

УДК 550.83

Сковородников И.Г.

Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003. - 294 с.

Настоящее издание представляет собой конспект лекций по общему курсу "Геофизические исследования скважин", который читается автором на геофизическом факультете УТТГА, начиная с 1979 г.

Курс разбит на 25 лекций, имеющих примерно равный объем и занимающих примерно одинаковое время при изложении. В конце каждой лекции приведены контрольные вопросы для самопроверки. Рисунки в конспекте даются в таком виде, в каком они изображаются во время лекции на доске. Исключения составляют только рисунки к лекции 25, на которых приведены примеры комплексного применения методов ГИС на конкретных месторождениях различных рудных полезных ископаемых по материалам, опубликованным в специальной литературе или полученным автором.

В содержании курса подчеркивается вклад, внесенный в развитие методов ГИС уральскими геофизиками и, особенно, сотрудниками геофизического факультета УТТГА.

Рис. 198, табл. 6, библиограф. - 34 наименования.

Рецензенты:

профессор, доктор геол.-мин. наук **Б.П. Рыжий** (Институт геофизики УрО РАН);

Западно-Сибирская Корпорация "Тюменьпромгеофизика"

Печатается по решению редакционно-издательского совета Уральской государственной горно-геологической академии

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

Роль и значение ГИС с течением времени постоянно возрастает, т.к. в перспективе ГИС открывают путь к бескьерновому познанию скважин. В настоящее время в скважинах регистрируется свыше 35 различных параметров: разнообразные физические свойства горных пород, напряженность многообразных физических полей, технические характеристики состояния самой буровой скважины. При этом стоимость ГИС составляет лишь незначительную часть от стоимости сооружения и оборудования скважины. Так, например, на нефтяных скважинах, где применяется весьма обширный комплекс ГИС, его стоимость не превышает 4% от стоимости буровых работ, обеспечивая при этом экономию до 20% средств, необходимых для оборудования скважины.

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

Анализ распределения средств на выполнение геофизических работ показывает, что ГИС (свыше 20% средств) уступает в этом отношении только сейсморазведке (около 50% средств) и значительно превосходит все остальные отрасли разведочной геофизики.

Классификация методов ГИС

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

Каротаж. Каротаж - это геофизические методы изучения геологического строения разрезов скважин. Это означает, что в каротаже исследуются очень небольшие объемы горных пород, прилегающие к стенкам самой скважины. Отличительная особенность каротажа - исключительно высокая детальность и точность исследований. Эта особенность связана с тем, что результаты каротажа фиксируются в виде непрерывных диаграмм при движении датчиков по стволу скважины, либо в виде числовых значений с очень небольшим шагом дискретизации, порядка 10-20 см.

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

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

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

Методы электрического каротажа:

- метод КС (кажущихся сопротивлений) — наиболее распространенный из методов электрического каротажа, аналогичный электропрофилированию в полевой геофизике;

- метод БКЗ (боковых каротажных зондирований) - скважинный аналог метода ВЭЗ (вертикальных электрических зондирований в электроразведке);

- микрокаротаж - вариант метода КС с зондовыми установками очень малого размера, прижимаемыми к стенке скважины; очень эффективный метод выделения коллекторов в разрезе скважины;

- резистивиметрия - метод определения удельного сопротивления бурового раствора в скважине;

- токовый каротаж - наиболее простой из электрических методов с искусственным возбуждением поля; имеет две распространенные разновидности: ВТК (боковой токовый каротаж) и МСК (метод скользящих контактов);

- БК - боковой каротаж, использующий, в отличие от метода КС, зондовые установки с фокусировкой тока;
- ИК - индукционный каротаж, позволяющий охватить электрическими исследованиями сухие скважины и скважины, заполненные раствором на нефтяной основе, в которых невозможен электрический каротаж с гальваническим возбуждением поля (КС и БК);
- метод ПС - скважинный вариант метода естественного поля в электроразведке;
- метод МЭП (электродных потенциалов), не имеющий аналогов среди полевых методов;
- ЭК (электролитический каротаж) - аналог метода вызванной поляризации (каротаж ВП).

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

- ПС - гамма-каротаж, самый простой из методов РК, заключающийся в регистрации естественного гамма-излучения горных пород;
- ГТК - гамма-гамма-каротаж, имеющий две разновидности, выделяющиеся по решаемым задачам: плотностной (ПГТК) и селективный (СГТК или Z1TK);
- РРК - рентген-радиометрический каротаж, который в соответствии с принятой системой обозначений правильнее было бы назвать ГРК - гамма-рентгеновский каротаж;
- НТК - нейтронный гамма-каротаж со стационарным источником нейтронов - один из основных методов исследования нефтяных скважин;
- ННК - нейтрон-нейтронный каротаж с разновидностями: ННК-Т (по тепловым нейтронам), ННК-НТ (по надтепловым нейтронам), МНК -многозондовый нейтронный каротаж;
- ИННК - импульсный нейтронный каротаж, использующий импульсный генератор нейтронов с измерением различных продуктов взаимодействия нейтронов источника со средой: ИННК-Т, ИННК-НТ, ИНГК, ИНГК-С (спектрометрический);
- ГНК - гамма-нейтронный каротаж, основанный на явлении ядерного фотопоглощения гамма-квантов с испусканием нейтронов; этот эффект при относительно невысокой энергии гамма-квантов (1,67 МэВ) наблюдается только на ядрах атомов бериллия, благодаря чему метод обеспечивает точность определения содержания бериллия в рудах до 0,001%;
- НАК - нейтронно-активационный каротаж, заключающийся в измерении гамма-активности искусственных радионуклидов, образовавшихся в составе вещества горных пород под действием нейтронного облучения.

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

- АК - акустический каротаж - измерение скорости распространения и затухания упругих волн в стенках скважины;
- * КМВ - каротаж магнитной восприимчивости;
- термокаротаж — измерение тепловых свойств стенок скважины (температуры или тепловых сопротивлений);
- механический каротаж (или каротаж по продолжительности проходки) - измерение продолжительности проходки каждого погонного метра ствола скважины непосредственно в процессе бурения;
- газовый каротаж - измерение содержания углеводородных газов в буровом растворе, выходящем из скважины на поверхность в процессе бурения скважины.

Коротко об этимологии (происхождении) термина "каротаж". Он происходит от французского *la carotte* - морковка. Именно так французские буровики называли столбик

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

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

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

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

- кавернометрия - измерение среднего диаметра буровой скважины;
- профилеметрия - измерение нескольких диаметров в одном поперечном сечении скважины;
- инклинометрия - измерение углов искривления скважины; пластовая наклонометрия - определение элементов залегания пластов, пересеченных скважиной;
- потокометрия - измерение скорости движения флюида по стволу скважины;
- отбор проб пластовых флюидов;
- цементометрия - изучение качества цементации скважины; дефектометрия - изучение состояния стальных обсадных колонн (ОК) в скважинах; * прострелочные (или взрывные) работы:
 - отбор "грунтов", т.е. проб грунта из стенок скважин;
 - перфорация ОК;
 - торпедирование скважин.

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

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

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

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

Скважинная электроразведка.

На постоянном токе:

- метод ЕП-С (естественного поля, скважинный вариант),
- МЗТ - метод заряженного тела,

- МЭК - метод электрической корреляции разрезов скважин.

На переменном токе:

- метод РВП - радиоволнового просвечивания,
- ДЭМПС — дипольного электромагнитного профилирования скважин,
- метод ННП-С - наземной незаземленной петли, скважинный вариант.

На импульсном токе:

- метод ВП-С - вызванной поляризации, скважинный вариант,
- МПП-С - переходных процессов, скважинный вариант,
- КСПК - контактный способ поляризационных кривых, реализующий

метод полярографического анализа в скважинном варианте.

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

Скважинная гравиразведка - измерения силы тяжести в скважинах.

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

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

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

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

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

Контрольные вопросы

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

Лекция 2

РАЗДЕЛ I

АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ГИС

Подробно аппаратура и оборудование ГИС рассматриваются в одноименном спецкурсе, читаемом студентам-геофизикам специализации ГИС. В данном разделе общего курса ГИС будут изложены лишь основные принципы построения этой аппаратуры.

Способы измерения в ГИС

При геофизических измерениях в скважинах наблюдатель получает информацию об изучаемом объекте, находящемся от него на расстоянии сотен и тысяч метров. Наблюдатель находится на поверхности земли, объект - внутри скважины, он недоступен для непосредственного исследования. По этой причине в основу аппаратуры ГИС положены принципы *телеметрии*, т.е. дистанционного производства измерений.

Обобщенная структурная схема одноканальной телеметрической системы (ТС) приведена на рис. 2.1.

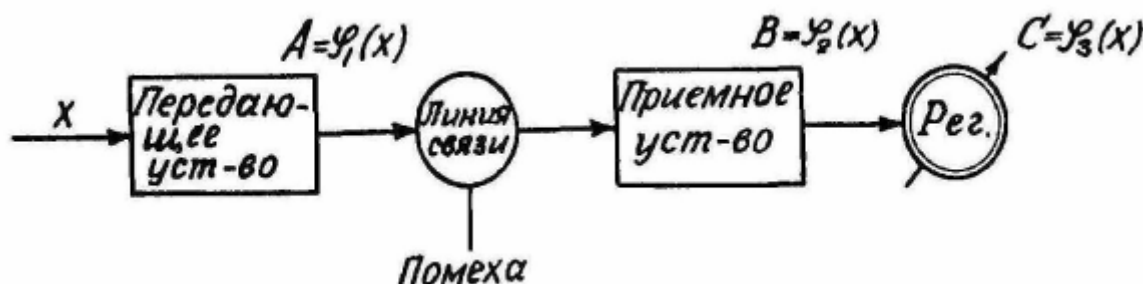


Рис. 2.1. Функциональная схема телеметрического канала

Передающее устройство преобразует измеряемую величину X в сигнал $A = \varphi_1(X)$, удобный для передачи на расстояние и дальнейшего преобразования. Главную часть передающего устройства составляет *первичный преобразователь* или *датчик* измеряемой величины. Кроме датчика, оно может содержать дополнительные узлы, такие как источник питания датчика, вторичные преобразователи, элементы системы телесигнализации и телеуправления.

По линии связи сигнал поступает на поверхность для последующего преобразования и регистрации. Здесь к полезному сигналу может примешиваться сигнал-помеха.

Приемное устройство, находящееся уже на поверхности, отделяет полезный сигнал от помехи, усиливает его (или ослабляет, если это необходимо), выпрямляет (или преобразует в цифровой код) и выдает на регистрирующий или показывающий прибор в виде величины $B = \varphi_2(X)$.

Регистрирующий прибор фиксирует новую величину $C = \varphi_3(X)$. Зависимость $C = \varphi_3(X)$ называется *передаточной характеристикой* телеметрического канала (системы).

Определяющим элементом телеметрической системы является линия связи, поскольку от нее зависит выбор первичных преобразователей и конструкция приемных устройств. Выбор линии связи определяется такими факторами, как дальность передачи информации, помехоустойчивость и допустимая степень ослабления сигнала.

По виду линии связи все ТС делятся на электрические и неэлектрические. В свою очередь, электрические подразделяются на проводные и беспроводные, а неэлектрические - на световые, звуковые, гидравлические, пневматические и механические (рис. 2.2).

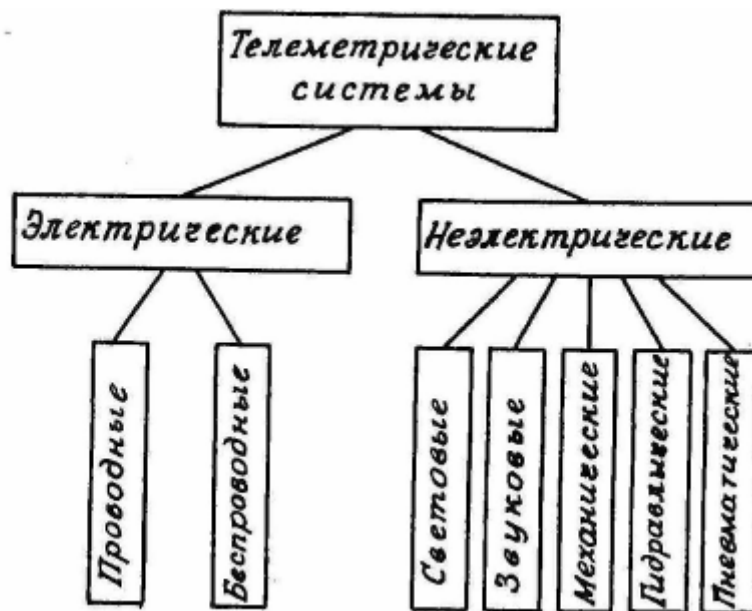


Рис. 2.2. Классификация телеметрических систем по виду линии связи

Каждой из разновидностей ТС присущи свои достоинства, и многие из них находят применение в тех или иных методах ГИС, но основным видом ТС в ГИС являются электрические проводные системы. Это обусловлено спецификой измерений в скважинах - ведь передающие устройства (датчики) нужно на чем-то опускать в скважины и извлекать из них, поэтому резонно использовать это "что-то" и для передачи информации из скважины на поверхность.

Но поскольку для скважинных ТС избран электрический вид связи, то и датчики передающих устройств должны преобразовывать измеряемый параметр в какую-либо электрическую величину: ЭДС, силу тока, емкость, индуктивность или активное сопротивление электрической цепи. В зависимости от того, в какую именно величину преобразуется измеряемый параметр, электрические датчики делятся на параметрические (резистивные, емкостные, индуктивные) и генераторные. Последние, в свою очередь, подразделяются по природе вырабатываемой ими ЭДС (рис. 2.3).



Рис. 2.3. Классификация первичных электрических преобразователей

Буквально все разновидности электрических датчиков находят свое применение в той или иной аппаратуре для ГИС. Общими достоинствами всех электрических датчиков являются: простота измерения сигнала, широкий динамический диапазон, универсальность (т.е. возможность работы на разных частотах электрического тока, при разных температурах и т.п.).

Выходными сигналами электрических датчиков являются: разность потенциалов (ЭДС), сила тока, частота переменного тока, длительность или комбинации импульсов

тока и напряжения. Соответственно, и при работе с электрическими датчиками нужно уметь измерять эти параметры.

Способы измерения разности потенциалов и силы тока

В аппаратуре для ГИС используются только два способа измерения разности потенциалов ΔU и силы тока/ - это способ *непосредственного отсчета* (или гальванометрический) и *компенсационный* (или потенциометрический). Схемы обоих способов представлены на рис. 2.4 и 2.5.

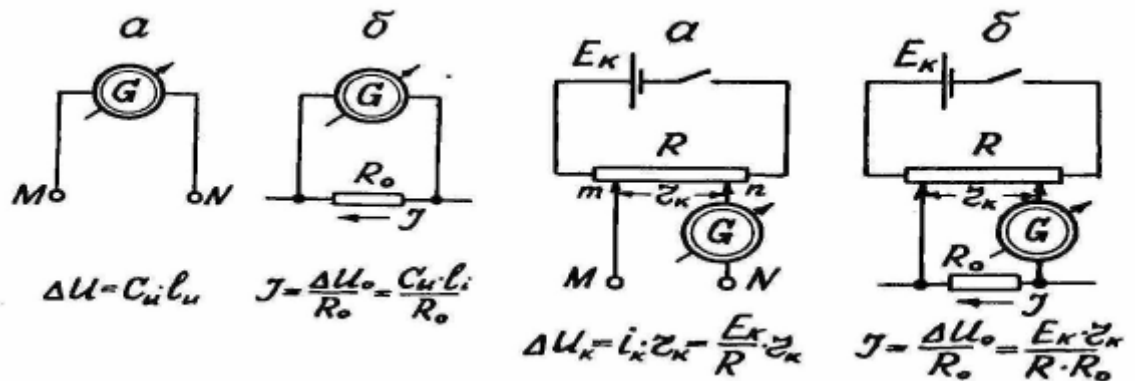


Рис. 2.4. Измерение разности потенциалов (а) и силы тока (б) способом непосредственного

Рис. 2.5. Измерение разности потенциалов (а) и силы тока (б) компенсационным способом отсчета

Измерение силы тока I обоими способами сводится к измерению падения напряжения ΔU_0 на известном сопротивлении R_0 и последующем вычислении силы тока по формуле закона Ома (см. рис.).

Как известно, большей точностью отличается компенсационный способ, т.к. при его применении, во-первых, отсутствуют потери напряжения в подводящих проводах, поскольку ток в них в момент измерения равен 0; во-вторых, исключаются погрешности, связанные с изменением чувствительности измерительного прибора; в-третьих, уменьшаются индуктивные помехи и искажения поля, связанные с ответвлением тока в измерительную цепь.

Тем не менее, на сегодняшний день в аппаратуре ГИС большим распространением пользуется способ непосредственного отсчета, т.к. в виду его простоты он стал применяться раньше, и аппаратура, реализующая его, достигла большего совершенства.

Способы измерения частоты тока

Основной метод измерения частоты в каротажной аппаратуре носит название **метода заряда и разряда конденсатора**. Сущность метода (рис. 2.6) заключается в измерении тока разряда конденсатора, попеременно переключаемого с заряда на разряд с частотой, равной измеряемой f . Если положить, что конденсатор C заряжается до напряжения U_1 и разряжается до U_2 , то за один цикл переключения с заряда на разряд количество электричества, отданное конденсатором через микроамперметр мкА, составит: $q = C \cdot \Delta U$, где $\Delta U = U_1 - U_2$. При количестве переключений f раз за секунду количество электричества, протекающего через мкА, т.е. ток, составит $I = q \cdot f = C \cdot \Delta U \cdot f$. Следовательно, ток через микроамперметр пропорционален измеряемой частоте f .

