в разрезе скважин (от 300 до 5000 м) затрудняет создание единой петрофизической основы для интерпретации данных.

В сложных коллекторах – со сложным минеральным составом и сложной геометрией пор – проводят комплексную интерпретацию диаграмм АК и радиометрии для решения конкретных задач по определению пористости (НК и ГГМ).

6.10. Определение коэффициента проницаемости коллекторов

Проницаемость пород подразделяют на абсолютную, эффективную (фазовую) и относительную. **Абсолютной** (физической) называется проницаемость пористой среды или однородной жидкости при отсутствии физико-химического воздействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью. **Эффективной** проницаемостью называется проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой фазы – жидкой или газообразной. **Относительная** проницаемость равна отношению эффективной проницаемости к абсолютной однофазной.

Проницаемость коллекторов по данным ГИС может оцениваться:

1) по данным гидродинамического каротажа – эффективная проницаемость $K_{пр.эф.}$

2) по статистической двухмерной или трехмерной связи между коэффициентом абсолютной проницаемости $K_{пр}$ пород по керну и геофизическими параметрами.

Достоверная оценка проницаемости продуктивного пласта может быть дана на основе гидродинамических исследований в открытом стволе – ГДК, которые дают информацию о величине пластовых давлений и эффективной проницаемости пород в прискважинной зоне. Ввиду малой глубинности исследования этим методом (менее 10 см от стенок скважины) результаты исследования коллекторов подвержены влиянию зоны проникновения фильтрации и кольматации.

Корреляционные связи между $K_{пр}$ и геофизическими параметрами $a_{пс}$, Δ/γ_k применяются только для ряда пород с рассеянной глинистостью. При определении $K_{пр}$ по статистическим связям типа геофизика–кern можно использовать двухмерные или трехмерные связи между $a_{пс}$, абсолютной проницаемостью $K_{пр}$ и K_p этих же пластов по керну. По двухмерным связям, например $a_{пс} = f(K_{пр})$, оценивается проницаемость по разрезу, которая нашла широкое применение при определении проницаемости пласта. Наиболее надежна эта связь для коллекторов, у которых параметры $a_{пс}$, $K_{пр}$ изменяются под влиянием глинистости. В слабоглинистых коллекторах с $a_{пс}$, близким к 1, и высокой проницаемостью связь между $a_{пс}$ и $K_{пр}$ прак-

тически отсутствует, поскольку параметр $K_{пр}$ таких коллекторов зависит от гранулометрического состава скелетных зерен. Корреляционная связь между параметрами Δ/Γ_K и $K_{пр}$ характеризуется уменьшением Δ/Γ_K с ростом $K_{пр}$ для пород, проницаемость которых контролируется глинистостью. Следует иметь в виду, что при использовании статистических связей оценивается величина $K_{пр}$ не для пластовых, а для атмосферных условий, которая может отличаться от естественной проницаемости пласта за счет экстрагирования образцов и изменения их текстуры и структуры при отборе и подъеме керна на поверхность.

6.11. Оценка насыщенности коллекторов

Согласно технической инструкции, при оценке насыщенности пластов-коллекторов решаются следующие задачи:

- 1) разделение пластов-коллекторов в пределах перспективного интервала на водоносные и нефтегазоносные (продуктивные);
- 2) разделение продуктивных коллекторов на газоносные и нефтеносные;
- 3) выделение переходной зоны, если в подошве пласта-коллектора имеется водоносная часть;
- 4) качественная оценка остаточной нефти в газонасыщенных и водонасыщенных коллекторах (если это возможно).

При решении этих задач используют все доступные методы и методики выделения и оценки продуктивных коллекторов: газовый каротаж и люминисцентно-битуминологический анализ шлама и керна, кривые различных видов каротажа (ПС, БКЗ, БК, ГК, НГК, ИК и другие), данные по опробованию пластов приборами на каротажном кабеле.

6.12. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Принятая методика определения коэффициента нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ однородных пластов рассчитана для условий, когда свойства пластовой воды не изменяются по высоте залежи и площади месторождения. В этом случае влияние пластовой воды на продуктивные пласты исключается при использовании параметров:

относительного сопротивления $P = \rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{в}}$, коэффициента увеличения сопротивления $P_{\text{н}} = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вп}}$ и относительного увеличения сопротивления $P_{\text{о}} = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{в}}$, функционально связанных с коэффициентами пористости $K_{\text{п}}$, водонасыщенности $K_{\text{в}}$ и объемной влажности ω .

Величину $K_{\text{в}}$ находят по следующей схеме:

1. Определяют значение $\rho_{\text{п}}$ по данным метода сопротивлений.
2. Используя величину $K_{\text{п}}$, установленную по данным одного из методов пористости ГИС, находят по связи: $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$.
3. Рассчитывают отношение $P_{\text{н}} = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вп}}$ и по зависимости $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ находят величину $K_{\text{в}}$ (рис. 6.3).

Зная $K_{\text{в}}$, рассчитывают $K_{\text{н}}$, $K_{\text{г}}$ или $K_{\text{нт}}$ по формуле $K_{\text{в}} = 1 - K_{\text{нт}}$. На этапах оперативной интерпретации и оперативного подсчета запасов допускается использование обобщающих зависимостей вида $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ и $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ (рис. 6.3) для определенных комплексов и районов.

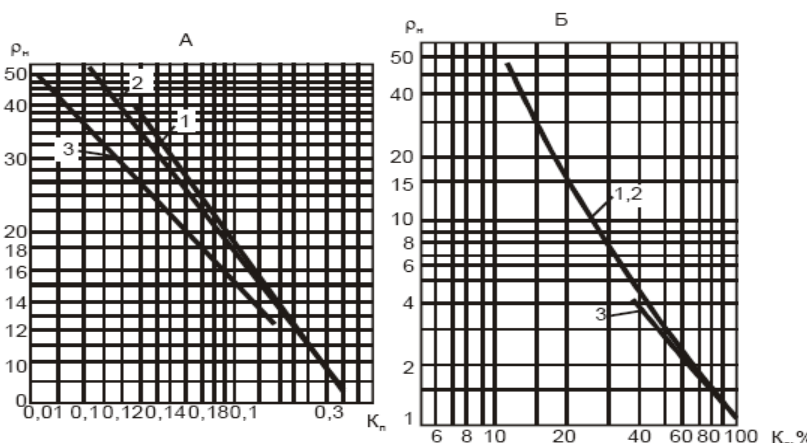


Рис. 6.3. Обобщенные петрофизические связи для полимиктовых коллекторов мелового (а) и юрского (б) возраста Западной Сибири: 1, 2, 3 – соответственно песчаники, алевролиты и глинистые алевролиты

При сводной интерпретации материалов ГИС требуется уточнить эти зависимости на конкретном фактическом материале. Трудности, возникающие при практическом использовании этой зависимости, связаны с достоверностью определения величины $\rho_{\text{п}}$. Для тонких

($H < 2$ м) и слоистых (неоднородных) пластов, для которых не удается надежно определить величину ρ_p , значение $K_{нт}$ не рассчитывается.

К **слоистым** относятся пласты, сложенные чередованием тонких (менее 1 м) прослоев коллекторов и неколлекторов. При толщине прослоев менее 0,4 м слоистость пласта не обнаруживается на кри-вых электрического каротажа и в таком случае модель коллектора устанавливается по результатам исследования керна. Величина $K_{нт}$ в таких коллекторах определяется через «кажущуюся» глинистость.

6.13. Решение геологических задач методами ГИС

На основе материалов ГИС получают следующую информацию:

1. Сведения о, эффективной толщине ($h_{эф}$), коэффициенте пористости (K_p), коэффициенте нефте(газо)насыщения ($K_{нт}$) по каждому пластовому пересечению в каждой скважине, пробуренной в контуре месторождения.

2. Сведения о положении начальных контактов ВНК, ГВК, ГНК по отдельным скважинам, находящимся, соответственно, в водонефтяной, газодляной, газонефтяной зоне.

3. Схемы корреляции разрезов скважин, выполненных по данным комплекса ГИС, которые являются основой для составления геологических профилей, карт структурных, равной мощности, равного удельного нефте(газо)содержания и подсчетных планов.

Используются практически все сведения о резервуаре – объекте разработки, которые были получены по данным ГИС при подсчете запасов. Информация о значениях параметров $K_{пр}$ и K_p по пластовым пересечениям разрезов скважин и профиле изменения этих параметров по вертикали в неоднородных пластах дает основание для прогноза коэффициента вытеснения, коэффициента охвата разработкой по толщине объекта разработки.

7. КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Комплекс включает группы методов, основанные на изучении технического состояния скважин, показателей бурения, характеристик гидравлической системы при бурении, изменения свойств бурового раствора при бурении, свойств шлама.