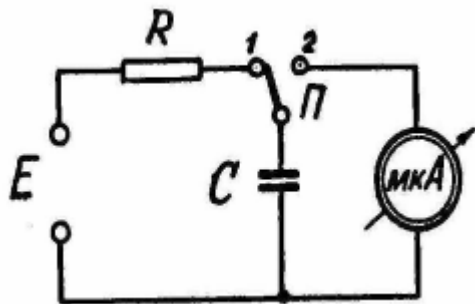


Рис. 2.6. Измерения частоты электрического сигнала способом заряда-разряда конденсаторов

Для обеспечения линейной зависимости тока от частоты в приборах предусматривают ограничители, поддерживающие постоянные значения напряжений U_1 и U_2 во всем рабочем диапазоне частот, а в качестве переключателя П применяют электронные коммутаторы, осуществляющие переключение при подаче на вход напряжения измеряемой частоты.

Пределы измерения меняют посредством изменения емкости конденсатора C или шунтирования микроамперметра резистором.

Приборы, реализующие описанный метод измерения, называются **конденсаторными частотомерами**.

Значительно реже в аппаратуре ГИС применяют еще один метод измерения частоты, называемый **методом дискретного счета**. Этот метод заключается в преобразовании непрерывных величин в дискретные, а именно, колебаний - в число импульсов n , подсчитываемых электронным счетчиком за строго определенный отрезок времени Δt_K :

$$f = \frac{n}{\Delta t_K}.$$

Блок-схема такого частотомера (рис. 2.7) включает в себя входное

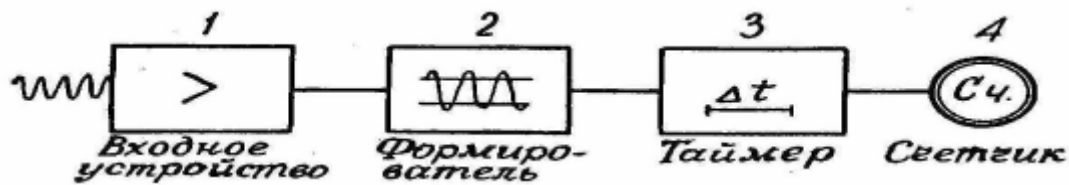


Рис. 2.7. Измерение частоты способом непосредственного счета устройством, формирующее устройство (обычно усилитель-ограничитель), таймер и счетчик импульсов.

Способ измерения временных интервалов

В аппаратуре ГИС используется метод измерения временных интервалов, называемый **методом заряда конденсатора**, который состоит в преобразовании интервала времени в пропорциональную ему величину напряжения, до которого за это время заряжается конденсатор от стабилизированного источника тока (рис. 2.8).

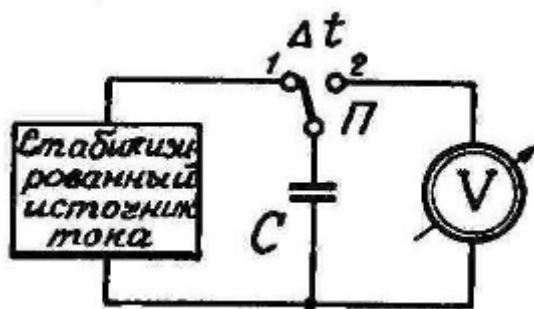
Как известно, напряжение на конденсаторе

$$U_C = \frac{1}{C} \int_0^{\Delta t} I \cdot dt,$$

если $I = const$, $U_C = (1/C) \cdot \Delta t$, т.е.

показания измерительного прибора пропорциональны интервалу времени Δt .

Всю аппаратуру для ГИС можно подразделить на основную, применяемую для выполнения многих методов исследования, - это так называемые **каротажные станции** и специальную, применяемую для отдельных методов - это **скважинные приборы**.



Контрольные вопросы

1. Назовите основные узлы скважинной телеметрической системы.
2. Какой из узлов ТС играет определяющую роль?
3. Как классифицируются электрические преобразователи (датчики)?
4. Приведите примеры применения различных видов электрических первичных преобразователей в аппаратуре ГИС.
5. Какие выходные параметры вырабатывают электрические датчики?
6. Какие методы измерения разности потенциалов и силы тока применяются в аппаратуре для ГИС? Какие методы известны Вам кроме этих?
7. В чем суть конденсаторного способа измерения частоты? Какие еще способы измерения частоты электрического сигнала Вам известны?
8. В чем суть способа измерения временных интервалов, называемого способом заряда конденсатора?

Лекция 3

Каротажные станции

Каротажные станции монтируются, как правило, на автомашинах повышенной проходимости и содержат измерительную аппаратуру и спуско-подъемное оборудование.

Аппаратура каротажных станций, как показано на рис. 3.1, включает в себя скважинный прибор 1, каротажный кабель 2, измерительную панель 3, регистратор 4, блок питания скважинного прибора 5, панель контроля каротажа 6 и силовой блок 7.

Скважинный прибор (СП) включает в себя первичный преобразователь и некоторые вспомогательные устройства: источники питания этих преобразователей, вторичные преобразователи, элементы схем телеконтроля и телеуправления и прочее. Конструкции СП будут подробнее рассмотрены нами далее.

Каротажный кабель представляет собой линию связи между СП и наземной частью измерительной аппаратуры.

Измерительная панель содержит фильтры, отделяющие полезный сигнал от помех, усилители (или аттенюаторы) сигнала, выпрямитель. Измерительные панели могут быть сменными, для каждого СП - своя.

Регистратор — это основной и наиболее сложный блок каротажной станции. Он обеспечивает запись измеряемых параметров в функции глубины скважины в аналоговой или цифровой форме. Как правило, регистратор имеет несколько (от 2 до 16) измерительных каналов и включает в себя различные вспомогательные устройства, служащие для повышения точности измерений: переключатели пределов измерения и масштабов глубин, отметчики марок времени и меток глубин, компенсаторы поляризации и др.

Конструкции регистраторов обычно унифицированы.

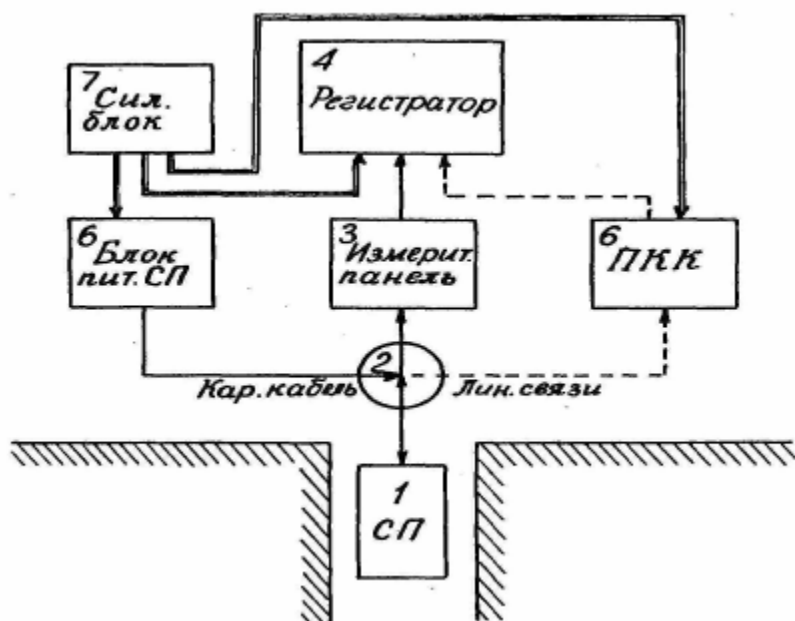


Рис. 3.1. Функциональная схема измерительной аппаратуры каротажной станции

Вся линия блоков станции от СП до регистратора как раз и представляет собой ту телеметрическую систему, которая была рассмотрена нами ранее (см. рис. 2.1).

Блок питания скважинного прибора содержит устройства для регулировки, контроля и стабилизации питания скважинных приборов. Эти блоки бывают сменными, т.к. одни СП питаются переменным током промышленной частоты (например, приборы радиоактивного каротажа), другие - переменным током пониженной частоты от 5 до 25 Гц (зонды КС), третьи - постоянным (каверномеры, термометры, инклинометры).

Панель контроля каротажа содержит приборы для контроля за самим процессом каротажа: счетчик глубин, измеритель скорости подъема и силы натяжения кабеля, усилитель магнитного меткоуловителя и др. Эти панели обычно унифицированы и без изменений входят в состав различных

каротажных станций.

Силовой блок содержит устройства регулировки, контроля и стабилизации напряжения и силы тока, необходимые для питания всех остальных блоков станции. Силовой блок подключается к внешнему источнику напряжения промышленной частоты или к собственному бензоэлектрическому генератору каротажной станции.

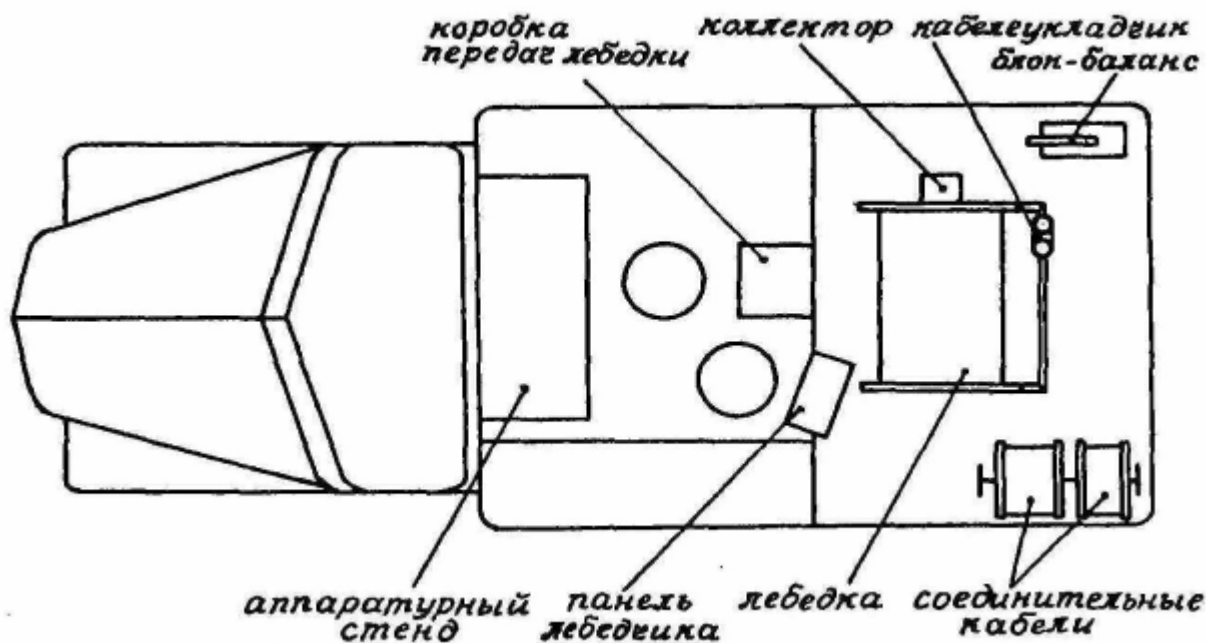
Спуско-подъемное и вспомогательное оборудование включают в себя следующие устройства:

- **лебедку** с каротажным кабелем. Лебедка приводится во вращение от мотора автомашины. Скорость подъема можно менять в пределах от нескольких десятков до нескольких тысяч м/час. Лебедка имеет коллектор и автоматический кабелеукладчик. Емкость лебедок каротажных станций - до 2000 м кабеля. Лебедки большей емкости устанавливаются на так называемых *каротажных подъемниках*, которые эксплуатируются в комплекте с каротажными лабораториями, содержащими только измерительную аппаратуру;

- **бензоэлектрический агрегат** - автономный генератор переменного тока с бензиновым двигателем;

- **комплект соединительных проводов** для подключения станции к внешней сети, для соединения станции с выносным оборудованием на устье скважины, для поверхностных электродов.

Размещение измерительной аппаратуры и спуско-подъемного оборудования в кузове каротажной станции показано на рис.



3.2

Рис. 3.2. Размещение измерительной аппаратуры и спуско-подъемного оборудования в кузове каротажной станции на примере СК-1-74

Регистрирующие приборы каротажных станций

В аппаратуре ГИС используются аналоговые и цифровые регистраторы. Аналоговые регистраторы бывают двух видов: каротажные осциллографы и автоматические каротажные потенциометры.

Каротажные осциллографы (фоторегистраторы).

Фоторегистраторы (ФР) оснащены зеркальными гальванометрами, имеющими традиционное устройство. Они включают в себя магнитную систему, между полюсами которой располагается тонкая проволоочная рамка на упругих растяжках, над рамкой на верхней растяжке наклеено миниатюрное металлическое зеркальце (рис. 3.3). Когда через рамку пропускают измеряемый ток, его магнитное поле взаимодействует с магнитным полем системы, поворачивая рамку на определенный угол, а луч света от лампочки, отраженный зеркальцем, перемещается по диаграммной ленте (фотобумаге). Для повышения тряскоустойчивости рамку помещают в жидкость повышенной плотности.

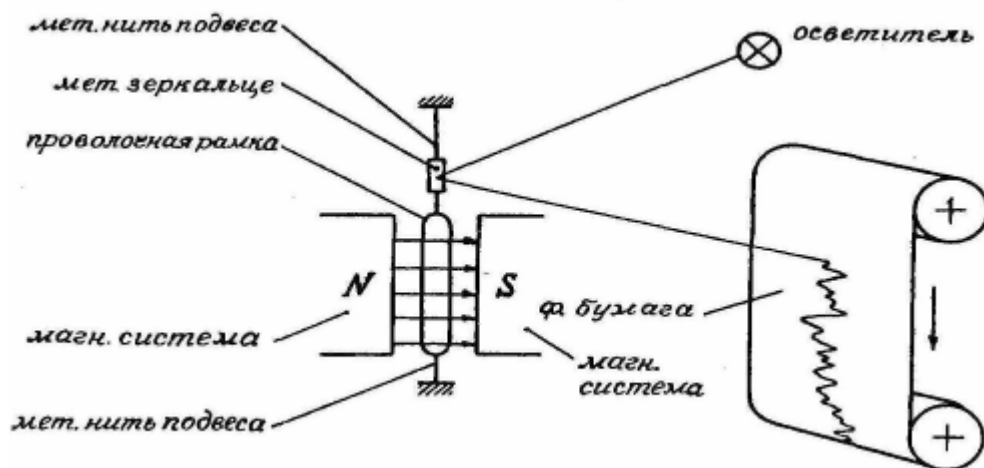


Рис. 3.3. Принцип действия зеркального гальванометра

Зеркальные гальванометры имеют очень высокую чувствительность и характеризуются постоянными по току порядка $K_i = 0,5 - 0,75$ мкА/см. Отличительной особенностью гальванометров каротажных фоторегистраторов является низкая собственная частота $f_0 = 1-2$ Гц и степень успокоения $\beta = 0,6-0,8$.

Марки современных каротажных гальванометров: М007, МО 12, МО33. Все они имеют одинаковую конструкцию и отличаются только величиной постоянной по току и собственной частотой.

В составе ФР находится не один, а ряд (от 6 до 20) гальванометров, которые группируются в несколько измерительных каналов, содержащих от 1 до 3 гальванометров и набор элементов, служащих для регулировки электрической цепи измерительного канала.

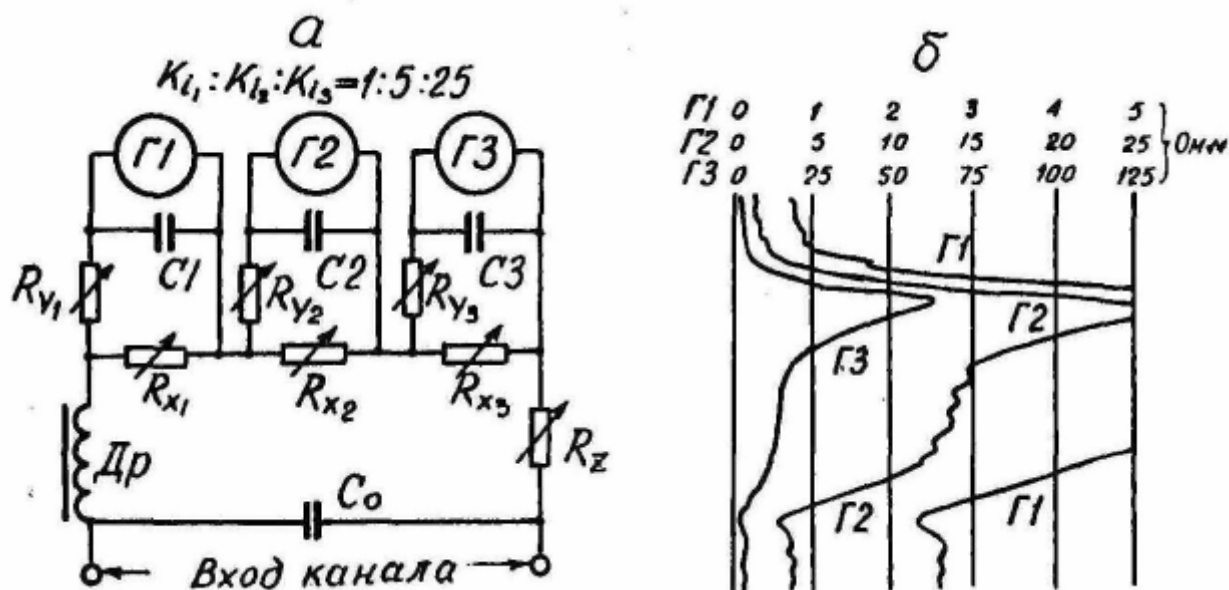


Рис. 3.4. Электрическая схема измерительного канала фоторегистратора (а) и пример записи им диаграммы КС на пласте высокого сопротивления (б)

На рис. 3.4, а представлена типовая измерительная схема канала КС, содержащая 3 последовательно соединенных гальванометра. В цепи каждого из гальванометров последовательно с ним включен реостат R_y и параллельно реостат R_x . С помощью реостатов R_x измерительные цепи трех гальванометров регулируются таким образом, чтобы масштабы записи соседних гальванометров загроублялись в 5 раз и относились как 1:5:25. Это сделано для расширения диапазона записи измерительного канала, т.к. кажущиеся сопротивления горных пород и руд варьируют в очень широких пределах - от 0,1 до 10^{-10} Ом. В случае измерения высоких

значений КС блик первого, самого чувствительного гальванометра может "зашкалить", выйти вправо за пределы диаграммы, при этом в пределах диаграммы остается запись более грубого второго или самого грубого - третьего гальванометра, как это показано на рис. 3.4, б.