В процессе бурения могут проводиться исследования обычными электрическими, радиоактивными, акустическими зондами, расположенными внутри колонны бурильных труб, или скомпонованными в виде специальных устройств над долотом. Для передачи информации могут использоваться различные линии связи (проводная электрическая, гидравлическая – по потоку бурового раствора, по бурильным трубам, через горные породы). Преимущество исследований непосредственно в процессе бурения заключается в их оперативности. По ним можно судить, в частности, об оптимальности самого процесса бурения и принимать соответственно оперативные меры по его улучшению. Если же по данным этих методов будет получено указание на возможное вскрытие коллекторов (или других пород, представляющих интерес), бурение можно немедленно прекратить и провести дополнительные исследования другими методами для получения более полной информации о вскрытом разрезе.

7.1. Контроль технического состояния скважин

Изучение технического состояния скважины – важная область применения геофизических методов. Получаемая информация необходима для оптимизации процессов бурения, испытаний и эксплуатации скважин. Основными направлениями изучения технического состояния скважин являются: инклинометрия, кавернометрия, профилометрия, контроль качества цементирования, выделение мест притоков, поглощений и затрубной циркуляции жидкости.

Инклинометрия

Метод ГИС, применяемый для определения угла наклона (искривления) ствола скважины и азимута искривления, называют **инклинометрией**. Ствол глубокой скважины отклоняется от вертикали в силу причин геологического и технологического характера. Распространение получает наклонное и горизонтально-направленное бурение для достижения участков исследования и разработки пластов в стороне от места заложения скважины.

Пространственное положение любой точки ствола скважины характеризуют двумя углами: углом искривления (зенитным углом) δ – отклонение оси скважины от вертикали и азимутальным (дирекционным) углом β – угол между направлением на географический полюс (вертикальной линией сетки топографической карты) и проекцией оси скважины на горизонтальную поверхность. Обычно пользуются магнитным азимутом φ , т. е. углом, отсчитываемым по ходу часовой стрелки между направлением на магнитный север S_m и горизонтальной проекцией элемента оси скважины.

Определение искривления скважины сводится к замерам положения в пространстве оси скважины, следующим один за другим. В пределах каждого отрезка ось скважины отождествляется с прямой линией. Измерения в скважинах выполняют по точкам. Расстояние между точками в вертикальных скважинах, принимают равным 25 м, в наклонно-направленных – 5 м. Углы зенитный δ и азимутный φ , полученные в нижней точке интервала, принимаются постоянными до следующей точки измерения.

Первичные данные инклинометрии представляют в виде таблицы, где представлены результаты измерений, которые получают в точках через одинаковые интервалы.

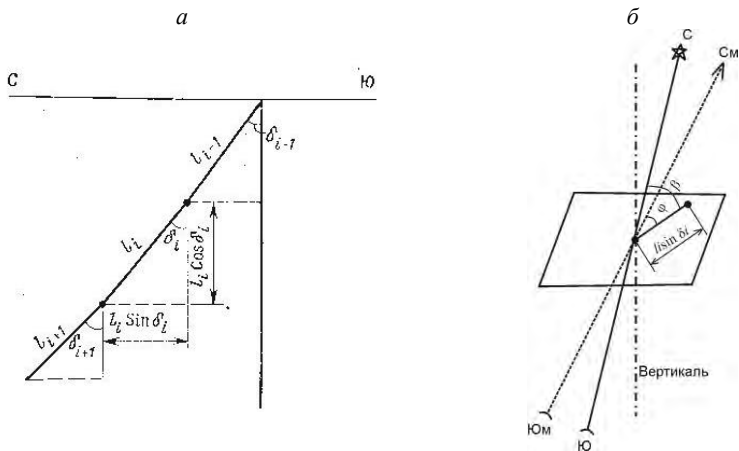


Рис. 7.1 Проекция участка ствола скважины на вертикальную (а) и горизонтальную (б) плоскости

Плоскость, проходящую через вертикаль и ось скважины в данном интервале, называют **плоскостью искривления**.

Проекцию интервалов ствола скважины на вертикальную плоскость (рис. 7.1) определяют как

$$l_{\text{вер}} = l_i \cos \delta_i,$$

где $l_{\text{вер}} = h_{i+1} - h_i$, где h_{i+1} и h_i – глубина нижней и верхней точек измерения.

Для определения абсолютной отметки вскрываемого i -го пласта H_i , вычисляют сумму вертикальных проекций от устья скважины до изучаемого интервала

$$H_i = \sum_{i=1}^h l_{\text{вер}} = \sum_{i=1}^h l_i \cos \delta_i.$$

Горизонтальная проекция i -го интервала скважины Δl_i , отклоненного на угол δ_i , (рис. 7.1)

$$\Delta l_i = l_i \sin \delta_i$$

По данным измеренных углов и вычисленных значений горизонтальных проекций строят **инклинограмму** – проекцию оси скважины на горизонтальную плоскость (рис. 7.2). Приборы для измерения зенитного угла и азимута искривления называют **инклинометрами**. В скважину их опускают на каротажном кабеле или транспортируют буровым инструментом.

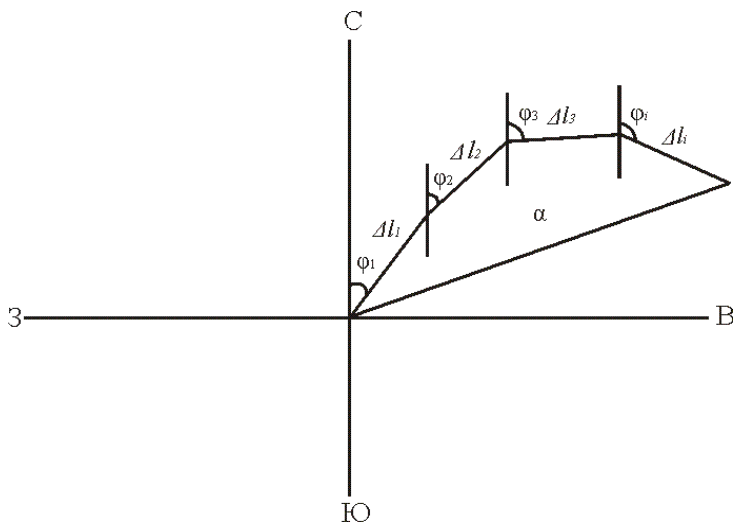


Рис. 7.2. Пример построения инклинограммы – горизонтальной проекции ствола скважины

Измерение диаметра скважины (кавернометрия) и профиля ствола скважины (профилеметрия)

Кавернометрия применяется для определения диаметра ствола скважины. Фактический диаметр скважины d_c в ряде случаев отклоняется от его номинального d_n , равного диаметру долота, которым бурилась скважина. В глинах, глинистых сланцах, песках-плывунах и в растворимых хемогенных породах (каменная соль, сильвинит) диаметр скважины увеличивается за счет образования каверн. В проницаемых песчаниках, известняках, доломитах при бурении скважин на глинистом растворе диаметр скважины уменьшается за счет глинистой корки. В плотных непроницаемых поро-

дах диаметр скважины равен диаметру долота. Сведения о значении диаметра скважины способствуют уточнению результатов количественной интерпретации диаграмм электрических, радиоактивных и термических методов, по величине глинистой корки выделению интервалов проницаемых пород и в том числе коллекторов. Кроме того, определение фактического диаметра скважины необходимо для чисто технических целей – изучения «проходимости» ствола скважины перед спуском обсадной колонны, определения необходимого для тампоножа скважины количества цементного раствора и объема гравия при засыпке гравийных фильтров и т. д. Определение диаметра скважины производят с помощью скважинного прибора – **каверномера**, который дает усредненное значение диаметра скважины по показаниям трех и более выдвижных элементов (плеч каверномера) величина перемещения которых относительно оси прибора расположенной по центру скважины трансформируется в электрический сигнал. Увеличение количества выдвижных измерительных элементов с дифференциацией их показаний позволяет построить профиль поперечного сечения ствола скважины, что реализуется скважинными приборами – **профилемерами** (профилографами). Каверномер на сопротивлениях разработан в двух вариантах: для использования на трехжильном и одножильном кабеле. Наибольшее распространение получили каверномеры на трехжильном кабеле. Стандартный прибор позволяет осуществлять кавернометрию в диапазоне диаметров скважины от 100 до 760 мм.

7.2. Методы изучения показателей бурения

К этой группе относятся методы изучения скорости (продолжительности) бурения, числа оборотов долота и веса инструмента (нагрузки на долото). Важнейшим среди всех является метод продолжительности бурения (механический каротаж). Он основан на изучении времени, затрачиваемого на бурение определенных интервалов глубины.

Скорость проходки зависит от технологических параметров бурения (тип долота, число его оборотов, нагрузка на долото, вязкость бурового раствора и т. п.), от дифференциального давления (разности пластового $p_{пл}$ и забойного p_z давлений) и от прочностных свойств пород – их критического напряжения $\sigma_{кр}$, называемого так-

же пределом прочности или коэффициентом крепости. Этот параметр, характеризующий сопротивляемость горных пород разрушению долотом, является сложной функцией временных сопротивлений породы на сжатие и срез и зависит от характера разрушающей нагрузки (динамическая и статическая). Определив по данным детального механического каротажа величину $\sigma_{кр}$, можно судить о типе проходимых пород.

В обломочных породах величина $\sigma_{кр}$ зависит в основном от прочности цемента и его связи с частицами породы. Для карбонатов и песчаников $\sigma_{кр}$ обратно пропорционально коэффициенту пористости. Поэтому высокопористым породам соответствует повышение скорости бурения (понижение Δt_6). Наибольшие значения $\sigma_{кр}$ (при прочих равных условиях наибольшее значение Δt_6) характерны для магматических, метаморфических и сильно сцементированных осадочных пород. Пористым песчаникам, известнякам и доломитам соответствуют средние значения Δt_6 , мелу и пескам – низкие. Значения Δt_6 для глин растут с глубиной.

7.3. Геолого-технологический контроль

Станция типа СГТК-1 осуществляет регистрацию в аналоговой форме в функции глубин или времени диаграмм следующих параметров: веса бурового инструмента, скорости бурения (текущей и средней за последний час), давления бурового раствора на стойке, температуры, значения pH, плотности, удельного электрического сопротивления и суммарного газосодержания бурового раствора на входе в выходе из скважины, параметров дифференциальной дебитометрии фильтрационного метода (уровня бурового раствора в доливочной емкости, расхода его на входе и выходе), потенциала бурового инструмента относительно контура буровой. Периодически (дискретно по глубине) проводят люминесцентно-битуминологический экспресс-анализ керна и шлама, измерения pH и Eh для тех же объектов, определение вязкости, статического и динамического напряжений сдвига бурового раствора. С помощью стрелочных или цифровых индикаторов возможно получение в любой момент текущих значений глубины скважины, положения долота над забоем, рейсовой скорости, проходки за рейс и др. Ведутся учет времени работы буровой бригады, осмотр, обмер и описание отработанных

долот. Дальнейшее совершенствование СГТК идет по линии увеличения регистрируемых параметров и совершенствования их оперативного анализа с использованием компьютерного обеспечения.

7.4. Перфорация и торпедирование скважин

Все работы в скважинах, связанные с применением взрывчатых веществ (ВВ), выполняются геофизической службой с использованием стандартного оборудования – подъемника, лебедки, кабеля.

Основное назначение прострелочно-взрывных работ – вскрытие пласта и восстановление или создание гидродинамической связи в системе скважина-пласт. Однако применение ВВ в скважинах не ограничивается решением только этих задач. С помощью взрывных работ выполняют различные операции, способствующие ликвидации аварии, ускорению ремонтных работ, повышению дебита скважин, более полной выработке месторождения.

Перфорация скважин

В процессе бурения скважины глинистые частицы бурового раствора проникают в поры и ухудшают коллекторские свойства в прискважинной части пласта (зона кольматации). После окончания бурения в скважину опускают колонну стальных труб, затрубное пространство цементируют. Для восстановления гидродинамической связи необходимо создать систему каналов, трещин, обеспечивающую поступление пластового флюида в скважину.

Создание в стальной колонне, цементном камне и горной породе каналов (отверстий) называется перфорацией. Перфорационные каналы должны иметь достаточный диаметр, обеспечивающий необходимый дебит; глубину, позволяющую вскрыть пласт за зоной кольматации. Желательно, чтобы вокруг каналов создавались трещины, способствующие повышению проницаемости. Необходимо исключить засорение каналов глинистыми частицами; перед перфорацией ствол скважины должен быть тщательно промыт и заполнен раствором, не содержащим глинистых частиц.

Перфорация должна быть также высокопроизводительной, не требовать значительных затрат времени и обеспечивать целостность

колонны и цементного камня выше и ниже интервала вскрытия пласта.

Наиболее полно этим требованиям отвечают стреляющие перфораторы, которые позволяют создать в горной породе каналы глубиной 70–200 мм, диаметром 8–25 мм при плотности перфорации 10–20 отверстий на 1 м. Размеры перфорационного канала определяются физическими свойствами горных пород, техническим состоянием скважины, пластовым давлением и типом применяемой аппаратуры.

По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые и кумулятивные (рис. 7.3).

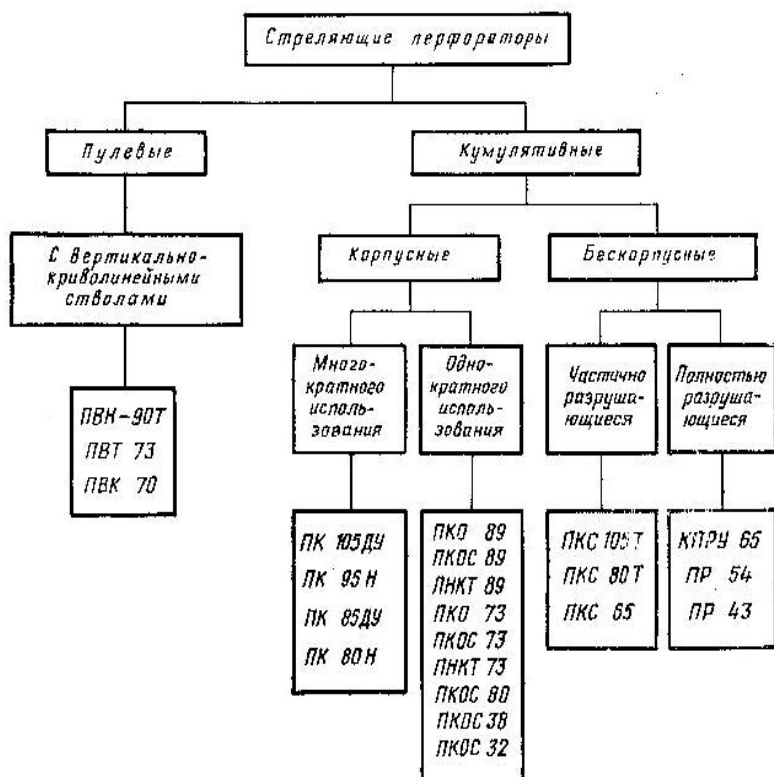


Рис. 7.3. Типы стреляющих перфораторов

Пулевые перфораторы

При пулевой перфорации вскрытие пласта производится пулями, выстреливаемыми специальными аппаратами – перфораторами. По своему устройству пулевые перфораторы могут быть с горизонтальными и вертикально-криволинейными стволами. Кроме того, перфораторы подразделяются на аппараты залпового и селективного действия. перфораторы с вертикально-криволинейными стволами только залпового действия. В аппаратах этого типа вертикальный удлиненный ствол проложен в теле перфоратора. На конце каждого ствола имеется криволинейный желоб, который изменяет движение пули и направляет ее в сторону стенки скважины (рис. 7.4). Применение крупнозернистого пороха позволяет поддерживать высокое давление пороховых газов при движении пули в стволе. В результате пуля приобретает высокую скорость (до 900 м/с), что при значительной массе (около 200 г) обеспечивает большую пробивную способность (диаметр отверстия 20–25, длина – до 365 мм в мишени: колонна обсадная $S = 10$ мм, цемент 25 мм, горная порода).

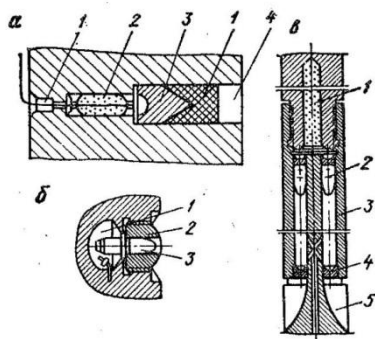


Рис. 7.4. Зарядные узлы пулевых и снарядных перфораторов: *а* – горизонтальное выстреливание: 1 – пробки; 2 – заряд и воспламенитель; 3 – пуля; 4 – ствольный канал; *б* – торпедный перфоратор: 1 – камера с пороховым зарядом и воспламенителем; 2 – ствол; 3 – снаряд с зарядом ВВ и взрывателем; *в* – вертикально-направленное выстреливание: 1 – камера с пороховым зарядом; 2 – пуля; 3 – ствол; 4 – пробка; 5 – искривленный участок, ствол до 200 мм длиной

Перфораторы успешно используются при вскрытии пластов, перекрытых двумя и даже тремя обсадными колоннами.