Реостаты R_y служат для регулировки степени успокоения гальванометров, конденсаторы С1-С3 - для получения оптимальной собственной частоты.

Реостат R_z предназначен для регулировки полного сопротивления измерительного канала, а дроссель D_p и конденсатор C_o образуют фильтр, не пропускающий помехи переменного тока.

Каждый гальванометр снабжается электрическим корректором нуля, с помощью которого через гальванометр пропускают небольшой постоянный ток, знак и величину которого подбирают опытным путем, добиваясь нулевого положения блика гальванометра на диаграммной ленте . перед началом измерений.

Всего в разных фоторегистраторах бывает от 3 до 8 измерительных каналов, что позволяет за одну спуско-подъемную операцию записать сразу несколько разных каротажных диаграмм, например, 3 диаграммы КС с разными зондами и диаграмму ПС или диаграммы ГК и НТК и т.д.

В современных ФР предусмотрена возможность смещения начала записи разных кривых с учетом различного положения по глубине датчиков в скважинном приборе и возможность нанесения условных обозначений различных горных пород на литологическую колонку. Метки глубин на диаграммах "оцифровываются" - на них фотографируются показания счетчика глубин. Кроме того, на диаграмму наносятся марки времени (через каждые 0,5 мин.), а также линии горизонтальной и вертикальной разграфки (последние - через 2 см).

Лентопотяжные механизмы ФР обычно сдвоены, что позволяет записывать один и тот же параметр сразу в двух масштабах глубин: основном и детальном. Масштабы глубин стандартные и выбираются в соответствии с принятой методикой измерений. Основные масштабы глубин: 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500, 1:200; при детализации включаются дополнительные масштабы, для чего знаменатель основных уменьшается в 10 раз.

Марки каротажных ФР отечественного производства: НО13, НО15, НО17 (переносной), НО28, НО65 (с видимой фотозаписью ультрафиолетовым светом).

Каротажные станции и лаборатории, оснащенные фоторегистраторами, носят название автоматических: АКС-4, АКС/П-65, АКС/Л-7, СК-1-74 и др.

Автоматические каротажные потенциометры. В этих потенциометрах реализуется компенсационный способ измерения в автоматическом режиме (рис. 3.5, а).

Измеряемое напряжение U_1 , на участке реохорда l_K , имеющего полную длину l_N , сравнивается с компенсирующим напряжением U_K , которое создает ток от элемента E_K , питающего реохорд. Разность потенциалов небаланса $\Delta U_{НБ} = U_X - U_K$ поступает на вход нуля-органа (усилителя) НО, усиливается и подается на реверсивный двигатель РД, направление вращения которого зависит от знака $\Delta U_{НБ}$. Двигатель через редуктор перемещает ползунок в таком направлении, чтобы свести $\Delta U_{НБ}$ к нулю. В момент компенсации $\Delta U_{НБ} = 0$, следовательно:

$$U_1 = U_K = \frac{U_2}{l_N} \cdot l_K,$$

где U_2 - падение компенсирующего напряжения на всей длине реохорда l_N , а $U_2/l_N = m$ - постоянная реохорда по напряжению.

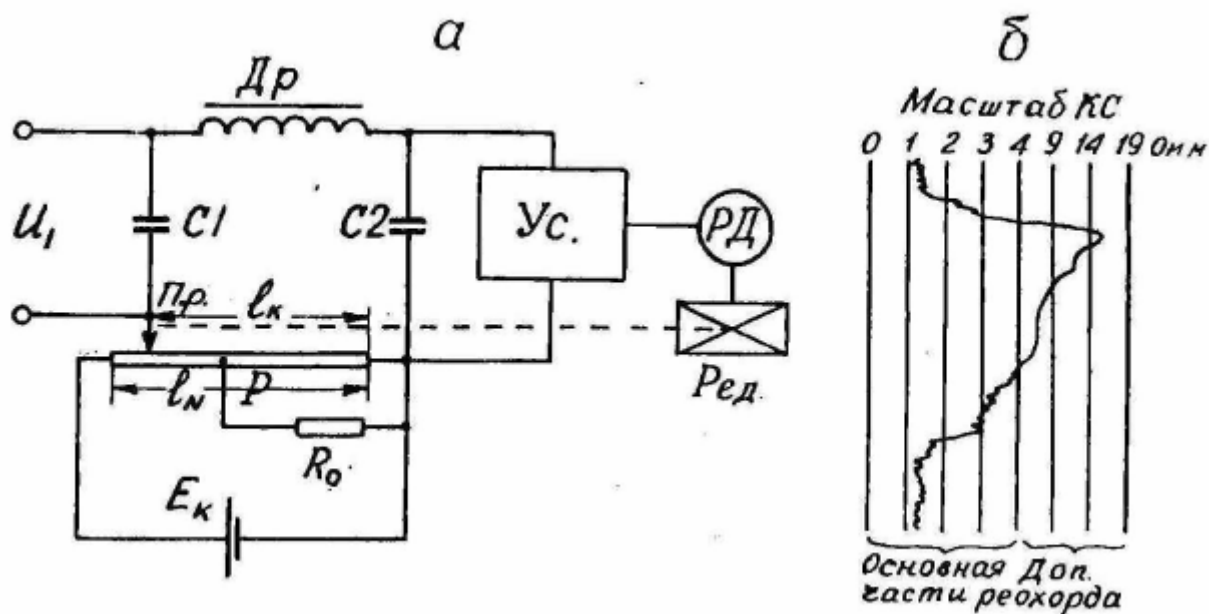


Рис. 3.5. Электрическая схема измерительного канала автоматического потенциометра (а) и пример записи им диаграммы КС над пластом высокого сопротивления (б). Шкала "масштабная"

Ползунок реохорда скреплен с пером, пишущим на диаграммной ленте, которая перемещается синхронно с движением скважинного прибора по скважине.

Двигатель РД в системе автоматического потенциометра имеет такую же оптимальную собственную частоту $f_0 = 1 - 2$ Гц и степень успокоения $\beta = 0,6 - 0,8$, как и гальванометр в системе фоторегистратора. Дроссель Др и конденсаторы $C_1 - C_2$ образуют фильтр помех переменного тока. Резистор R_0 шунтирует начальную часть реохорда, благодаря чему постоянная по напряжению на ней получается в 5 раз меньше, чем на остальной части, так что в результате масштаб записи на последней заглубляется в 5 раз, как это показано на рис. 3.5, б. К шунтированию части реохорда прибегают для расширения диапазона измерения канала (по аналогии с включением 3 гальванометров в измерительный канал ФР).

Марки времени и метки глубин наносятся на диаграмму дополнительным пером, а линии вертикальной и горизонтальной разграфки наносятся на диаграммную бумагу заблаговременно, при ее изготовлении.

Большое преимущество автоматических потенциометров - это получение видимой записи, не нуждающейся в проявлении и закреплении.

Автоматические потенциометры, так же как и фоторегистраторы, содержат по несколько измерительных каналов. Так, например, потенциометры ПАСК-8, ПАСК-9 - двухканальные, а Н3010 - четырехканальный.

Лентопотяжные механизмы потенциометров также являются сдвоенными и имеют те же масштабы глубин, что и у фоторегистраторов.

Станции, которые оснащены такими потенциометрами, называются автоматическими электронными станциями: АЭКС-900, АЭКС-1500 и др.

Цифровые регистраторы. Регистрация диаграмм в цифровой форме облегчает их обработку и интерпретацию на ЭВМ, а это, в свою очередь, ускоряет интерпретацию и освобождает ее от субъективных ошибок, присущих отдельным интерпретаторам. Дополнительное преимущество цифровой записи - это возможность передачи информации на большие расстояния, например, со скважины в интерпретационные центры - по обычным системам связи, - по телефону или по радиоканалам - через спутники.

При аналоговой регистрации результаты ГИС представляют систему кривых, изображающих зависимость измеряемого параметра от глубины. Для обработки на ЭВМ геофизические данные необходимо преобразовать в цифровую форму - перейти от кривых к последовательности чисел a , представляющих значения геофизической величины на различных глубинах.

Возможны 2 способа преобразования каротажных данных в цифровую форму: с равномерным и неравномерным интервалом (или шагом дискретизации) по глубине. Наибольшее распространение получил первый способ.

При равномерной системе преобразования последовательность чисел имеет вид:

$$a_1, a_2, a_i, \dots, a_i, a_{i+1}, \dots, a_n.$$

Значения глубин, к которым относятся эти числа, могут не записываться, а глубина каждой точки z_i определяется по формуле:

$$Z_j = Z_i + \Delta \cdot i, \text{ где } z_i - \text{глубина первой точки;}$$

Δ - шаг дискретизации;

i - порядковый номер точки.

При этом неточность синхронизации может привести к погрешности в величине Δ и, следовательно, в определении Z_i . Чтобы избежать накопления ошибок, последовательность чисел a_n разбивают на зоны.

Начало и конец зоны формируются по сигналу "Метка", который подается меткоуловителем, считывающим метки глубин с кабеля, на котором они установлены заранее через 20, 40, 50 или 100 м. В этом случае глубина определяется иначе:

$$z_i = (k-1) \cdot l + \Delta \cdot i,$$

где l - расстояние между метками на кабеле;

k - номер зоны (метки);

i - номер точки внутри зоны.

При этой системе погрешность в определении глубины снижается во столько раз, во сколько расстояние между метками меньше глубины исследуемого интервала.

Шаг дискретизации Δ по глубине выбирается таким, чтобы отклонение кривой, построенной по цифровым данным, от исходной аналоговой кривой не превышало погрешности измерений. Обычно это 0,1-0,2 м. Для участков детализации на рудных и угольных интервалах шаг дискретизации уменьшают в 2-4 раза.

Напряжение, соответствующее величине измеряемого параметра в каждой точке, преобразуют в цифровой код с помощью аналого-цифровых преобразователей (АЦП).

Запись цифровых данных каротажа может быть осуществлена как на магнитную ленту, так и на перфоленту. Запись на перфоленту обеспечивается быстродействующими ленточными перфораторами (150 строк в секунду), которые дают возможность, не снижая скорости каротажа, одновременно регистрировать до 5 параметров.

Цифровая запись обычно дублируется аналоговой (с помощью ФР). Аналоговая запись необходима для предварительной оценки результатов каротажа прямо на буровой.

В настоящее время отечественной приборостроительной промышленностью разработано и выпускается несколько видов цифровых регистрирующих комплексов: аппаратура цифровой регистрации данных каротажа АЦРК-2 "Тюмень", цифровые регистраторы "Триас", "Пласт", информационно-вычислительные комплексы ИВК-Н078, ИВК-Н090 и др.

С устройством цифровых регистраторов познакомимся на примере ЦР "Триас", структурная схема которого представлена на рис. 3.6.

Регистратор предназначен для цифровой регистрации данных каротажа на магнитной ленте в формате, обеспечивающем непосредственный ввод информации в ЭВМ серии ЕС. Он имеет магистральную структуру на основе шин интерфейса по международному стандарту МЭК - 625 -1.

Аналоговая информация АИ из измерительной панели каротажной лаборатории поступает непосредственно на АЦП, где преобразуется в цифровую форму.

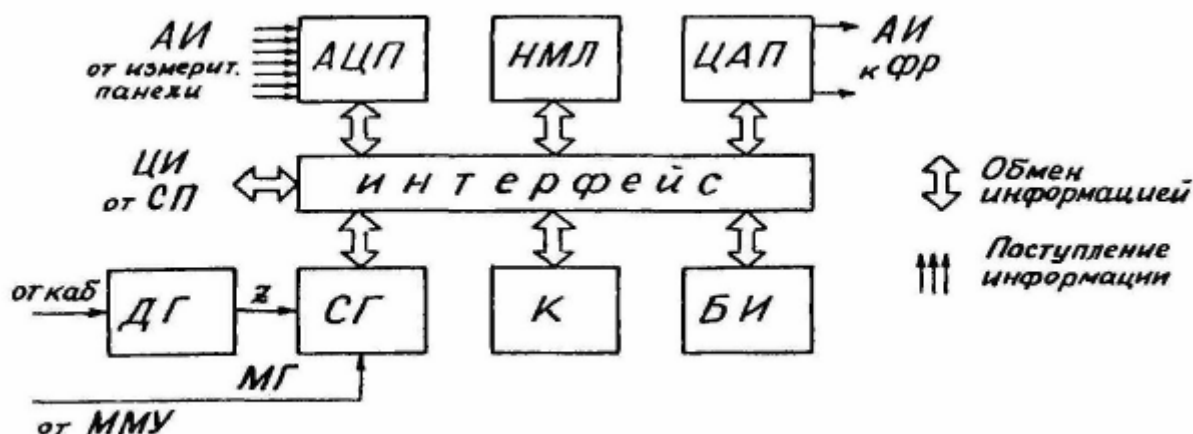


Рис. 3.6. Функциональная схема цифрового регистратора "Триас"

Подача информации на АЦП производится путем последовательного опроса аналоговых выходов измерительных каналов панели по командам, получаемым от счетчика глубин СГ. Результаты преобразования сигналов передаются в интерфейс, а затем в накопитель на магнитной ленте НМЛ для записи в заданном формате. Управление передачей информации из АЦП в интерфейс и из интерфейса в НМЛ производится контроллером К.

Определение глубины z точек измерения скважинного прибора СП производится с помощью датчика глубин ДГ и счетчика глубин СГ. Последний определяет глубину z , формирует и передает на шины интерфейса такты запуска регистратора в соответствии с выбранным шагом квантования Δ , цифровые отсчеты глубин z , признаки "Метка глубин" (МГ) и признаки направления перемещения СП в скважине.

При работе регистратора в режиме воспроизведения СГ формирует сигналы МГ и передает их устройствам каротажной лаборатории. При воспроизведении информация поступает в цифро-аналоговый преобразователь ЦАП по шинам интерфейса, а оттуда - в блок индикации БИ для визуального контроля данных каротажа и глубин при регистрации и воспроизведении. БИ производит индикацию фиксируемых данных в любом из 16 каналов регистрации в зависимости от установленного номера канала.

Регистратор обеспечивает несколько режимов работы с учетом его применения в каротажных лабораториях и системах обработки данных:

1. "Контроль" - режим для контроля входной информации при подготовке к записи.
2. "Контроль с записью" - для оценки работоспособности регистратора и записи процедур подготовки к регистрации цифровой информации на магнитной ленте (МЛ).
3. "Запись метки начала файла" - для записи на МЛ признака начала и номера файла.
4. "Запись проверок" - для регистрации положения нуля, калибровочных сигналов, стандарт-сигналов и пр.
5. "Запись данных" - для записи на МЛ величин z , МГ и показаний измерительных систем в выбранных каналах регистрации.
6. "Запись метки конца файла" - для записи на МЛ признака конца файла и его номера.
7. "Поиск" - для поиска необходимой информации на МЛ по номеру и меткам конца или начала файла.
8. "Воспроизведение" - для воспроизведения данных в аналоговой форме с помощью каротажного осциллографа.

В случае использования скважинных приборов с цифровым преобразователем информации внутри СП цифровая информация из него подается непосредственно на шины интерфейса, по которым поступает в НМЛ, где и фиксируется.

Число одновременно регистрируемых параметров - 16, включая канал z .

Шаг квантования по глубине - 0,01; 0,1 и 0,2 м.

Дискретность преобразования сигнала - 100 или 500 мкВ.

Диапазон цифрового преобразования - 80 дБ.

Носитель информации - магнитная лента шириной 25 мм, максимальная глубина каротажа, результаты которого умещаются на одной ленте - 2000 м при $D=0,1$ м. Максимально допустимая скорость каротажа - 5000 м/час. Питается регистратор от сети с переменным напряжением 220 В.

Лаборатории, оснащенные цифровыми регистраторами: ЛЦК-10, ЖЦС-10, СКР-1 и др.

Компьютеризированные каротажные станции

За последнее десятилетие прошлого века произошло техническое переоснащение отечественной каротажной службы, выразившееся в замене обычных каротажных станций с аналоговыми или цифровыми регистраторами новыми, компьютеризированными каротажными станциями, а обычных скважинных приборов - комплексными скважинными приборами, зачастую с цифровым выходом информации.

Функциональная схема компьютеризированной каротажной станции представлена на рис. 3.7.