Кумулятивные перфораторы

При кумулятивной перфорации пласт вскрывается под действием узкой струи раскаленных газов и металла, сконцентрированной в поток большой плотности и огромной скорости. В головной части скорость струи достигает 6–8 км/с. Такой поток образуется при взрыве кумулятивного заряда.

При такой скорости кумулятивная струя оказывает на преграду давление до нескольких сотен мегапаскалей. Максимальная эффективность действия кумулятивного заряда с выемкой, облицованной металлом, достигается при расположении заряда от преграды на определенном расстоянии, которое называется фокусным. Фокусное расстояние должно быть заполнено воздушной средой. Пробивная способность по мишени в среднем длина = 170–290 мм (от 135 мм диаметр 8,0 мм у ПР 43 до 365 мм диаметр 14 мм у ПКС 105Т).

Кумулятивный заряд перфоратора (рис. 7.5) представляет собой прессованную шашку бризантного ВВ цилиндрической, конической или овальной формы – кумулятивная выемка, в которую вставлена металлическая воронка.

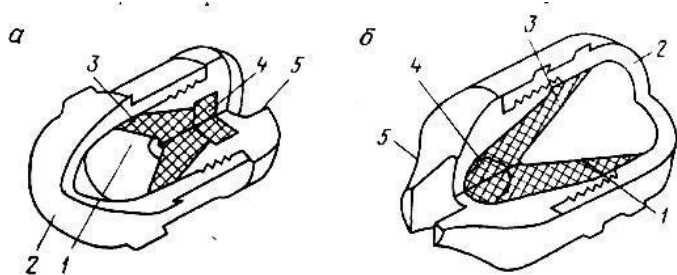


Рис. 7.5. Кумулятивные заряды: *а* – заряд ЗПРВ для перфоратора ПР; *б* – заряд ЗКПРУ для разрушающего усовершенствованного перфоратора КПРУ; 1 – кумулятивная воронка; 2 – крышка; 3 – заряд ВВ; 4 – детонатор промежуточный; 5 – корпус

В основании заряда находится детонатор. Инициирование взрыва снаряда производится от взрыва общего гибкого детонирующего шнура, который, в свою очередь, возбуждается от соответствующего взрывного устройства, чаще взрывного патрона.

По способу герметизации кумулятивных зарядов перфораторы делятся на две группы: корпусные и бескорпусные. Корпусные, в свою очередь, подразделяются на перфораторы с многократным использованием корпуса, обозначение которых ПК, и однократного использования – ПКО, ПКОС, ПНК. Бескорпусные перфораторы выпускаются частично разрушающимися – ПКС, ПКР и полностью разрушающимися – КПр, Пр.

В корпусных перфораторах заряды и средства взрывания (детонирующий шнур и взрывной патрон) изолированы от внешней среды стальным корпусом, который выдерживает высокие гидростатические давления. Стальной корпус позволяет применять перфораторы этого класса в скважинах на больших глубинах при высоких температурах и давлениях. Кроме того, корпусные перфораторы не засоряют ствол скважины после перфорации и не оказывают разрушающего влияния на обсадную колонну и цементный камень в затрубном пространстве (рис. 7.6).

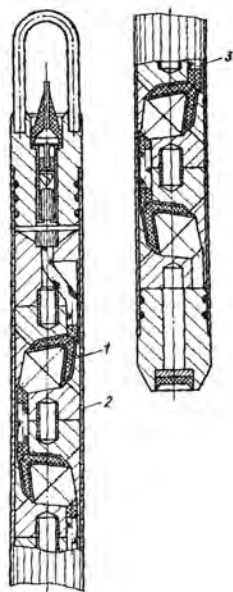


Рис. 7.6. Перфоратор ПКОС 38: 1 – заряд; 2 – корпус; 3 – цепочка из шашек ВВ

В корпусных перфораторах однократного использования (ПКО, ПКОТ) корпус изготавливается из сплошной тонкостенной трубы, простреливаемой кумулятивными струями. Для изготовления корпусов могут быть использованы насосно-компрессорные или буровые трубы. Преимущество перфораторов этого типа – возможность применения более мощных зарядов. Преимущество заключается также в том, что они позволяют спускать в скважину одновременно до 100 зарядов, а за одну операцию простреливать интервал мощностью до 10 м (рис. 7.7).

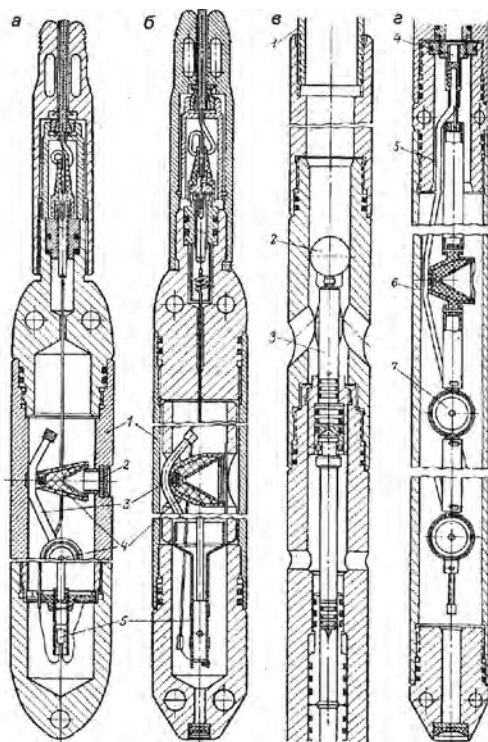


Рис. 7.7. Схемы корпусных кумулятивных перфораторов: *а* – ПК105ДУ: 1 – корпус; 2 – пробка; 3 – детонирующий шнур; 4 – заряд; 5 – инициирующий патрон (многозарядный); *б* – ПКОТ73 (одноразовый), обозначения те же; *в* – ПНК (на трубах): 1 – НКТ (насосно-компрессорные трубы); 2 – резиновый шар; 3 – ударный механизм; 4 – капсуль-детонатор; 5 – детонирующий шнур; 6 – корпус из буровых труб; 7 – заряды

Недостатки перфораторов ПКО: невозможность применения их на небольших глубинах (при гидростатических давлениях менее 10 МПа корпус разрушается); большой расход металла на одну операцию.

Все перфораторы, как правило, спускают в скважину на кабеле. Исключение составляют типа ПНК, спускаемые в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах. Отличие их от перфораторов ПК и ПКО заключено в конструкции взрывного устройства, которое размещено в головной части перфоратора и снабжено механическим приводом. Срабатывает механический привод под действием давления резинового шара. Шар проталкивается по трубам потоком промывочной жидкости, закачиваемой насосом или компрессором (см. рис. 7.7).

Перфораторы типа ПНК обладают рядом преимуществ перед аппаратами других типов. Прежде всего, они позволяют вскрывать пласт при депрессии или равенстве давлений пластового и скважинного. Заряды обладают большой мощностью. За один спуск можно вскрыть интервалы мощностью до 60 м. Перфораторы позволяют проводить перфорацию в наклонно-направленных скважинах при больших углах искривления ствола. Поскольку для спуска перфоратора ПНК в скважину не требуется кабель и геофизический подъемник, он получил распространение при испытании и освоении скважин в труднодоступных районах Крайнего Севера, Сибири.

В бескорпусных перфораторах (рис. 7.8) герметизируется индивидуальной оболочкой каждый отдельный заряд. Оболочка выдерживает гидростатическое давление, но разрушается при взрыве. Материал герметизирующих оболочек – стекло, керамика, ситалл, алюминий. Заряды собирают в длинные гирлянды. Взрывание производится детонирующим шнуром, срабатывающим от взрывного патрона.