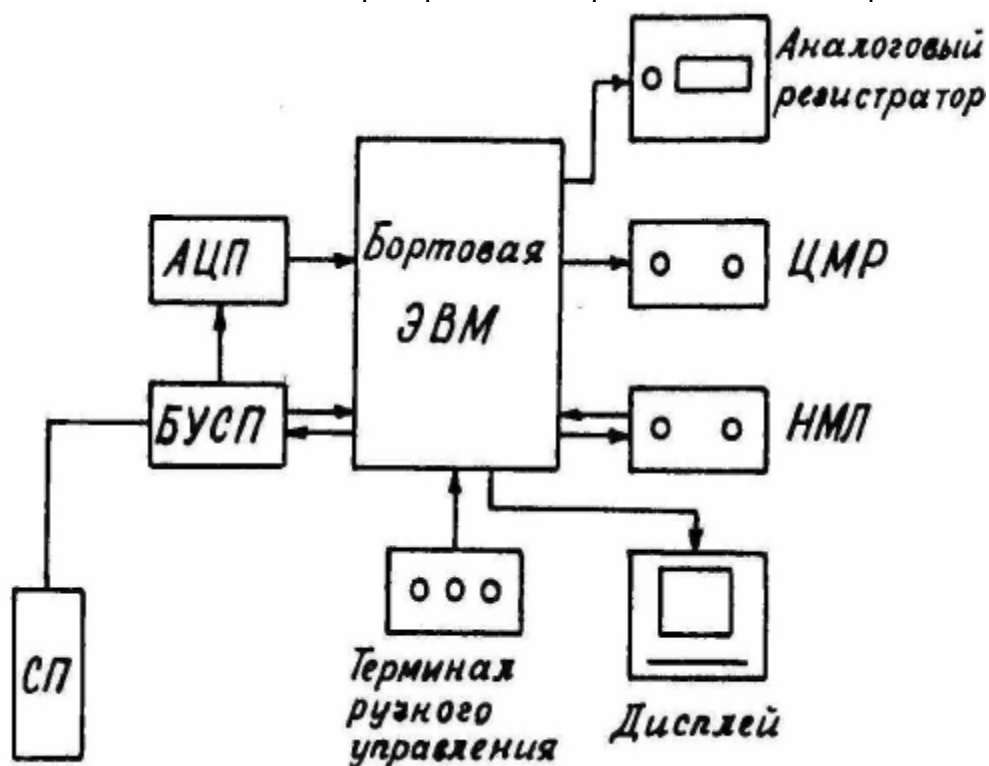


Рис. 3.7. Функциональная схема компьютеризированной каротажной станции (по В.М. Добрынину)

С датчиков, размещенных в комплексном скважинном приборе СП, информация поступает на блок управления скважинным прибором БУСП. Назначение БУСП - это определение точки записи и совмещение по глубинам диаграмм различных регистрируемых параметров; проверка, настройка и градуировка измерительных каналов.

С БУСП предварительно обработанная информация о регистрируемых параметрах в аналоговой форме и преобразованная в цифровую форму на АЦП подается на бортовую ЭВМ, которая обеспечивает: управление работой станции, интерпретацию получаемых результатов, выдачу информации на аналоговый регистратор АР, запись ее в цифровом коде на магнитную ленту цифрового магнитного регистратора ЦМР и передачу информации на экран дисплея.

В понятие "управление работой" включаются: автоматизированная настройка измерительных и регистрирующих каналов, калибровка приборов, градуировка измерительных каналов, выбор и установка масштабов регистрации, диагностика неполадок.

Автоматизированная обработка получаемой информации обеспечивает контроль качества материалов. Кроме того, в процессе каротажа непосредственно на скважине получают сведения о литологии разреза, о наличии и местоположении в нем коллекторов; проводят предварительную оценку пористости и характера насыщения.

Управление бортовой ЭВМ осуществляется из блока накопления НМЛ, где на магнитной ленте сконцентрирована библиотека программ управления процессом измерения и интерпретации. Предусмотрена также возможность ручного управления ЭВМ с терминала ручного управления.

Примером компьютеризированных станций могут служить станции "Гектор", "Мега", "Карат-П", "Гранит-Оникс", "Кедр" и др.

Контрольные вопросы

1. Какие блоки включает в себя функциональная схема измерительной аппаратуры каротажной станции?
2. Какие устройства включает в себя спуско-подъемное оборудование каротажных станций?
3. Поясните принцип действия зеркального гальванометра.
4. С какой целью измерительный канал фоторегистратора КС содержит 3 гальванометра? Как они соединены по отношению друг к другу - последовательно или параллельно?
5. Какие преимущества перед фоторегистратором имеет автоматический каротажный потенциометр?
6. Укажите преимущества цифровой регистрации результатов каротажа.
7. С какой целью на кабеле устанавливаются метки глубин?
8. Какие функции выполняет бортовая ЭВМ в компьютеризированных каротажных станциях?

Лекция 4

Скважинные приборы

Для проведения ГИС в скважину опускают специальный скважинный прибор, который, взаимодействуя с исследуемым объектом (стенками скважины, буровым раствором или определенными физическими полями), вырабатывает соответствующую информацию или производит необходимую работу (отбор проб промывочной жидкости, пластового флюида или образцов грунта из стенок скважины, простреливание отверстий в обсадной колонне и т.п.).

Скважинные приборы должны работать в весьма сложных условиях, которые характеризуются, во-первых, ограниченным диаметром скважин, во-вторых, высоким внешним давлением и, в-третьих, высокой температурой.

Кроме того, скважинные приборы должны обладать определенной устойчивостью против химической активности среды и вибростойкостью, учитывая условия их транспортировки по отечественным дорогам.

Диаметр СП должен быть таким, чтобы он легко проходил в исследуемые буровые скважины. Диаметр последних особенно мал на рудных месторождениях, разведочное бурение на которых ведется с применением алмазных буровых коронок, минимальный наружный диаметр которых составляет всего 26 мм (максимальный - 112 мм). Диаметр нефтяных и газовых скважин заметно больше и в зависимости от типа и размера буровой коронки составляет от 112 до 396 мм.

Гидростатическое давление в скважине зависит от ее глубины и плотности бурового раствора. Если учесть, что каждые 10 м водяного столба увеличивают давление на 1 атм или на 0,1 МПа, то нетрудно подсчитать, каким будет давление на глубине 1 тыс. м и более.

Для справки: современные подводные лодки типа "Гепард" рассчитаны на погружение до 600 м, а самая глубокая скважина в мире (Кольская сверхглубокая СГ-1) достигает 12300 м. Следовательно, скважинные приборы для таких скважин должны выдерживать давление, превышающее, по крайней мере, в 20 раз то давление, на которое рассчитаны подводные лодки.

Далее, как известно, среднее значение геотермического градиента составляет 3 °С на 100 м. Это означает, что на забое скважины глубиной 1000 м температура может достичь 30 °С, а в скважине глубиной 7000 м -210 °С.

Припои, которыми паяют обычные электронные схемы, имеют температуру плавления от 60 до 240 °С, так что при неправильном выборе припоя схемы СП, предназначенные для исследования глубоких скважин, могут легко выйти из строя.

Таким образом, скважинный прибор должен обладать минимальным диаметром, баро- и термостойкостью, высокой механической прочностью и, наряду с этим, надежностью, стабильностью и точностью измерений. Кроме того, конструкция СП должна обеспечивать легкий доступ к его внутренним частям для осмотра и ремонта.

Многообразие решаемых задач и геолого-технических условий эксплуатации обуславливает наличие большого количества видов и типоразмеров скважинных геофизических приборов.

Тем не менее, все СП имеют следующие общие элементы: верхний (кабельный) наконечник с изолированным и герметичным электровводом; герметичный охранный корпус; размещенную в корпусе электронную, электрическую или электромеханическую схему и нижний наконечник.

Верхний (кабельный) наконечник должен обеспечивать герметичное подсоединение электрической схемы СП к каротажному кабелю. Кроме того, он должен нести на себе механическую нагрузку, равную весу прибора и груза к нему. Конструкции кабельных наконечников с электровводом унифицированы для всех видов СП. Герметизация электроввода обеспечивается за счет применения так называемого "свечного моста".

Дополнительное требование к верхнему наконечнику: он должен облегчать извлечение СП из скважины с помощью специального ловильного инструмента в случае обрыва прибора в скважине. Внешний вид верхнего наконечника показан на рис. 4.1.

Герметичный охранный корпус должен предохранять всю внутреннюю "начинку" СП от попадания влаги, нарушений электрической изоляции и смятия под действием ударов или гидростатического давления. Кроме того, в некоторых случаях он должен удовлетворять еще и дополнительным требованиям: например, быть немагнитным (для скважинных инклинометров и

каппметров, приборов индукционного каротажа), пропускать мягкое рентгеновское излучение (для приборов РРК) или, наоборот, задерживать мягкое рассеянное у-излучение (для приборов НТК) и т.п. Корпус, как правило, имеет цилиндрическую форму.

Приказом бывшего Министерства геологии нашей страны был утвержден нормальный ряд диаметров СП: 25; 30; 36; 40; 48; 60; 70; 90 и 100 мм.

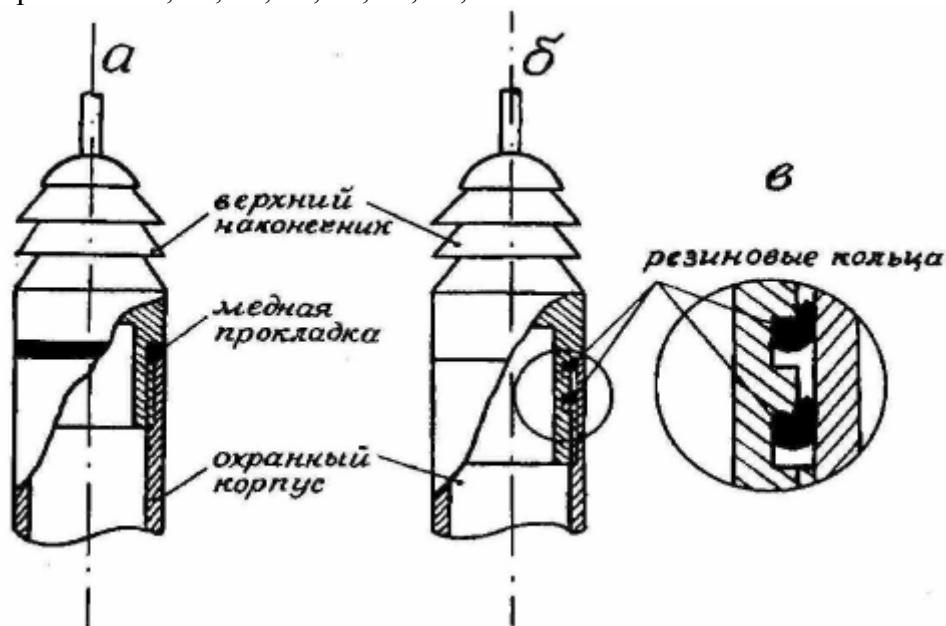


Рис. 4.1. Герметизация соединения верхнего (кабельного) наконечника с охранным корпусом при помощи медных (паронитовых) прокладок (а) или резиновых уплотнительных колец (б)

Для защиты от внешнего давления корпус СП заполняют трансформаторным или другим маслом и сообщают с компенсатором давления, представляющим собой резервуар с эластичными стенками -сильфон, который воспринимает внешнее давление и передает его жидкости, заполняющей охранный корпус (рис. 4.2, а).

Герметизация соединения корпуса с верхним наконечником достигается с помощью паронитовых или медных прокладок (см. рис. 4.1, а) или резиновых колец (рис. 4.1, б).

Внешний диаметр резиновых колец больше внутреннего диаметра охрannого корпуса и, когда верхний наконечник ввинчивают в охранный корпус, кольца сжимаются и перекрывают путь промывочной жидкости внутрь скважинного прибора. Для повышения надежности устанавливают не одно, а 2 или 3 таких кольца, как показано на рис. 4.1, б и в.

Нижний наконечник (рис. 4.2, б) должен облегчать прохождение СП в скважину и обеспечивать механическое соединение СП с грузом и дополнительными устройствами, такими как источники нейтронов, у-квантов и т.п.

В современных скважинных приборах конструкция верхнего и нижнего наконечников должна обеспечивать агрегатирование нескольких скважинных приборов в единую "сборку" для выполнения комплекса геофизических исследований за одну спуско-подъемную операцию.

Электронные, электрические или электромеханические схемы, составляющие внутреннее содержание или "начинку" скважинных приборов, крайне разнообразны по своему назначению и устройству и будут рассмотрены нами при знакомстве с соответствующими методами.

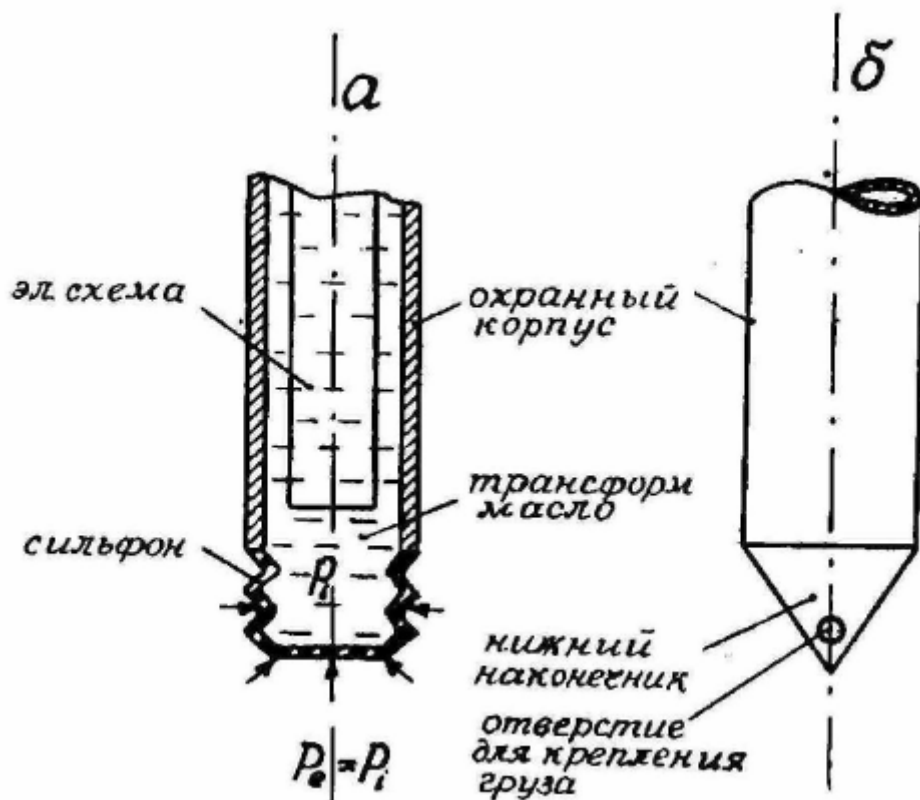


Рис. 4.2. Компенсатор давления (а) и нижний наконечник (б) экважинного прибора Каротажные кабели

Каротажные кабели осуществляют электрическую связь скважинных приборов с наземной измерительной аппаратурой и, кроме того, несут механическую нагрузку. Соответственно, кабели должны иметь высокую прочность на разрыв, низкое электрическое сопротивление и хорошую изоляцию. Кроме того, кабели не должны растягиваться и раскручиваться при их натяжении.

Существуют одно-, трех- и многожильные кабели. Последние могут содержать 4, 7 или 17 токопроводящих жил. В трех- и многожильных кабелях механическую нагрузку несут сами токопроводящие жилы, поэтому жилы включают в себя стальные проволоочки, наряду с медными, имеющими низкое сопротивление. В одножильных бронированных кабелях механическую нагрузку несет наружная двойная проволоочная навивка - "броня", и токонесущая жила состоит только из медных проволоочек.

По конструкции кабели бывают шланговые, оплеточные и бронированные.

Устройство в поперечном разрезе шлангового кабеля показано на рис. 4.3, а, бронированного - на рис. 4.3, б.

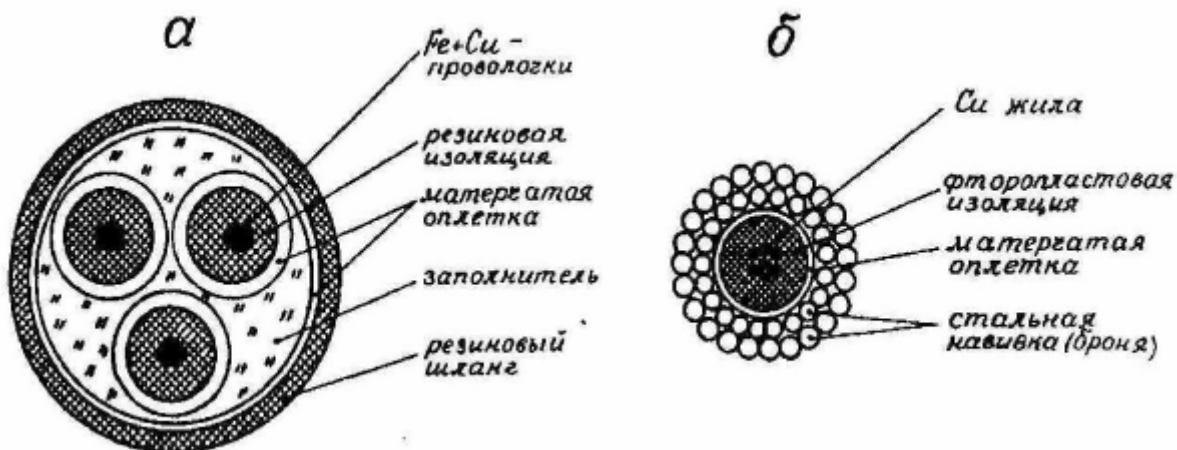


Рис. 4.3. Конструкция трехжильного шлангового (а) и одножильного бронированного (б)

каротажного кабеля в поперечном разрезе

Оплеточные кабели отличаются тем, что вместо резиновой оболочки, закрывающей все три токонесущие жилы, в них применена тканевая оплетка.