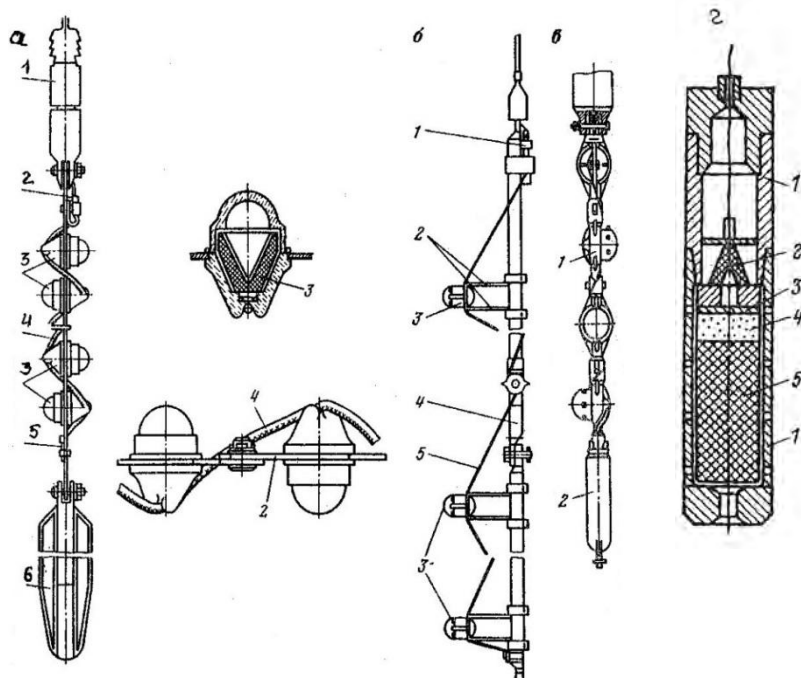


Рис. 7.7. Схема бескорпусных кумулятивных перфораторов. Число-поперечные габариты перфораторов, мм: *а* – ПКС 105Т: 1 – кабельный наконечник; 2 – стальная лента (набор лент) – каркас; 3 – кумулятивные заряды; 4 – детонирующий шнур; 5 – инициирующий патрон; *б* – груз (каркас извлекаемый); *б* – ПРВ 280 (для скважин на воду): 1 – взрыв-патрон; 2 – стойки; 3 – заряды; 4 – каркас из стальных стержней; 5 – детонирующий шнур (каркас извлекаемый); *в* – КПРУ65 (разрушающийся): 1 – заряды; 2 – наконечник со взрывным патроном; *г* – схема комбинированной мишени: 1 – корпус; 2 – заряд; 3 – металлический диск (материал обсадной трубы); 4 – цемент; 5 – керн

В зависимости от вида механической сборки бескорпусные перфораторы могут быть частично или полностью разрушающимися.

В бескорпусных частично разрушающихся перфораторах заряды монтируются в стальной ленте или в стальных проволочных каркасах. После срабатывания зарядов деформированный каркас вместе с грузом извлекается из скважины.

В бескорпусных полностью разрушающихся перфораторах заряды собираются в длинные гирлянды с помощью звеньев разнообраз-

разной конструкции, которые при взрыве разрушаются и остаются в скважине. На поверхность поднимается кабель с наконечником.

Длина перфоратора при одной ленте 2,5–2,6 и при соединенных в гирлянду лентах 16–17 м. Диаметр канала, пробиваемого в обсадной колонне, 8–14 мм, максимальная мощность пласта, вскрываемого за спуск, достигает 32 м при плотности перфорации (у ПКС 105) 6 отверстий на метр.

Бескорпусные перфораторы имеют свои недостатки. Прежде всего – это значительное воздействие взрыва зарядов на обсадную колонну и цемент в затрубном пространстве. Кроме того, в скважине после взрыва остается значительное количество осколков оболочек и звеньев конструкции гирлянды. Однако эти перфораторы имеют и важные преимущества, основные из которых – возможность проводить работы в скважинах через насосно-компрессорные трубы, опущенные с открытым концом, вскрывать значительные по мощности интервалы. Это позволяет сократить время, затрачиваемое на испытание скважины и в конечном счете на освоение месторождения.

Если пласт обладает хорошими коллекторскими свойствами, мало загрязнен при бурении и способен самоочищаться, то вскрытие пласта можно осуществлять при репрессиях, т. е. когда давление в скважине выше пластового. При этом необходимо скважину заполнять растворами, не засоряющими перфорационные каналы, растворами с добавлением поверхностно-активных веществ, нефти, растворами на нефтяной основе. Перепад давления не должен превышать 3–5 МПа. Вскрытие пласта при депрессии, т.е. когда давление в скважине ниже пластового (или при равенстве давлений), проводят при значительном снижении проницаемости в прискважинной зоне; при отсутствии притока после перфорации из интервалов, рекомендованных геофизической службой к испытанию; при аномально низких пластовых давлениях.

Перфорацию при депрессии проводят при герметизированном устье скважины. Депрессию на пласт создают путем применения облегченных растворов или снижения уровня в скважине. В этих условиях предпочтение следует отдать малогабаритным разрушающимсякумулятивным перфораторам, опускаемым на компрессорных трубах.

Выбор типа перфоратора определяется геологической характеристикой объекта испытания и техническим состоянием скважины. Следует учесть, что пулевые перфораторы позволяют получать

длинные каналы большого диаметра с сеткой трещин вокруг них. Применять их целесообразно в пластах с плохими коллекторскими свойствами при большой зоне загрязнения, образовавшейся в процессе бурения. Необходимое условие успешного применения пулевых перфораторов – горные породы малой или средней твердости ($p_{ш} \leq 4,0$ МПа). В твердых отложениях более эффективны кумулятивные перфораторы.

Торпедирование скважин при бурении

В процессе бурения скважин взрывные работы выполняют с целью его ускорения, предупреждения и ликвидации аварий. Основные виды проводимых работ приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1.

Прострелочно-взрывные работы в бурящихся скважинах

Назначение работ	Решаемые задачи	Рекомендуемый метод	Тип аппаратуры
Ускорение бурения скважин	Разрушение валунов и твердых горных пород	Взрывы кумулятивных зарядов	Заряд ПКС; торпеды ТКО
	Очистка забоя скважины от металла	Осевое торпедирование	Торпеды ТКО, ТКОТ
Предупреждение аварий	Очистка ствола скважины от металлических предметов	Фугасное торпедирование	Торпеды ТШ, ТШТ
	Исправление ствола скважины, разрушение желобов	Фугасное торпедирование торпедами в негерметичном корпусе	Торпеды ТШ, ТШТ
Ликвидация аварий	Освобождение бурового инструмента от прилипания к стенкам скважины	Встряхивание инструмента	Торпеды типа ТДШ
	Ослабление резьбовых соединений при развинчивании инструмента	Торпедирование торпедами малой мощности	Торпеды типа ТДШ

Назначение работ	Решаемые задачи	Рекомендуемый метод	Тип аппаратуры
	Обрыв бурового инструмента	Торпедирование фугасное, кумулятивное	Торпеды типа ТШ, ТШТ, ТРК
	Восстановление циркуляции	Кумулятивная перфорация	

Для разрушения металлических предметов на забое, а также при работах в глубоких скважинах применяют торпеды кумулятивные осевого действия ТКО.

При бурении глубоких и сверх глубоких скважин наиболее распространенный вид осложнений – прихваты бурового инструмента. Причины прихватов могут быть различными, и от этого зависит выбор средства их предупреждения и ликвидации.

При подъеме инструмента в местах образования желоба наблюдаются затяжки, которые могут привести к прихвату инструмента. С целью профилактики желоб может быть разрушен с помощью взрыва.

Прихват, связанный с «прилипанием» бурового инструмента, может произойти в результате интенсивной фильтрации бурового раствора; образования на стенках скважины вязкой глинистой корки; неподвижности бурового инструмента в скважине; отсутствия циркуляции промывочной жидкости.

При неподвижном инструменте и отсутствии циркуляции промывочной жидкости инструмент прижимается к стенке скважины; глинистая корка препятствует поступлению новой порции жидкости в зону контакта колонны с горной породой.

В результате под действием гидростатического давления, которое обычно выше пластового, труба прижимается к стенке скважины. Это усилие может быть настолько значительным, что буровой инструмент как бы «прилипает» к стенке скважины.

Чтобы восстановить свободное перемещение инструмента в скважине, необходимо нарушить цельность глинистой корки, дать возможность промывочной жидкости проникнуть в зону контакта породы с трубой.

Существует ряд способов ликвидации прихватов, один из которых основан на применении ВВ и называемый методов встряхивания.

При взрыве ударная волна в момент прохождения через металлическую колонну кратковременно снимает усилия, прижимающие трубу к стенке скважины. В результате буровой раствор проникает в пространство между трубой и стенкой скважины.

Для повышения эффективности проводимых работ по ликвидации прихвата одновременно со взрывом на устье скважины к буровому инструменту прилагают усилие, растягивающее или скручивающее колонну.

Взрывное устройство должно обеспечить сохранность бурильной колонны и по возможности перекрыть зарядом интервал прихвата. Этим требованиям лучше всего отвечают торпеды типа ТДШ, в которых в качестве бризантного ВВ использован детонирующий шнур. Торпеда ТДШ состоит из головки, в которой помещен взрывной патрон, груза и троса, соединяющего головку с грузом; к нему крепится основной заряд – детонирующий шнур. Заряд в зависимости от гидростатического давления и состояния бурового инструмента может состоять из нескольких отрезков детонирующего шнура.

Торпеды типа ТДШ используют также для развинчивания прихваченного инструмента в заданном месте. Резьбовое соединение разворачивается, если наносить по нему легкие удары. В скважинных условиях роль ударного инструмента выполняет взрывная волна, образующаяся при взрыве торпеды ТДШ. Величину заряда определяют в зависимости от диаметра труб и гидростатического давления в скважине.