Каждому типу кабеля присвоен шифр, в котором первая буква (К) означает "кабель", вторая (Г) - "геофизический", цифра после этих букв (1; 3; 7; 17) - число жил в кабеле, следующее двузначное число - разрывное усилие кабеля в кН, второе число — термостойкость кабеля в °С. Буквы в конце шифра несут дополнительную информацию. Они означают: "Ш" -шланговая оболочка; "М" - маслостойкий; "К" - коаксиальный; "ВО" -волокнуистая оплетка; "ПО" - полиэтиленовая оболочка по броне.

Таким образом, шифр, например, КГЗ-10-70ВО означает: кабель геофизический, трехжильный, оплеточный с разрывным усилием 10 кН и предельной рабочей температурой 70 °С.

При каротаже нефтяных и газовых (следовательно, наиболее глубоких) скважин наибольшее распространение получили бронированные кабели. Они обладают большей прочностью и термостойкостью, кроме того, они имеют меньший диаметр и большую плотность, что облегчает их спуск в скважины с вязким и утяжеленным раствором.

Некоторые справочные данные об электрических свойствах геофизических кабелей: активное сопротивление - от 18 до 37 Ом/км при 20 °С; волновое сопротивление - от 50 до 100 Ом/км; сопротивление изоляции сухого кабеля - от 100 до 10000 МОм/км; емкость -0,1-0,2 МкФ/км; индуктивность - от 0,8 до 5 мГн/км.

Спуск кабеля вместе со скважинным прибором в скважину осуществляется с помощью специальных устройств, называемых блок-балансирами. В зависимости от оборудования и устья скважины применяют рамочные (рис. 4.4, а) и подвесные блок-балансы (рис. 4.4, б).

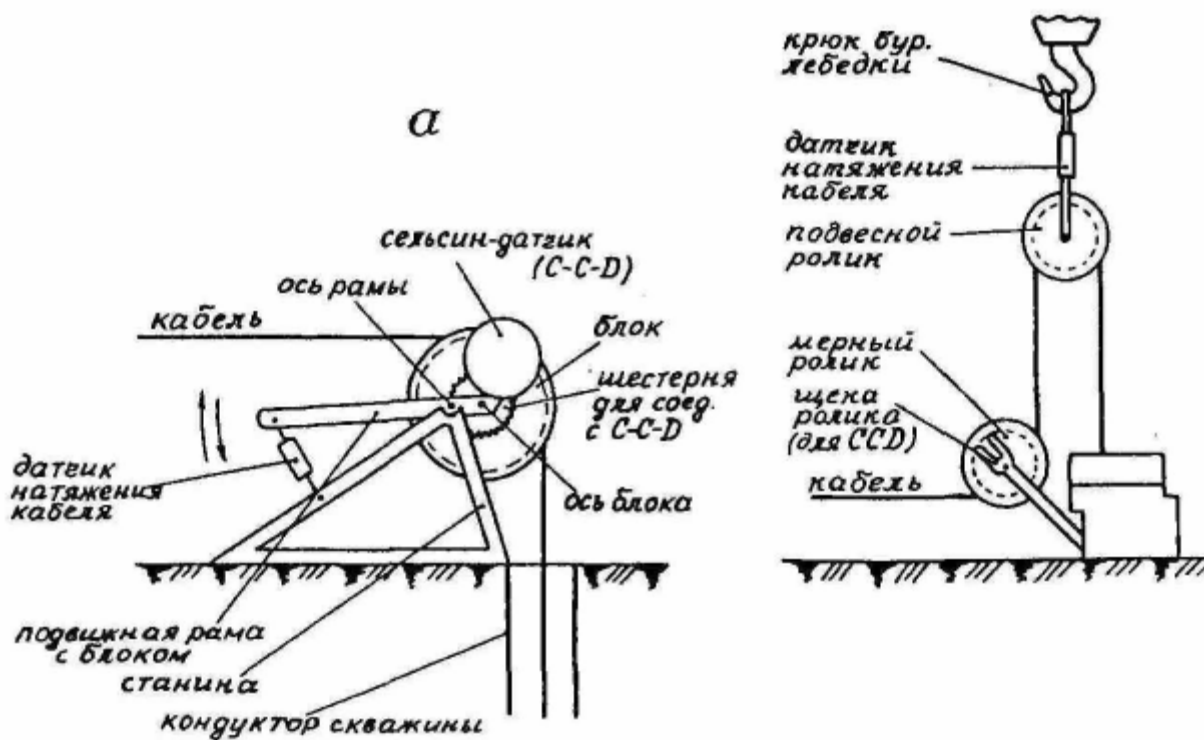


Рис. 4.4. Конструкция рамочного (а) и подвесного (б) блок-балансов

Блок-балансы используют также для установки дополнительного оборудования: датчиков натяжения кабеля и сельсин-датчиков.

Синхронизация перемещения носителя записи с движением кабеля и скважинного прибора

В отечественной аппаратуре ГИС синхронизация перемещения носителя записи (диаграммной бумаги или магнитной ленты) с движением кабеля и скважинного прибора по скважине осуществляется с помощью электрической автосинной (или сельсинной) передачи. Передача состоит из двух идентичных электрических машин: сельсин-датчика и сельсин-приемника. Каждая из них имеет однофазную обмотку с явно выраженными полюсами в статоре и трехфазную, соединенную "звездой" обмотку, с не явно выраженными полюсами в роторе. Обмотки роторов датчика и

приемника включены навстречу друг другу (рис. 4.5).

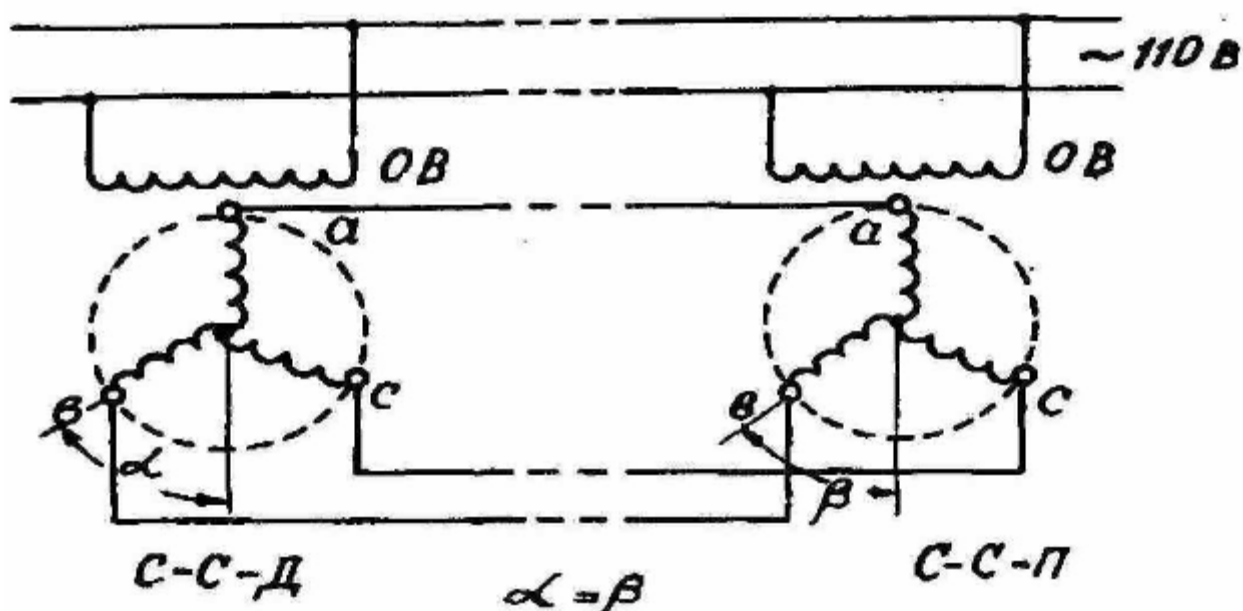


Рис. 4.5. Электрическая схема сельсинной передачи

Обмотки статоров подключают к источнику переменного тока промышленной частоты, который создает в них пульсирующие магнитные потоки. Эти потоки индуцируют в обмотках роторов ЭДС, зависящие от угла поворота ротора относительно статора. Если углы поворота роторов датчика и приемника равны $\alpha = \beta$, то и ЭДС в них одинаковы, а т.к. обмотки включены навстречу друг другу, то токи в каждой роторной цепи a , b , c отсутствуют. Если углы не равны $\alpha \neq \beta$, то баланс токов нарушается, и они создают синхронизирующие магнитные моменты, стремящиеся привести к равенству $\alpha = \beta$. Сельсин-датчик устанавливают на блок-балансе, через который кабель опускают в скважину таким образом, чтобы ротор сельсин-датчика через зубчатую передачу был связан с роликом блок-баланса, находящимся под большой нагрузкой. По этой причине в сельсинной передаче происходит поворот другого ротора, так называемого сельсин-приемника, который через зубчатую передачу и приводит в движение лентопротяжный механизм регистратора. Чем быстрее тянется кабель, тем быстрее идет протяжка носителя записи.

Меня шестеренки, через которые передается вращение от оси сельсин-приемника к ведущему валу лентопротяжного механизма, получают различные масштабы глубин на диаграмме. С одним сельсин-датчиком могут быть связаны электрически несколько сельсин-приемников: в лентопротяжном механизме, у счетчика глубин, на панели лебедчика.

Внешний вид сельсин-датчика представлен на рис. 4.6.

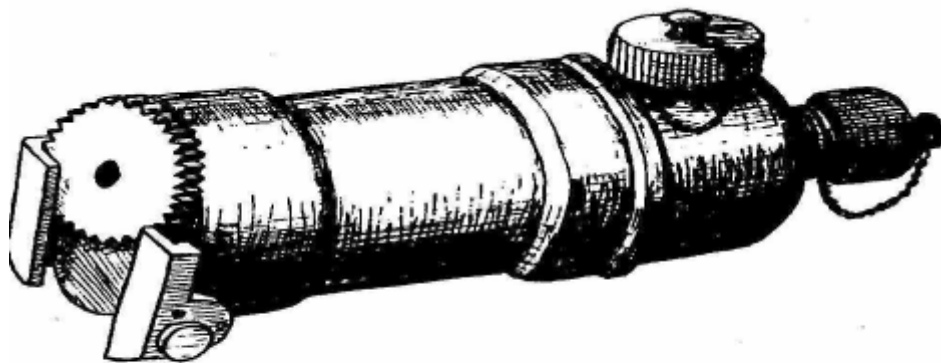


Рис. 4.6. Общий вид сельсин-датчика

Существуют также сельсины, у которых трехфазную обмотку имеет статор, а однофазную -

ротор; у них упрощено устройство коллектора.

Контрольные вопросы

1. Укажите назначение скважинных приборов.
2. Дайте характеристику условий эксплуатации скважинных приборов.
3. Чем объясняется существование большого количества видов и типо-размеров СП?
4. Назовите общие элементы всех скважинных приборов. Перечислите требования, которые предъявляются к этим элементам.
5. Как герметизируется соединение верхнего наконечника с охранным корпусом?
6. Перечислите требования, которые предъявляются к каротажным кабелям.
7. Сколько токонесущих жил имеют многожильные кабели?
8. Дайте характеристику кабелю КГ1-24-180.
9. Укажите преимущества бронированных кабелей.
10. Что такое "блок-баланс" и как он устроен?
11. Поясните устройство и работу сельсинной передачи.

Лекция 5 РАЗДЕЛ II КАРОТАЖ СКВАЖИН ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

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

Электрическая характеристика объекта исследований

Если первая задача электрического каротажа (расчленение пород по электрическим свойствам) решается довольно просто, то вторая - определение этих свойств - значительно сложнее. Это связано с тем, что породы в процессе бурения в них скважин подвергаются значительным изменениям (растрескиванию, пропитке фильтратом бурового раствора), приводящим к изменению их физических свойств. Наиболее сильно изменяются пористые и проницаемые породы, т.е. именно те породы-коллекторы, которые и представляют наибольший интерес при каротаже нефтяных и газовых месторождений. Под воздействием разности давлений - гидростатического давления в скважине и пластового давления - буровой раствор "залавливается", стремится проникнуть в поры пласта. Однако из-за того, что размер пор мал, в них попадает только водная основа, так называемый "фильтрат" глинистого бурового раствора, а частицы глины оседают на стенке скважины, образуя глинистую корочку, толщина которой может достигать нескольких сантиметров.

В части пласта, прилегающей к стенкам скважины, фильтрат бурового раствора оттесняет и замещает пластовый флюид (нефть, газ или пластовую воду), образуя так называемую "зону проникновения бурового раствора". В зависимости от разности давлений и проницаемости пластов глубина проникновения может достигать от нескольких дециметров до нескольких метров. Внутри зоны проникновения выделяется "зона полностью промытых пород", в пределах которой весь пластовый флюид полностью замещен фильтратом бурового раствора. Эта зона имеет толщину 1-3 дм и следует сразу за глинистой корочкой. В результате таких изменений удельное электрическое сопротивление (ρ_{Σ}) напротив пласта коллектора не остается постоянным в радиальном направлении, причем характер его изменения неодинаков в водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластах, как это показано на рис. 5.1, а и б.

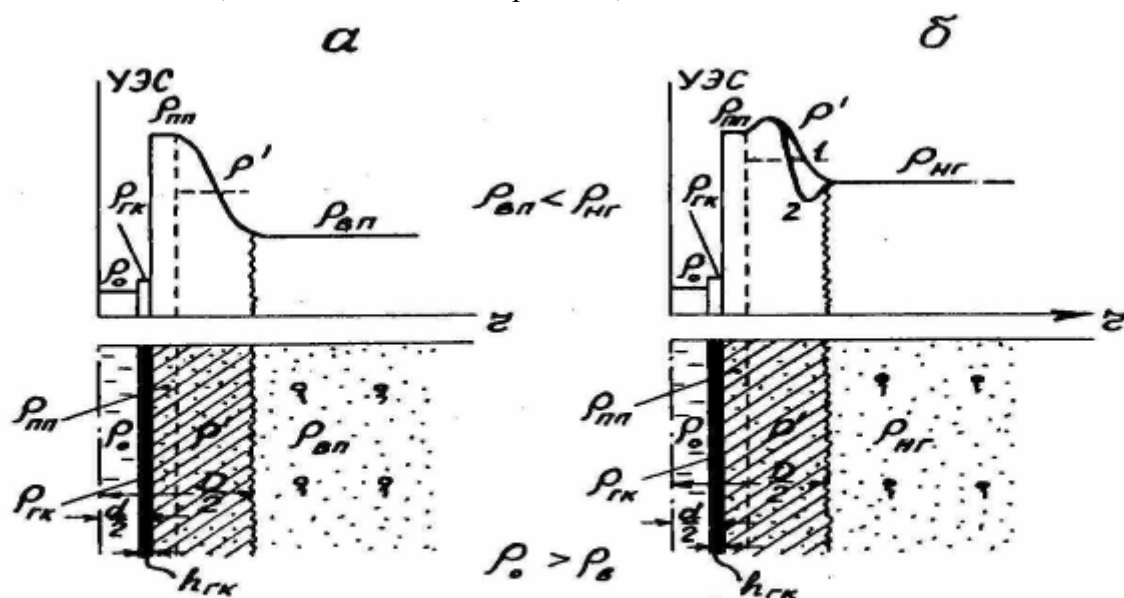


Рис. 5.1. Распределение электрических сопротивлений в радиальном направлении для водонасыщенного (а) и нефтегазонасыщенного (б) пласта-коллектора

На этих рисунках введены следующие обозначения: сопротивления бурового раствора - ρ_0 , глинистой корочки - $\rho_{гк}$; зоны полностью промытых пород - $\rho_{пн}$; усредненное сопротивление зоны проникновения в целом - ρ' , водонасыщенного пласта - $\rho_{вп}$, нефтегазонасыщенного - $\rho_{нг}$, диаметр

скважины – d диаметр зоны проникновения – D ; толщина глинистой корочки – $h_{гк}$.

Как следует из сравнения фигур а и б, и в водонасыщенном, и в нефтенасыщенном пластах при одинаковых значениях ρ_0 близки значения $\rho_{гк}$ и $\rho_{пп}$ а вот значения ρ' различаются. В нефтенасыщенных пластах очень часто сопротивление зоны проникновения за пределами полностью промытых пород превышает $\rho_{пп}$ и $\rho_{нг}$: Это объясняется тем, что фильтрат бурового раствора, отесняя нефть из зоны полностью промытых пород, увеличивает ее концентрацию за пределами этой зоны, а поскольку нефть имеет очень высокое УЭС, то она увеличивает и сопротивление всей зоны проникновения в целом. По той же причине значительного (на несколько порядков) превышения УЭС нефти над УЭС пластовых вод сопротивление нефтенасыщенного пласта превышает сопротивление водонасыщенного $\rho_{нг} > \rho_{вп}$.