Работы по развинчиванию прихваченного инструмента с применением торпеды ТДШ проводят после того, как буровой бригаде, несмотря на все усилия, не удалось извлечь инструмент. Технология работ следующая. Скважину шаблонируют с тем, чтобы убедиться в беспрепятственном прохождении торпеды и приборов по всему стволу проверяют готовность наземного оборудования. Уточняют место прихвата, т.е. глубину, до которой с поверхности по инструменту передаются усилия растягивающие или скручивающие. Место прихвата определяют прихватоопределителем. Выбирают глубину, на которой колонна будет развинчена.

Это место должно быть расположено выше интервала прихвата на участке скважины, имеющем номинальный диаметр. Затягивают ротором все резьбовые соединения колонны труб. Максимально

допустимое число оборотов ротора зависит от диаметра труб, глубины прихвата; его определяют по соответствующим таблицам.

Прикладывают к колонне отвинчивающий момент, величина которого должна составлять одну треть затягивающего момента. Разгружают резьбовое соединение в месте отворота от давления, создаваемого массой верхней части инструмента. Это состояние фиксируется оборудованием скважины.

В скважину спускают торпеду. Длина отрезка детонирующего шнура должна быть порядка 11 м, чтобы перекрыть хотя бы одно резьбовое соединение. Если установку торпеды контролировать по показаниям локатора муфт, то ее длина может быть сокращена до 2 м. Торпеду взрывают с помощью ротора, затем доразворачивают соединение. После этого инструмент соединяют с оставшейся в скважине колонной труб и, повторяя весь цикл работ, отворачивают по частям, оставшуюся буровую колонну. Последовательное проведение этих операций позволяет, в ряде случаев, извлечь всю буровую колонну.

Развинчивание инструмента с применением торпед ТДШ – способ более производительный, дешевый и надежный по сравнению с развинчиванием колонны с помощью бурового инструмента с левой резьбой.

Торпедирование с целью обрыва бурового инструмента выполняют при ликвидации сложных аварий, связанных с обвалом горных пород, заклиниванием долота, и которые, как правило, сопровождаются потерей циркуляции. При этом другие способы борьбы с осложнением не дают положительных результатов. Для обрыва инструмента применяют шашечные торпеды типа ТШ и кольцевые кумулятивные труборезы типа ТРК (рис. 7.9).

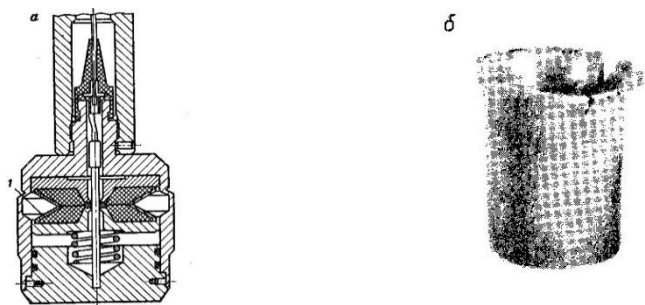


Рис. 7.9. Разрез кумулятивного трубореза (а) и перерезанная им труба (б): 1 – заряд

Поскольку кумулятивная струя имеет ограниченный радиус действия, то зазор между корпусом торпеды и трубой должен быть минимальным. По этой причине кольцевые труборезы не могут быть использованы для обрыва бурильных труб с высаженными внутрь концами. Особенность этой операции – минимальное повреждение колонны.

На рис. 7.9 изображен разрез трубореза ТРК 45, предназначенного для перерезания насосно-компрессорных труб, и труба, перерезанная его взрывом. Длина труборезов 200–250 мм, масса заряда 10–125 г.

7.5. Взрывные методы воздействия на прискважинную зону. Другие взрывные работы в скважинах

В отдельных случаях стреляющие перфораторы не обеспечивают создания надежной гидродинамической связи в системе скважина-пласт. Это может наблюдаться при вскрытии низкопористых отложений, коллекторские свойства которых контролируются системой микротрещин. Особенно часто такие ситуации возникают при вскрытии пластов, залегающих на больших глубинах, в условиях, когда бурение ведется на утяжеленных растворах.

Бурение в сложных геологических условиях с применением утяжеленных растворов приводит к значительному снижению фильтрационных свойств пласта в прискважинной зоне. Для восстановления проницаемости в призабойной зоне, что необходимо для правильной оценки продуктивности пласта и увеличения его дебита, вокруг ствола скважины следует создать систему трещин, которые выходили бы за зону с ухудшенными коллекторскими свойствами.

Создать такую систему трещин можно путем торпедирования скважин или с помощью пороховых генераторов давления.

Торпедирование скважин

Метод воздействия на призабойную зону пласта с целью расширения естественных и создания новых трещин - торпедирование пласта. Торпедирование может осуществляться относительно небольшими зарядами ВВ, большими фугасными зарядами, внутрипластовыми взрывами, ядерным взрывом.

Применение пороховых генераторов давления

Один из эффективных методов восстановления проницаемости в прискважинной зоне пласта – воздействие на нее пороховыми газами. Используемые для этой цели скважинные аппараты называются пороховыми генераторами давления (ПГД). Генераторы позволяют увеличивать производительность скважин путем разрыва пласта давлением пороховых газов и термохимической обработкой прискважинной зоны.

При нормальных условиях в процессе горения 1 кг пороха образуется 0,8–1,0 м³ газа и выделяется тепло. В аппаратах ПГД масса одновременно сжигаемого порохового заряда в зависимости от глубины скважины и решаемой задачи составляет 80–160 кг. Сгорание такой массы пороха сопровождается большим выделением газа и повышением температуры, которые оказывают на горные породы механическое, тепловое и физико-химическое воздействие (рис. 7.10).

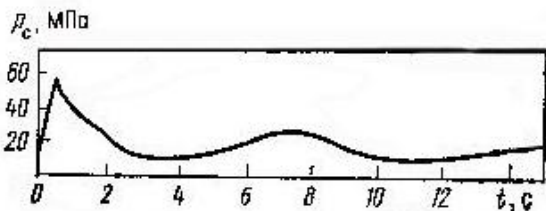


Рис. 7.10. Изменение давления p_c в скважине во времени t при горении порохового заряда генератора типа ПГДБК

Время от начала горения пороха до падения давления составляет порядка 2 с. После этого происходит затухающая пульсация и давление в течение 12–20 с восстанавливается до гидродинамического.

Продукты горения, начальная температура которых в очаге горения достигает 2500°С, проникая в пласт, способствуют расплавлению парафиновых, асфальто-смоловых и других твердых отложений, снижению вязкости нефти.

Поскольку продукты горения содержат в основном углекислый газ, азот и хлористый водород, то они оказывают физико-химическое воздействие на горную породу. В результате такого комплексного

воздействия на горную породу трещины, образовавшиеся в пласте, не смыкаются и создают условия для высокой проницаемости в прискважинной зоне.

Применяемые в настоящее время пороховые генераторы давления подразделяются на корпусные типа АСГ и бескорпусные. Бескорпусные выпускаются двух типов: герметичные – ПГДБК и негерметичные – АДС. Генераторы типа ПГДБК состоят из нескольких трубчатых пороховых зарядов, каждый из которых изолирован от жидкости, заполняющей скважину, тонкой неметаллической оболочкой (рис. 7.11).

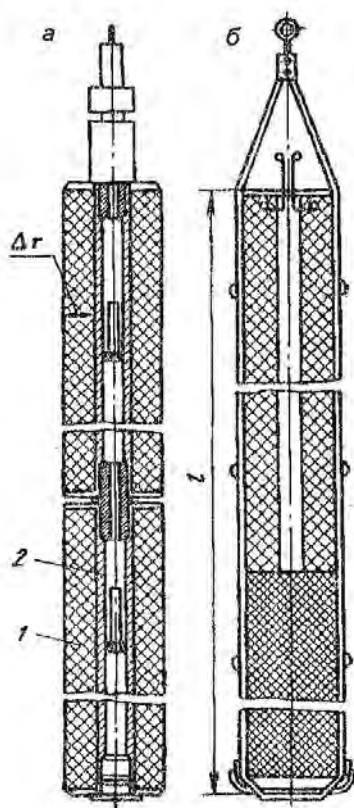


Рис. 7.11. Конструкции зарядов ПГДБК (а) и АДС (б)

В генераторах давления АДС заряды находятся в контакте с буровым раствором; они соединяются между собой с помощью стального троса и поддона. Воспламеняются заряды посредством электрической спирали накаливания, вмонтированной в верхний и нижний заряды. Продолжительность горения заряда в генераторе АДС5 составляет несколько минут. Эти генераторы применяют для очистки прискважинной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин от механических примесей и отложений парафина, смол.