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

При интерпретации данных электрического каротажа следует учитывать, что УЭС пород разреза не остается постоянным – и в вертикальном направлении, как это показано на рис. 5.2, и в общем случае измеренное сопротивление будет зависеть от целого ряда электрических и геометрических параметров:

$$\rho_k = f(\rho_{пл}, \rho_0, \rho_{гк}, \rho_{пп}, \rho', \rho_{вм}, d, h_{гк}, D, h_{пл}, L). \quad (5.1)$$

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

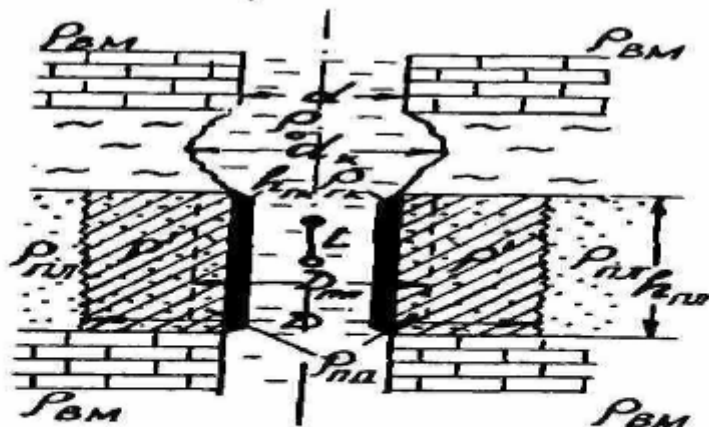


Рис. 5.2. Факторы, влияющие на величину кажущегося сопротивления при измерениях в условиях буровой скважины

Метод кажущихся сопротивлений **Физические основы метода**

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

Допустим, что у нас на поверхности заземлен электрод В. Токовый электрод А в первом приближении можно принять за точечный источник, расположенный в однородной среде. Токовые

линии расходятся от него радиально, а эквипотенциальные поверхности имеют сферическую форму. Как известно из курса физики, потенциал поля точечного источника тока / на расстоянии r от него в однородной и изотропной среде с сопротивлением ρ равен:

$$U = \frac{I\rho}{4\pi} \cdot \frac{1}{r}. \quad (5.2)$$

Соответственно:

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

$$\Delta U_{MN} = U_M^A - U_N^A = \frac{\rho I}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{\rho I}{4\pi} \cdot \frac{AN \cdot AM}{AM \cdot AN} = \frac{\rho I}{4\pi} \cdot \frac{MN}{AM \cdot AN}. \quad (5.3)$$

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

$$\rho = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = K \frac{\Delta U}{I} \quad (5.4)$$

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

$$K = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}. \quad (5.5)$$

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

$$K = 4\pi \frac{AM \cdot BM}{AB}. \quad (5.6)$$

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

В том случае, если измерения производятся в неоднородной среде, сопротивление, вычисленное по формуле (5.4), имеет смысл кажущегося сопротивления. Оно равно сопротивлению такой фиктивной однородной среды, в которой при заданных размерах зонда и силе питающего тока в измерительной цепи создается такая же разность потенциалов, как и в данной неоднородной среде. Т.е. окончательно формула (5.4) приобретает вид:

$$\rho_K = K \frac{\Delta U}{I}. \quad (5.7)$$

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

Типы зондов КС

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

Предварительно договоримся, что те из электродов, которые имеют одно и то же назначение, мы будем называть **парными**. Так, парными являются питающие или токовые электроды А и В и измерительные, они же приемные, М и N.

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

Зонды, у которых сближены парные электроды, называются **градиент-зондами (lateral device)**; а зонды, у которых сближены непарные электроды - **потенциал-зондами (normal device)**.

Точка записи О, т.е. та точка зонда, к которой относятся результаты измерения, всегда

располагается посередине между сближенными электродами, т.е. у градиент-зонда - между парными, а у потенциал-зонда - между непарными электродами.

Внутри каждой группы существует еще подразделение по месту расположения парных электродов и по количеству питающих электродов, как показано на рис. 5.3.

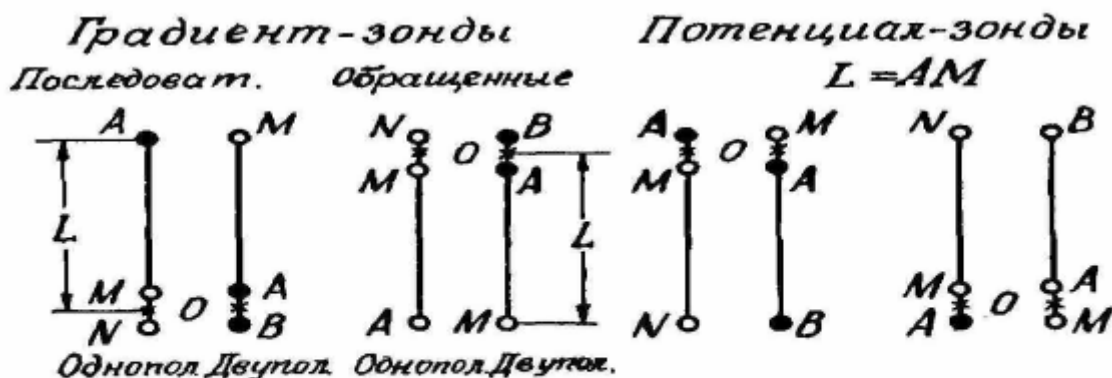


Рис. 5.3. Градиент- и потенциал-зонды КС

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

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

И последний термин из описания зондов - длина зонда L .

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

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

Кроме градиент- и потенциал-зондов существуют еще так называемые "специальные зонды", которые приведены на рис. 5.4, а. Так, зонд AMN, у которого $AM = MN$, с равным основанием может быть отнесен и к потенциал-, и к градиент-зондам. Такой зонд называется симметричным, за точку записи принимают точку M. Зонд MAN называется дифференциальным зондом Альпина. Зонд N1M1AM2N2 представляет собой комбинацию обращенного и последовательного градиент-зондов и называется двойным градиент-зондом. Он хорошо дифференцирует высокоомный разрез, поэтому американские геофизики называют его *hard-rock device*, т.е. зонд для твердых пород. Существуют также одноэлектродные зонды, в которых один и тот же электрод играет роль и питающего и приемного. Такие зонды удобны для одножильного каротажного кабеля.

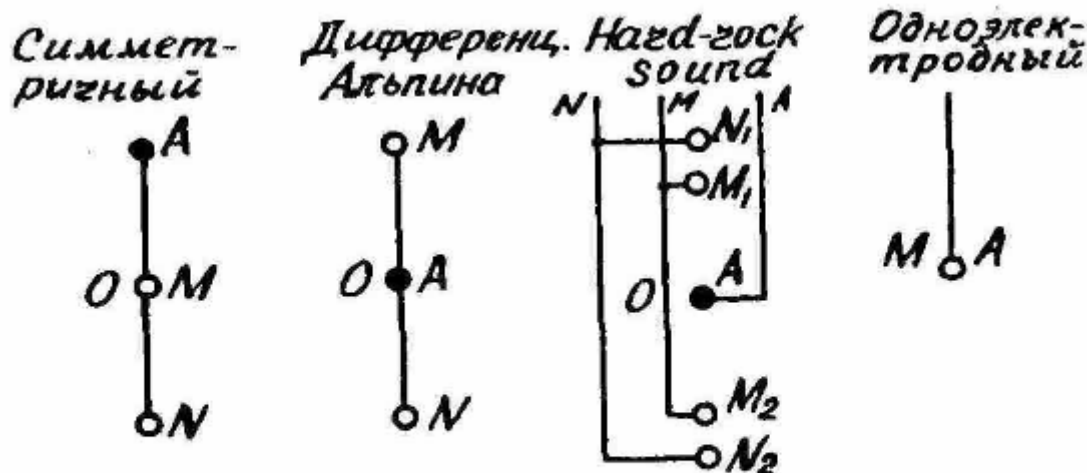


Рис. 5.4. Специальные зонды КС

Для уменьшения влияния низкоомного бурового раствора на величину КС по обе стороны от электродов зонда делают утолщения из изоляционного материала - "буфера". Общий вид буферного зонда представлен на рис. 5.5.

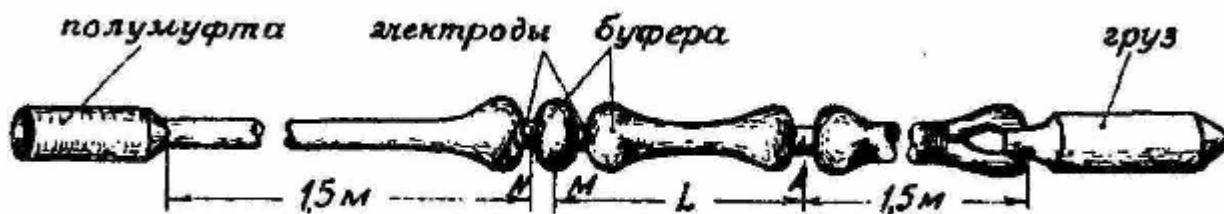


Рис. 5.5. Общий вид зонда КС

Схема регистрации диаграмм КС

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

Схема включает в себя токовую и измерительную цепь (рис. 5.6).

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

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

Схема измерительного канала КС включает 3 последовательно включенных зеркальных гальванометра, и уже рассматривалась нами ранее (см. рис. 3.4).

Согласно формуле (5.7):

$$\rho_K = K \frac{\Delta U}{I}.$$

Если задаться отклонением блика основного гальванометра, равным 1 см, то количество Ом-м в 1 см составит масштаб записи n , т.е. $\rho_K = n$, а

$\frac{\Delta U}{\text{см}} \frac{мВ}{\text{см}} = m$ - постоянную измерительного канала по напряжению, см следовательно:

$$n = K \frac{m}{I} . \quad (5.8)$$

Для измерения силы тока измерительный канал КС подключают к одному из контрольных шунтов R_0 (пунктирные линии на рис. 5.6).

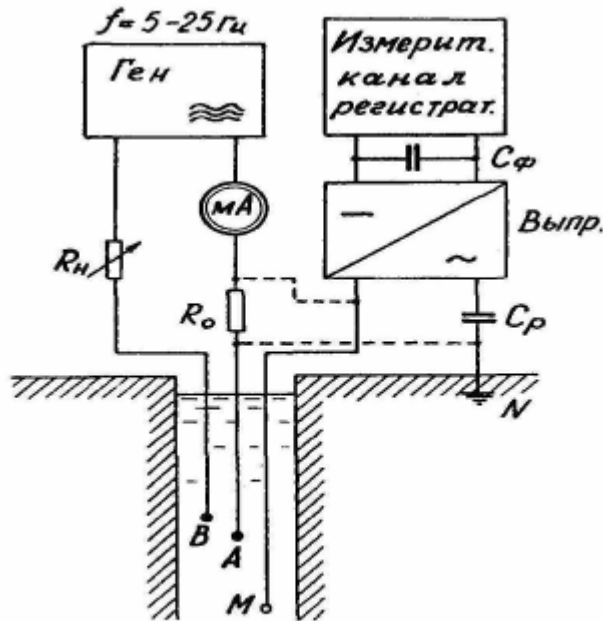


Рис. 5.6. Схема записи диаграммы КС на трехжильном кабеле

По закону Ома:

$$I = \frac{\Delta U_0}{R_0} = \frac{m \cdot I_0}{R_0} , \quad (5.9)$$

где I_0 - отклонение блика основного гальванометра измерительного канала при подключении его к R_0 .

Подставив значение I в формулу (5.8), получим

$$n = K \frac{m}{m \cdot I_0} R_0 = R_0 \frac{K}{I_0} .$$

Это означает, что для записи диаграммы КС в заданном масштабе n необходимо подключить измерительный канал КС к контрольному шунту R_0 в токовой цепи и добиться посредством изменения силы тока в цепи АВ или чувствительности измерительного канала такого отклонения блика основного гальванометра I_0 , чтобы $I_0 = R_0 \frac{K}{n}$ (5.10). Затем, не изменяя и силы тока и чувствительности измерительного канала, ко входу последнего подключают приемные электроды MN и приступают к регистрации КС при подъеме зонда по скважине.

Связь кажущегося сопротивления с плотностью тока

Согласно выведенной нами формуле (5.4), для градиент-зонда

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

Возьмем так называемый "предельный" градиент-зонд, у которого $MN \rightarrow 0$; $AM \rightarrow AN = AO$, и перепишем формулу (5.4) в таком виде:

$$\rho_K = \frac{\Delta U / MN}{I / 4\pi \cdot AO^2} . \quad (5.11)$$

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

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

Подставив в (5.11) полученные значения числителя и знаменателя, будем иметь:

$$\rho_K = \rho_{MN} \frac{j}{j_0}. \quad (5.12)$$

Таким образом, КС, измеренное градиент-зондом, пропорциональна удельному сопротивлению среды и отношению фактического значения плотности тока к плотности тока в однородной и изотропной среде. Т.к. для заданного размера зонда $j_0 = const$, то $p_K = f(\rho_{MN}, J)$ ■

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

Полученное соотношение (5.12) очень удобно для приближенного решения прямой задачи КС.

Кривые КС на контакте пород разного сопротивления для зондов различного типа

Строгое решение этой задачи может быть получено методом зеркальных отображений Томпсона или непосредственным интегрированием дифференциального уравнения Лапласа. Мы же построим кривые КС приближенным методом на основе соотношения (5.12), воспользовавшись только некоторыми из результатов строгого решения.

Начнем построение для обращенного градиент-зонда ОА (рис. 5.7, а), двигая зонд снизу вверх, как это делается на практике.

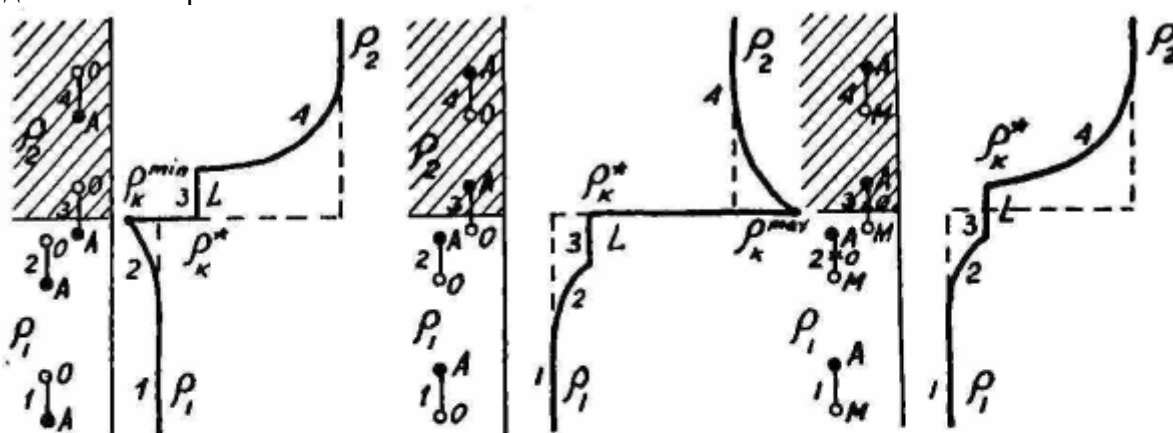


Рис. 5.7. Диаграммы КС на контакте пород низкого и высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда (а), последовательного градиент-зонда (б) и потенциал-зонда (в)

В позиции 1, когда зонд находится далеко от контакта, влиянием последнего можно пренебречь, $j = j_0$, $\rho_K = \rho_1$. По мере приближения зонда к контакту вышележащая высокоомная среда начинает отталкивать токовые линии, плотность тока ниже электрода А возрастает, а выше -уменьшается, в позиции 2, когда точка О установится на контакт, $\rho_K = \rho_K^{min}$. Как только точка О переходит во вторую среду (позиция 3), сопротивление $\rho_{ш}$ скачкообразно возрастает от ρ_1 до ρ_2 , что приводит и к скачку в значении ρ_K .

Строгое теоретическое решение показывает, что все время, пока приемные и питающие электроды разделены контактом, т.е. на протяжении отрезка диаграммы, равного длине зонда, КС остается постоянным, равным

$$\rho_K^* = 2 \frac{\rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_1 + \rho_2}. \quad (5.13)$$

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

среды уменьшается, и $p_k \rightarrow p_2$.

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

Для последовательного градиент-зонда (рис. 5.7, б), по мере его приближения к контакту (позиция 2), вышележащая высокоомная среда начинает отталкивать токовые линии, увеличивая плотность тока ниже питающего электрода А, там, где находятся приемные электроды, $j > j_0$ и p_k превышает p , до тех пор, пока электрод А не встанет на контакт (позиция 3), точка записи при этом находится на длину зонда L ниже контакта. Так же, как и в предыдущем случае (рис. 5.7, а), пока питающий и приемные электроды разделены контактом, КС остается постоянным, равным p_k^* . Когда точка О переходит в верхнюю среду (позиция 4), ρ_{mn} претерпевает скачок, увеличиваясь от p_1 до p_2 , а плотность тока остается $j > j_0$ из-за влияния нижней, низкоомной среды. Поэтому на контакте получается $p_k^{max} > p_2$. По мере удаления от контакта его влияние уменьшается, $j \rightarrow j_0$, а $p_k \rightarrow p_2$. Таким образом, подошва мощного пласта высокого сопротивления отмечается последовательным градиент-зондом точкой p_k^{max} .

Для идеального потенциал-зонда АМ (электрод N настолько удален от М, что его влияние можно не учитывать) при приближении к контакту (позиция 2) КС растет из-за того, что верхняя высокоомная среда отталкивает токовые линии и увеличивает плотность тока в области точки М до тех пор, пока точка А не встанет на контакт. При пересечении контакта электродом А (позиция 3) - точка записи при этом на АМ/2 ниже контакта - $p_k = p_k^*$ и остается постоянным, пока электрод М также не пересечет контакт. По мере удаления от контакта (позиция 4) в зонд MN включается все больший участок среды с сопротивлением p_2 и $P_{mn} \rightarrow P_2 > p$ кроме того, $j_{mn} \rightarrow j_0$ и, когда удаленный электрод N пересекает контакт, становится $p_{MN} = p_2$ и $p_k = p_2$. Можно показать посредством аналогичных рассуждений, что для перевернутого потенциал-зонда МА кривая КС будет выглядеть точно так же, как и в случае 5.7, в, т.е. кривые КС для обращенного и последовательного потенциал-зондов не различаются. По этой причине нет смысла дифференцировать потенциал-зонды по местоположению парных электродов.

Контрольные вопросы

1. Почему электрическое сопротивление пласта-коллектора изменяется в радиальном направлении по мере удаления от оси скважины?
2. Почему УЭС нефтенасыщенного пласта больше, чем УЭС водонасыщенного?
3. Выведите формулу КС.
4. Какой зонд называется градиент-зондом и какой потенциал-зондом?
5. Дайте полную характеристику зонда по его символу А 0,5М 4,0А.
6. Из формулы коэффициента градиент-зонда получите формулу коэффициента потенциал-зонда, устремив электрод N или В в бесконечность.
7. Поясните назначение всех элементов в схеме регистрации диаграмм КС на рис. 5.6.
8. Выведите формулу, связывающую КС с плотностью тока.
9. Чему равно КС на площадках равного сопротивления?
10. Подсчитайте, чему равно p_k^* при $p_2 = \infty$.

Лекция 6

Интерпретация диаграмм КС

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

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

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

Рассмотрим теоретическую форму кривой КС для обращенного градиент-зонда и для идеализированного случая, когда отсутствует влияние буровой скважины, т.е. тогда, когда условно можно полагать, что диаметр скважины $d = 0$ (рис. 6.1, а).

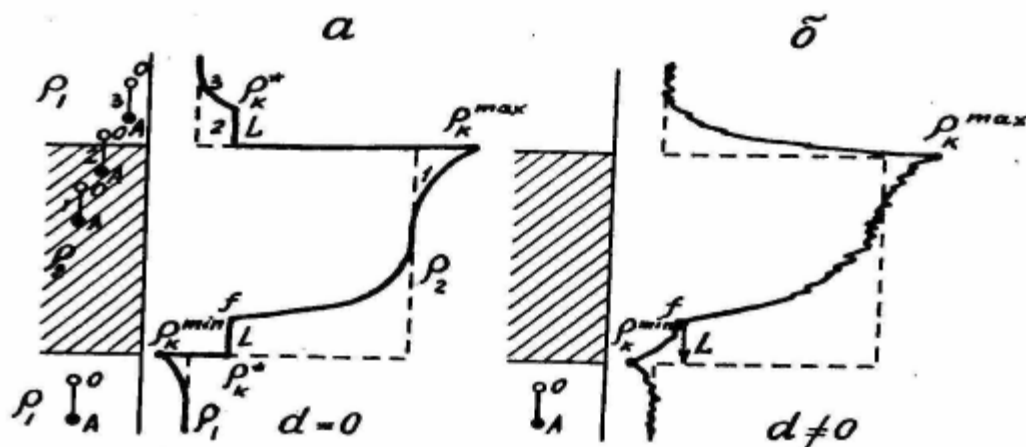


Рис. 6.1. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Поскольку при формировании кривой КС на нижней границе мощного пласта влиянием верхней границы можно пренебречь, то для отрисовки нижней половины кривой КС можно воспользоваться теми нашими рассуждениями, при помощи которых был построен рис. 5.7, а.

При дальнейшем подъеме зонда и приближении точки О к верхнему контакту (позиция 1) плотность тока в области приемных электродов начинает расти из-за втягивающего действия низкоомной перекрывающей среды, $j > j_0$ и $p_k \rightarrow p_k^{max} > p_2$. После перехода точки О в перекрывающую среду (позиция 2) $p_{ш}$ скачком падает до уровня p_x и, поскольку приемные и питающие электроды разделены контактом, КС остается постоянным $p_k = p_k^*$ до тех пор, пока точка А также не пересечет контакт. В позиции 3 (электрод А над контактом) плотность тока остается $j > j_0$, а $p_k > p_1$, но по мере удаления от контакта $j \rightarrow j_0$, а $p_k \rightarrow p_1$.

Наличие бурового раствора в скважине приводит к сглаживанию реальных кривых КС, площадки равного сопротивления (p_k^*) на них, как правило, исчезают. Однако остаются точка p_k^{max} на кровле пласта и точка p_k^{min} - на его подошве. Бывает также хорошо заметна точка f - резкого возрастания кривой КС, расположенная на расстоянии L выше подошвы пласта (рис. 6.1, б).

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

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

На основании аналогичных рассуждений на рис. 6.2 построены диаграммы КС над мощным пластом высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда. Этот зонд отчетливее всего по точке экранного максимума "отбивает" подошву пласта, благодаря чему он и получил название "подошвенного" зонда.

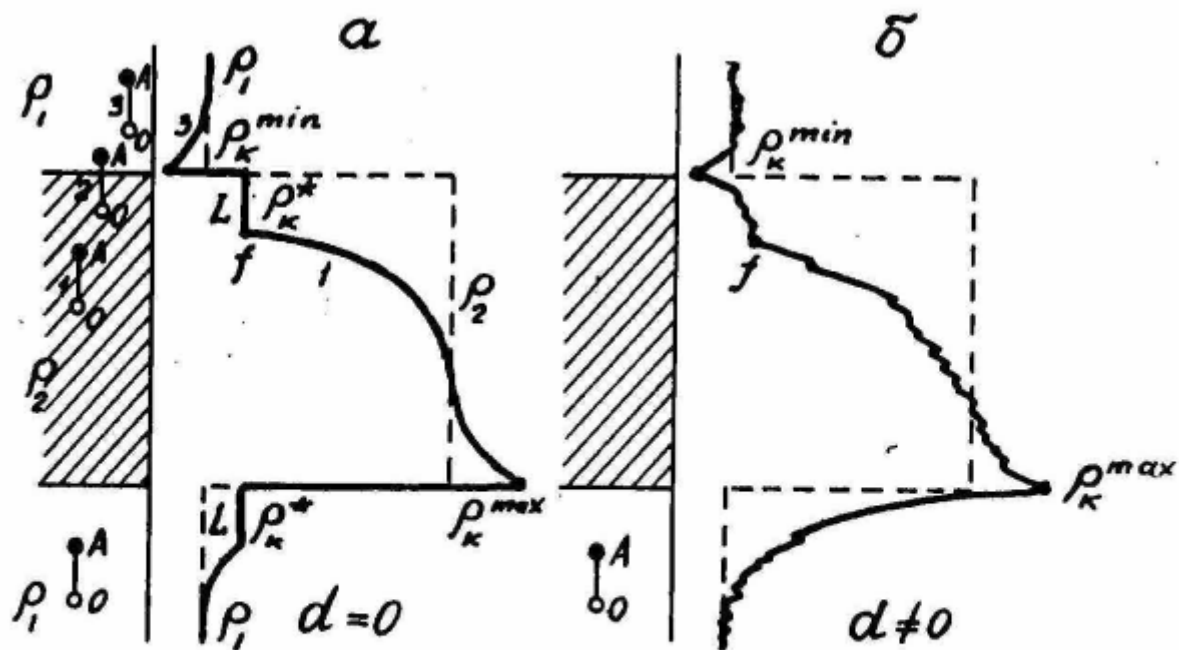


Рис. 6.2. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Величину истинного сопротивления высокоомного пласта можно считать примерно равной средневзвешенному p_k^{cp} по мощности кажущемуся сопротивлению в пределах между контактами пласта. Величина p_k^{cp} определяется графически так, как это показано на рис. 7.6.

Рассмотрим кривую КС над мощным пластом ВС для потенциал-зонда АМ (рис. 6.3 а, б). Так же, как и в предыдущем случае, нарисуем нижнюю часть кривой, перенеся ее с рис. 5.7. При дальнейшем подъеме зонда и приближении электрода А к верхнему контакту (позиция 1) плотность тока начинает падать $j < j_0$ из-за втягивания тока перекрывающей низкоомной средой, и p_k уменьшается ($p_k < p_2$) до тех пор, пока электрод А не встанет на верхний контакт (точка записи при этом на $L/2$ ниже верхнего контакта). В позиции 2 (между точками А и М находится контакт) выполняется условие $p_k = p_k^*$ до тех пор, пока электрод М не пересечет верхний контакт.

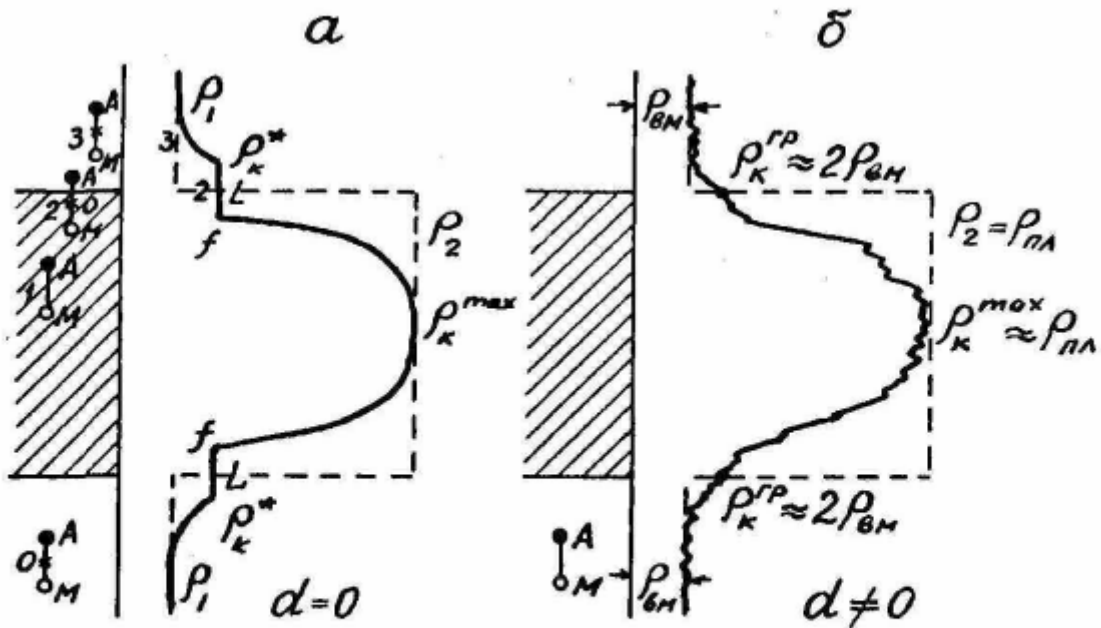


Рис. 6.3. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для потенциал-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

В позиции 3 в интервал между электродами М и N начинает включаться все больший участок перекрывающей среды с низким сопротивлением ρ_1 и $\rho_k \rightarrow \rho_1$.

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

Можно воспользоваться также правилом "удвоенного сопротивления вмещающих пород".

Если положить, что пласт имеет сопротивление $\rho_2 \rightarrow \infty$, то на площадках равного сопротивления, против середины которых располагаются контакты пласта,

$$\lim_{\rho_2 \rightarrow \infty} \rho_k^* = \lim_{\rho_2 \rightarrow \infty} 2 \frac{\rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} = 2\rho_1.$$

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

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

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

Тонкие пласты высокого сопротивления. В методе КС пласты считаются тонкими, если их мощность меньше длины зонда ($h < l$). Над ними конфигурация кривых иная, чем над пластами большой мощности. На рис. 6.4 представлена кривая КС, полученная над тонким пластом с помощью обращенного градиент-зонда. Когда зонд располагается ниже пласта (позиции 1 и 2), формирование кривой КС происходит так же, как и для мощного пласта. Когда точка записи входит в пласт (позиция 3), вместо площадки равных сопротивлений получается наклонная площадка с возрастанием к кровле пласта из-за того, что перекрывающая пласт низкоомная среда втягивает в себя ток и, тем самым, увеличивает плотность тока в области приемных электродов. Когда точка записи выходит из пласта в перекрывающую среду (позиция 4), между питающим и приемными электродами оказывается высокоомный пласт, который экранирует приемные электроды от источника тока, плотность тока

падает, и на кривой КС формируется зона экранного минимума, которая будет продолжаться до тех пор, пока электрод А не пересечет нижний контакт пласта (позиция 5). После этого, по мере удаления электрода А от подошвы пласта, все большая часть тока будет втягиваться верхней средой и, когда электрод А пересекает кровлю пласта, на кривой КС формируется экранный максимум, расстояние которого от кровли пласта равно длине зонда.

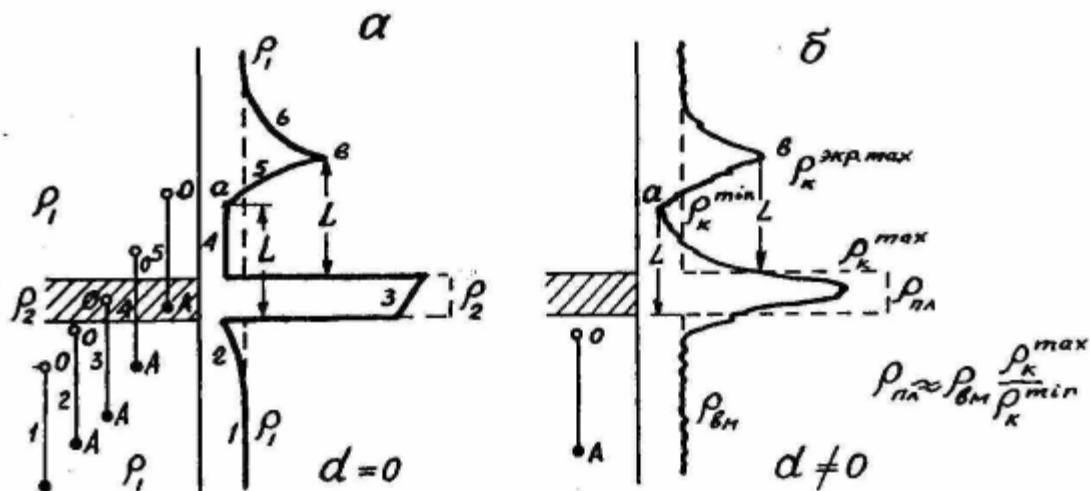


Рис. 6.4. Форма кривых КС над тонким пластом высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

При наличии влияния скважины на кривой КС не всегда сохраняется экранный минимум на подошве пласта, но, как правило, бывают хорошо выражены точки основного и экранного (точка a) максимумов и точка экранного (точка b) минимума между ними. Положение контактов пласта находят, откладывая от точек a и b размер зонда в сторону основного максимума, как это показано на рис. 6.4, б.

Величину сопротивления пласта, согласно С.Г. Комарову, можно оценить по приближенной

формуле $\rho_{пл} \approx \rho_{вм} \cdot \frac{\rho_k^{max}}{\rho_k^{min}}$. Значения всех величин, входящих в это выражение, снимаются с кривой КС (см. рис. 6.4, б).

На рис. 6.5 представлена кривая КС, записанная над тонким пластом с помощью потенциал-зонда. При приближении зонда к подошве пласта (позиция 2) плотность тока над электродом А уменьшается и увеличивается под ним, в области приемного электрода М. Соответственно увеличивается КС и достигает максимума, когда электрод А достигает подошвы пласта (точка записи при этом находится на половину длины зонда ниже). После пересечения электродом А подошвы пласта (позиция 3) вместо площадки равных сопротивлений получается наклонная площадка с уменьшением КС из-за того, что все возрастающую (по мере подъема зонда) часть тока втягивает низкоомная перекрывающая среда. При пересечении электродом А кровли пласта между ним и приемными электродами оказывается высокоомный экран - пласт, и на кривой КС формируется зона экранного минимума, продолжающаяся до тех пор, пока электрод М не пересечет подошву пласта (позиция 4). После этого в значение ρ_{mn} включаются все возрастающие участки мощности пласта с высоким сопротивлением ρ_2 (электрод N находится намного ниже электрода М и на рисунке не показан). Вклад среды с сопротивлением ρ_2 в значение ρ_{mn} достигнет максимума тогда, когда электрод М дойдет до кровли пласта (вся мощность пласта войдет в отрезок MN), при этом на кривой КС сформируется еще один максимум, отстоящий от верхней границы пласта на половину длины зонда. При пересечении кровли пласта электродом М (позиция 5) ρ_{mn} уже не меняется, влияние высокоомного пласта на плотность тока постепенно сходит на нет, и КС приближается к значению ρ_1 . Таким образом, на кривой КС для потенциал-зонда над тонким пластом высокого сопротивления вместо ожидаемого увеличения сопротивления формируется зона экранного минимума, т.е. кривая

КС кажущегося сопротивления совершенно не соответствует распределению истинных сопротивлений среды.