Работы с пороховыми генераторами давления требуют специальной подготовки скважины. Намеченный к обработке интервал необходимо дополнительно вскрыть с помощью перфорации. После этого скважину промывают и заполняют раствором, который не засоряет образующиеся трещины: нефтью, хлористым кальцием или технической водой, обработанной поверхностно-активными веществами. Генератор устанавливают выше намеченного интервала обработки на 15–20 м.

Определить характер и место воздействия пороховых газов на пласт можно путем регистрации изменений теплового поля в скважине. Основано это на следующем. При сгорании пороха выделяемые газы имеют высокую температуру. После образования трещины промывочная жидкость и газы проникают в пласт. Место куда проникли газы, нагревается и затем прогревает раствор в скважине.

На рис. 7.11 изображены конструкции зарядов ПГДБК100 и АДС5.

ПГДБК (конструкторы Б.М. Беляев, Р.А. Слиозберг) собирается из нескольких отдельных пороховых зарядов 1 с центральными каналами. Боковая поверхность зарядов обмотана лентой, пропитанной эпоксидной смолой, а торцы защищены паронитовыми прокладками. Внутри канала находится опорная труба 2 из сплава алюминия с резьбой на концах, позволяющей с помощью штуцеров соединить заряды в гирлянду. Опорные трубы загерметизированы снизу заглушкой, а наверху – кабельной головкой. Поджигание заряда осуществляется пиропатроном и пусковыми воспламенителями из пиросоставов, размещаемыми в трубках. При срабатывании пиропатроны нагревают стенку трубы и поджигают заряд. Горение идет от центра к периферии, и время сгорания определяется, кроме свойств пороха, толщиной сжигаемого слоя (Δr) и давлением, развиваемым в зоне горения. В АДС5 заряд поджигается спиралью

накаливания, а время сгорания, как видно из рис. 7.11, в значительной мере зависит и от длины заряда l . В зависимости от величин $\Delta\gamma$ и l будут находиться и секундные газоприходы аппаратов.

Другие взрывные работы, проводимые в скважинах

Взрывные работы в скважинах проводят также с целью очистки фильтра, удаления остатков цемента со стенок скважины. При проведении этих работ должна быть сохранена целостность всей конструкции скважины. Осуществляют их, как правило, с помощью торпед типа ТДШ (рис. 7.12 и 7.13).

Очистка фильтра. В процессе освоения и эксплуатации скважин фильтр загрязняется. Это мешает нормальному перемещению флюида.

Загрязнение может произойти за счет глинистых частиц бурового раствора, которые в процессе бурения проникли в поры пласта или отложились на стенках скважины. В действующих скважинах фильтр загрязняется песчаными и глинистыми частицами, выносимыми из пласта, осадками, выпадающими из жидкости. Из воды выпадают соли Ca^{2+} , Mg^{2+} , соединения Fe^{3+} ; из нефти – парафин и другие соединения. Обычные методы очистки фильтров – интенсивное сорбирование. Промывки связаны с большими затратами времени и не всегда дают положительные результаты. Более эффективны взрывные методы.

Для очистки фильтров широко применяют торпеды из детонирующего шнура. Чтобы сохранить целостность фильтра, число ниток шнура обычно ограничивают одной. Только для очистки проволочных фильтров, которые более устойчивы к действию взрывной волны, число ниток шнура увеличивают до двух-трех. Торпеды с помощью простейших центраторов устанавливают по центру скважины. Длину торпеды выбирают такой, чтобы весь фильтр был перекрыт. Узел инициирования, масса ВВ, в котором на единицу длины больше, чем в торпедке, выносят за пределы фильтра на 0,5–1,0 м.

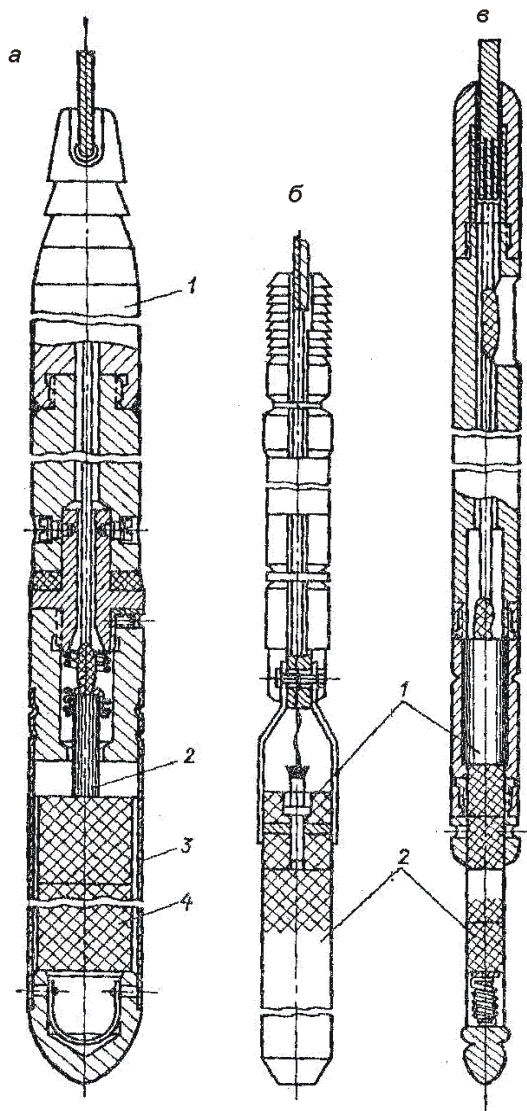


Рис. 7.12. Торпеды ТШТ: а: 1 – груз; 2 – взрывной патрон; 3 – корпус из сплава алюминия; 4 – заряд ВВ (серийная ТШТ); б – в скважинах на воду (ТШ84); 1 – взрывной патрон; 2 – шашки ВВ; в – термостойкая ТШТ (типа 9/22, 10/22, 12/22, где числитель – диаметр заряда, знаменатель – макс диаметр изделия), мм

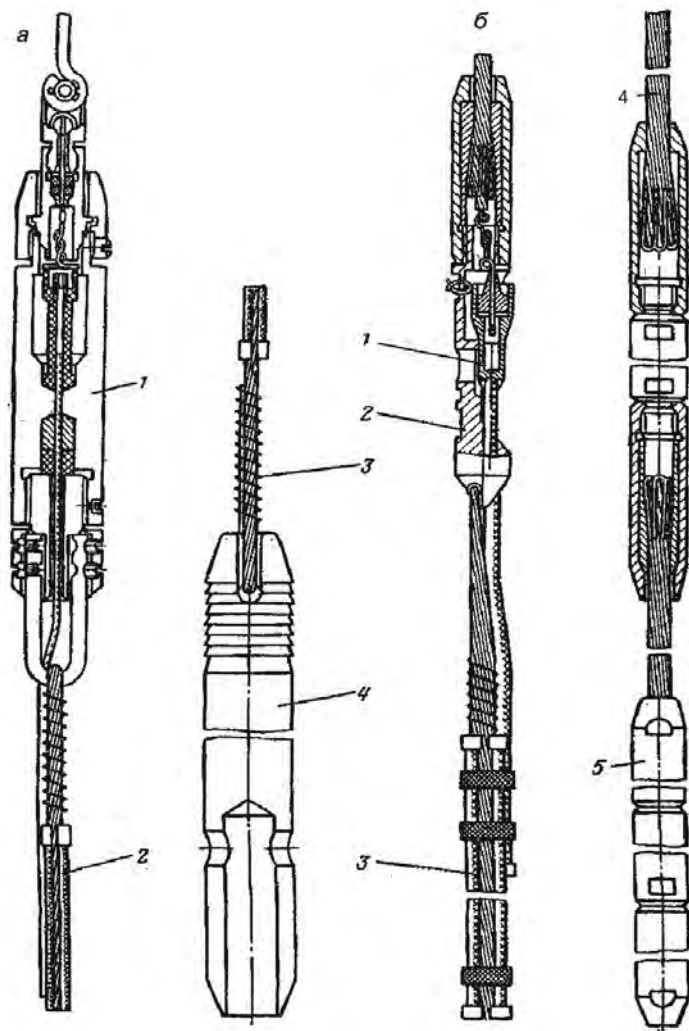


Рис. 7.13. Торпеды ТДШ: а – ТДШ-50 многократного применения: 1 – головка с узлом инициирования; 2 – основной заряд из шнура ДШВ; 3 – несущий стальной трос; 4 – груз; б – ТДШ-25: 1 – патрон (взрывной); 2 – держатель; 3 – заряд из ДШВ; 4 – трос; 5 – груз

Применение взрывных пакеров. Для разобщения отдельных интервалов в обсаженных скважинах в последние годы стали широко применяться взрывные пакеры. Используют их на различных стадиях разведки и разработки месторождений.

Взрывные пакеры позволяют создавать искусственные забои, изолировать нижние горизонты при переходе к вышезалегающим объектам при испытании пластов, разработке месторождения или закачке жидкости в нагнетательные скважины, изолировать обводненные пласты.

Применение взрывных пакеров по сравнению с установкой цементных мостов дает возможность существенно сократить время проведения работ. Кроме того, они позволяют изолировать пласты, близко расположенные друг к другу (рис. 7.14).

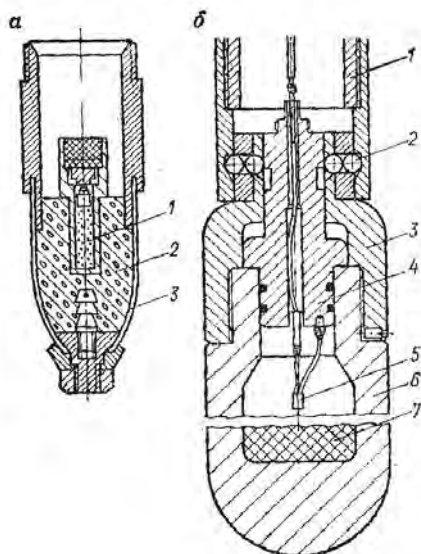


Рис. 7.14. Схемы пружинно-цементного зонта *а* и взрывного пакера ВП (5):
а: 1 – патрон; 2 – цемент; 3 – пружинный зонт (проволочный);
б: 1 – груз; 2 – стальные шарики-фиксаторы; 3 – гайка; 4 – пробка; 5 – электровоспламенитель;
 6 – корпус из сплава алюминия; 7 – заряд пороха

Взрывные пакеры представляют собой цилиндрическое полое устройство из сплава алюминия, несущее заряд пороха. После установки пакера в заданном интервале пороховой заряд поджигается. Образующиеся газы необратимо деформируют корпус, впрессовывая его в обсадную колонну.

Для отбора проб из стенок скважины в настоящее время широко применяется стреляющий грунтонос изображенный на рис. 7.15.

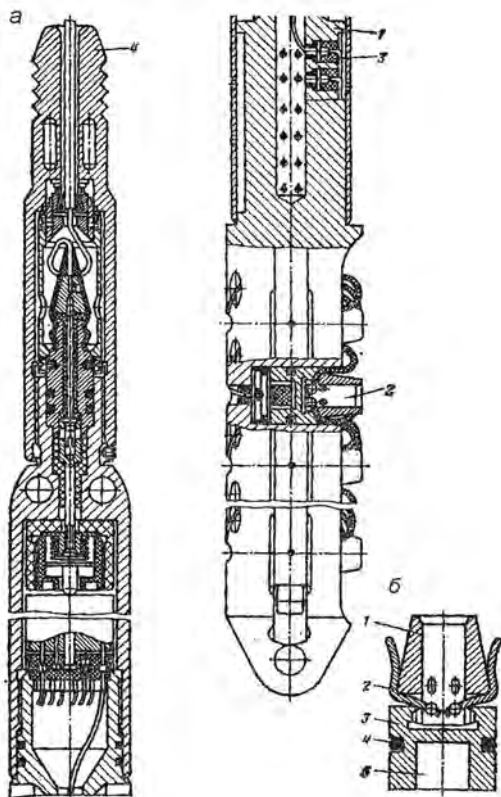


Рис. 7.15. Грунтонос МСГ90М *а*: 1 – корпус (массивный стальной); 2 – боек для отбора проб; 3 – переключатель системы управления выстрелами; 4 – кабельный наконечник; *б* – боек для отбора прочных пород; 1 – наконечник; 2 – тросик с шариком; 3 – пятка бойка; 4 – уплотнительное кольцо; 5 – полость для порохового заряда с воспламенителем. Образцы – Н = 40 мм, диаметр 14 мм

7.6. Технологические замеры в скважинах

При контроле разработки нефтегазовых месторождений решают задачи:

1. Изучения режимов работы эксплуатационных скважин путем замеров, во времени, в стволе скважин положения границы «нефть-вода», «газ-вода», давлений и температуры на разной глубине.

2. Изучения изменения состава и плотности жидкости по стволу скважин для выделения интервалов поступления в скважину пластовых флюидов либо интервалов приемистости в нагнетательных скважинах.

3. Определения положения водонефтяного контакта (ВНК) и газожидкостного контакта в нефтегазоносных коллекторах и динамики обводнения коллекторов по мере отработки залежи.

4. Точное определение работающих интервалов (притока и приемистости) в перфорированной, фильтровой или необсаженной части ствола скважин с оценкой дебитов и состава флюидов.

5. Контроля технологических мероприятий по интенсификации работы скважин и повышения степени извлечения нефти из залежи с оценкой их эффективности для дальнейшего применения наиболее результативных.

6. Диагностики технического состояния скважин и внутрискважинного оборудования для планирования текущих и капитальных подземных ремонтов и обеспечения, тем самым, проектных показателей отработки залежей.

Часть перечисленных работ (по п. 1 и п. 2) осуществляют инженерно-технические службы нефтепромыслов силами операторов по исследованию скважин и комплекса автономных глубинных приборов, спускаемых в скважину на металлической проволоке с облегченных (операторских) лебедок. Главным образом это погружные манометры, термометры и жидкостные пробоотборники. Наиболее простым и распространенным измерительным устройством является уровнемер типа «хлопушка»; при глубинах скважин и положения уровня жидкости в них более сотен метров используют электроуровнемеры, эхолотаторы и другие приборы. Для работ по п. 3–6 необходимо уже привлечение каротажного геофизического оборудования и аппаратуры. Похожие задачи решаются при контроле за эксплуатацией подземных нефте- и газохранилищ, при эксплуа-

тации групповых скважинных водозаборов обеспечивающих водоснабжение крупных населенных пунктов и городов. Хотя, в случае водозаборов, степень ответственности по решению этих задач смещается в направлении обеспечения санитарно – технических норм водообеспечения населения, в том числе и по показателю предельно допустимых концентраций техногенных веществ в воде, поступающей к потребителю.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Усвоение и закрепление изложенного в настоящем учебно-методическом пособии лекционного курса, так же как и при изучении разделов пособия по полевой геофизике требует обязательного ознакомления на практических занятиях с каротажными материалами и комплексами ГИС выполняемыми в скважинах разного целевого назначения. Ознакомление с лабораторным курсом «Петрофизика» позволит более четко понять физический смысл и конечную задачу каждого из методов каротажных видов исследований. Будущему горному инженеру важно правильно выбрать и усвоить необходимый и достаточный объем оперативной информации для умения работать с теми полевыми площадными и каротажными материалами, с которыми он будет иметь дело после университета, а также, по прохождению данного курса, получить необходимый кругозор для пополнения своих знаний в той области геофизических методов исследований, с которой он столкнется в своей профессиональной деятельности.

ЛИТЕРАТУРА

Основная

Ильина, Г.Ф. Промысловая геофизика: учебное пособие / Г. Ф. Ильина. – Томск: Томский политехнический университет, 2011. – 148 с.

Итенберг, С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учебное пособие / С. С. Итенберг. – М.: Недра, 1987. – 375 с.

Косков, В.Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учебное пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Пермский государственный технический университет, 2007. – 317 с.

Мейер, В.А. Геофизические исследования скважин / В. А. Мейер. – Л.: изд-во ЛГУ, 1985. – 250 с.

Хмелевской, В.К. Геофизические методы исследований: Учебное пособие для геологических специальностей вузов / В. К. Хмелевской, Ю. И. Горбачев, А. В. Калинин, М. Г. Попов, Н. И. Селиверстов, В. А. Шевнин. – Петропавловск-Камчатский: изд-во КГПУ, 2004. – 232 с.

Шакиров, А.Ф. Каротаж, испытание, перфорация и торпедирование скважин: Учебник для профтехобразования / А.Ф. Шакиров. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 300 с.

Дополнительная

Добрынин, В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / В. М. Добрынин. – М.: Недра, 1988. – 461 с.

Зинченко, В.С. Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных / В. С. Зинченко. – М.: АИС, 2005. – 392 с.

Ипатов, А.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кремнецкий. – М.: Институт компьютерных исследований, 2005. – 780 с.

Коноплев, Ю.В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений / Ю. В. Коноплев, Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев. – М.: Недра, 1986. – 217 с.

Учебное издание

ПЛАКС Дмитрий Петрович
БАБЕЦ Михаил Анатольевич

ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

Учебно-методическое пособие
для студентов специальности 1-51 02 01
«Разработка месторождений полезных ископаемых»
направления 1-51 02 01 04 «Буровые работы»

Редактор *О.В. Ткачук*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой, А. Е. Дарвина*

Подписано в печать 20.04.2016. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.

Усл. печ. л. 8,37. Уч.-изд. л. 6,54. Тираж 100. Заказ 137.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.

Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.