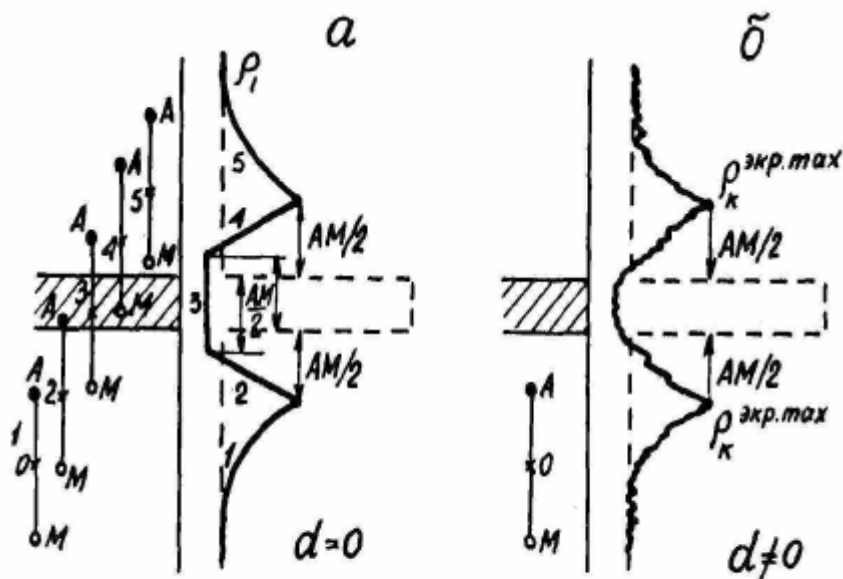


Рис. 6.5. Форма кривых КС над тонким пластом высокого сопротивления для потенциал-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Влияние скважины на кривую КС проявляется в том, что исчезает площадка равных сопротивлений в зоне экранного минимума, но обязательно сохраняются обрамляющие ее экранные максимумы. Контакты пласта можно "отбить", отложив от экранных максимумов половину длины зонда в сторону экранного минимума, как показано на рис. 6.5, б. Оценить величину истинного сопротивления пласта по кривой КС в этом случае невозможно.

Потенциал-зонды не рекомендуются для каротажа тонких пластов.

Мощные пласты низкого сопротивления. Кривые КС над пластами низкого сопротивления (НС) могут быть построены по тем же правилам, что и над пластами высокого сопротивления (ВС), нужно только помнить, что кровля пласта высокого сопротивления - это подошва пласта низкого сопротивления и наоборот. Следует иметь в виду и еще один момент: поскольку на площадках равного сопротивления $\rho^*_{кр}$ не может быть больше, чем удвоенное значение меньшего из сопротивлений двух контактирующих сред, то ширина аномалии над пластами НС бывает больше мощности пласта на длину зонда. Особенно ярко проявляется это, когда пласт имеет нулевое сопротивление, что соответствует участкам металлических труб, упущенных в скважине при бурении, или хорошо проводящим рудным интервалам. В этом случае

$$\lim_{\rho_2 \rightarrow 0} \rho^*_{кр} = \lim_{\rho_2 \rightarrow 0} 2 \frac{\rho_1 \cdot \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} = 0,$$

площадки равных сопротивлений получаются на нулевом уровне, и протяженность зоны нулевых сопротивлений на диаграмме КС получается больше мощности идеального проводника на длину зонда, что следует учитывать при интерпретации (рис. 6.6).

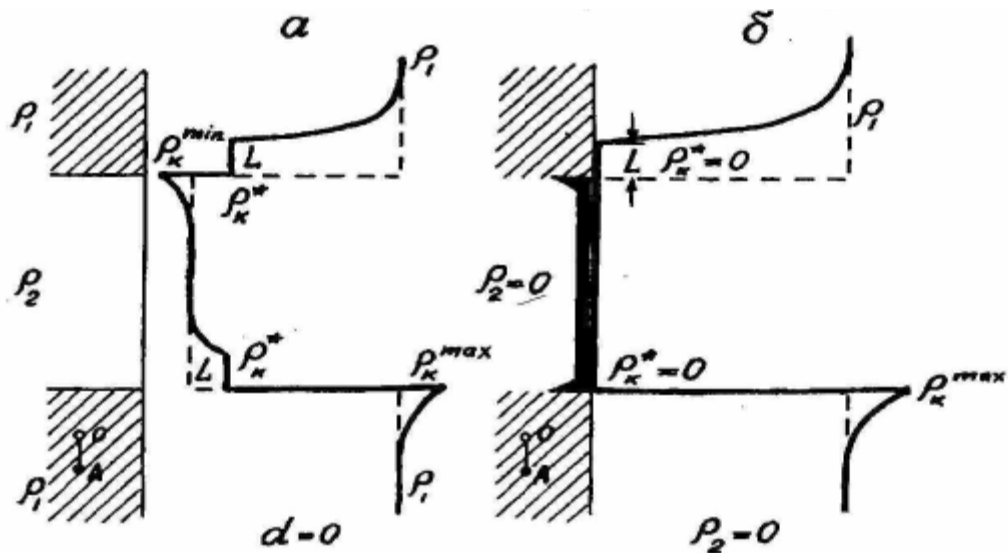


Рис. 6.6. Форма кривой КС для обращенного градиент-зонда над мощным пластом низкого сопротивления (а) и над отрезком металла (б) в скважине

Пласты средней мощности. В методе КС пласты считаются имеющими среднюю мощность при соотношении $L < h < 5L$. Теоретические кривые КС над пластами средней мощности отличаются тем, что вместо площадок равных сопротивлений, характерных для мощных пластов, на них получаются наклонные площадки из-за того, что при положении зонда у одной границы пласта на формирование кривой влияет и другая граница (рис. 6.7).

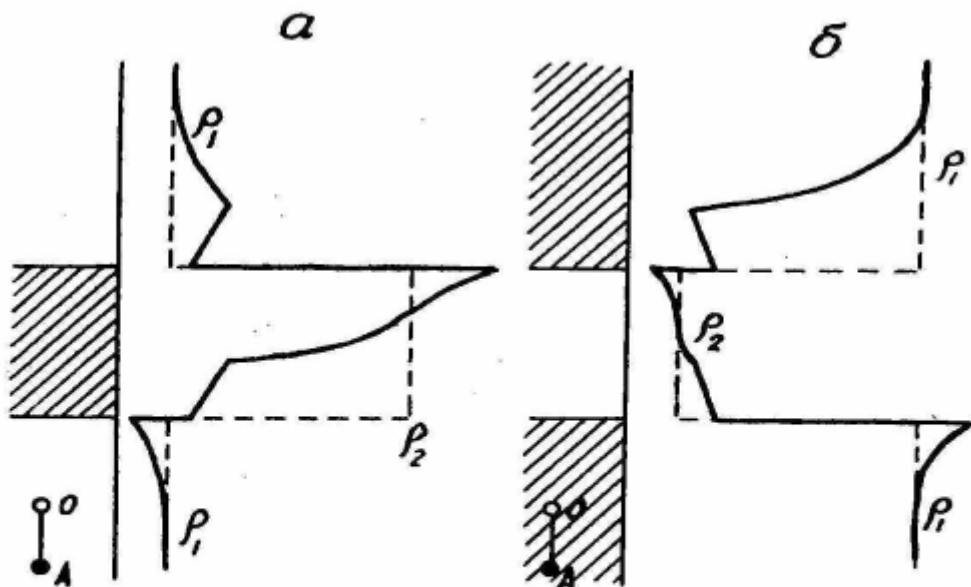


Рис. 6.7. Аномалии КС над пластами средней мощности высокого (а) и низкого (б) сопротивления

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

Пласты сложного строения. Наиболее простым случаем пласта сложного строения является пачка пропластов низкого и высокого сопротивления одинаковой мощности. Наилучшие результаты получаются при использовании градиент-зондов, длина которых больше мощности отдельного пропластка h , но меньше мощности всей пачки H - рис. 6.8. Очень нечеткие результаты дают потенциал-зонды.

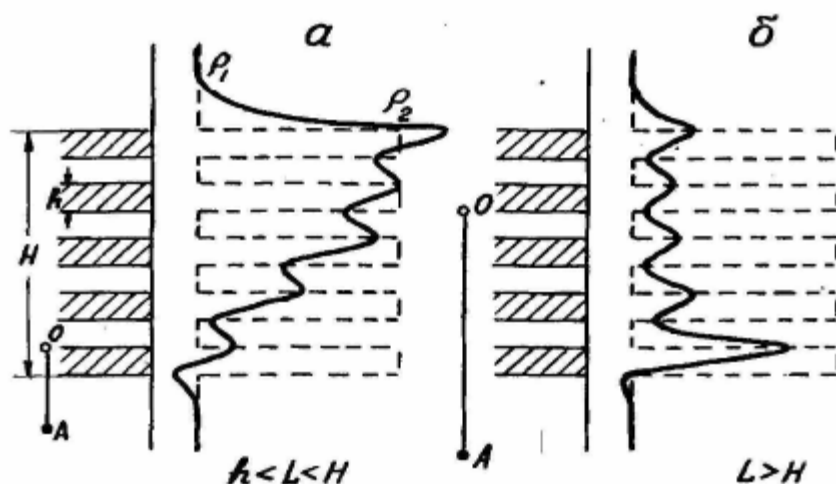


Рис. 6.8. Форма кривых КС над пачкой тонких пластов для обращенного градиент-зонда при условии $h < L < H$ (а) и $L > H$ (б)

Контрольные вопросы

1. Какие пласты считаются мощными в методе КС?
2. Пользуясь формулой 5.12, объясните поведение КС на рис. 6.2.
3. Почему на мощных пластах высокого сопротивления ширина аномалии КС меньше, чем мощность пласта?
4. Почему на мощных пластах низкого сопротивления аномалии КС шире, чем мощность пласта?
5. Почему потенциал-зонды не рекомендуются для каротажа тонких пластов высокого сопротивления?
6. Нарисуйте, какие аномалии КС получаются над нижним концом обсадной трубы на диаграммах, записанных с различными зондами.

Лекция 7

Метод резистивиметрии

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

Измерения производятся с помощью резистивиметра - такого зонда, расстояния между электродами которого настолько малы, что ток замыкается внутри бурового раствора, и стенки скважины не влияют на результаты измерений. Конфигурации электродов резистивиметра могут иметь самую различную форму. Несколько конструкций наиболее распространенных скважинных резистивиметров представлено на рис. 7.1.

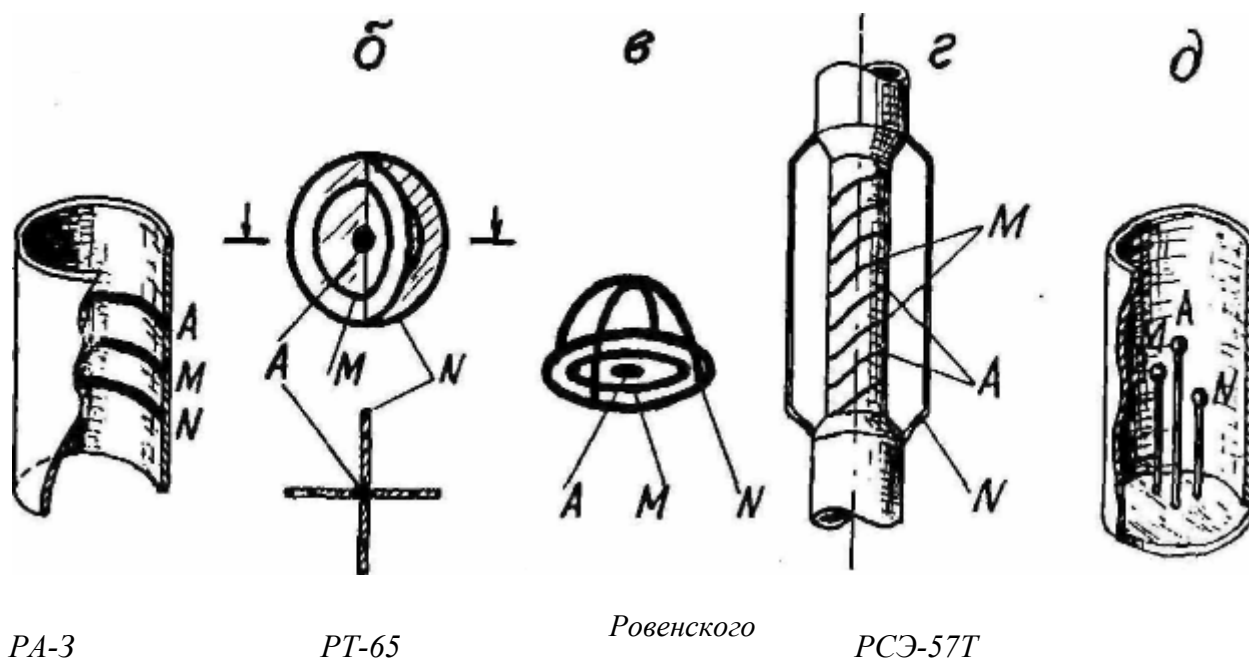


Рис. 7.1. Форма и размещение электродов в скважинных резистивиметрах различных конструкций

Существуют также индукционные резистивиметры, представляющие собой 2 катушки индуктивности - генераторную и приемную, связь между которыми осуществляется через буровой раствор.

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

Сопротивление бурового раствора вычисляют по известной формуле:

$$\rho_0 = K \frac{\Delta U}{I},$$

где K — коэффициент резистивиметра, м.

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

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

Метод боковых каротажных зондирований

Боковые каротажные зондирования (БКЗ) - это основной метод определения УЭС горных

пород в условиях буровых скважин. Большой вклад в теорию и практику БКЗ внесли отечественные геофизики -В.А. Фок, Л.М Альпин, С.Г. Комаров, РМ. Дахнов.

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

Аналогия методов БКЗ и ВЭЗ

Метод БКЗ аналогичен методу ВЭЗ в электроразведке.

В ВЭЗ изучают изменение p_k с увеличением разностей питающей установки, т.е. с увеличением глубины проникновения электрического тока.

В БКЗ также изучают изменение p_k с увеличением глубины проникновения тока - по мере увеличения длины зонда. При малых зондах $L < d$ ток замыкается в малом объеме, внутри скважины, и получаемое p_k определяется, в основном, сопротивлением бурового раствора p_0 . С увеличением длины зонда ток проникает все дальше от оси скважины, захватывая сначала зону проникновения бурового раствора с сопротивлением p' , а затем и неизменную часть пласта с сопротивлением p . Соответственно, меняются и получаемые значения p_k . Результат БКЗ представляет собой кривую зависимости $p_k = f(L)$, построенную в билигарифмическом масштабе.

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

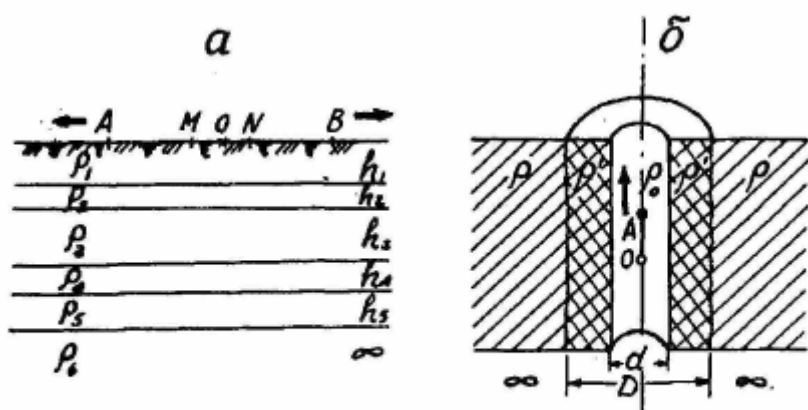


Рис. 7.2. Форма слоев различного сопротивления в случае ВЭЗ (а) и БКЗ (б)

Однако аналогия между методами БКЗ и ВЭЗ не полная, между ними имеются и отличия. Во-первых, метод ВЭЗ предназначен для горизонтально слоистых сред; границы слоев, имеющих разное электрическое сопротивление - параллельные плоскости; в БКЗ границы слоев с разным сопротивлением цилиндрические, коаксиальные (соосные), как показано на рис. 7.2, б. Во-вторых, число слоев в ВЭЗ не ограничено, а в БКЗ их количество не может быть более 3: скважина, зона проникновения бурового раствора, пласт. В-третьих, при ВЭЗ возможны самые разные соотношения между сопротивлениями слоев. Так, для трехслойного разреза возможны 4 вида сочетаний сопротивления этих слоев, соответственно которым получают 4 типа трехслойных кривых ВЭЗ (Н, К, А и Q). В БКЗ сопротивление зоны проникновения p' не может быть меньше, чем сопротивление бурового раствора p_0 . Это объясняется тем, что зоны проникновения возникают только на пластах-коллекторах -песчаниках, алевролитах, пористых известняках. Сопротивление минерального скелета этих пород всегда больше, чем сопротивление бурового раствора. По этой причине и сопротивление всей зоны проникновения, представляющей минеральный скелет, поры в котором заполнены фильтратом бурового раствора, всегда больше, чем сопротивление самого раствора: $p' > p_0$. Обратного соотношения не бывает.

Методика БКЗ

Для проведения БКЗ используют набор из 4-6 зондов одного типа, например, обращенных или последовательных градиент-зондов длина которых возрастает от $1 \llcorner$ до $1 \llcorner 0 \llcorner$ *. Каждый последующий зонд примерно вдвое длиннее предыдущего. Кроме того, в комплект зондов БКЗ включают еще 1 зонд, "перевернутый" по отношению к остальным (т.е. последовательный, если остальные обращенные, и наоборот), 1 потенциал-зонд и резистивиметр. Записывают также диаграмму ПС и кавернограмму

Сдiameter скважины).

Для повышения производительности измерений применяют так называемые комплексные приборы электрического каротажа, состоящие из многоэлектродного зонда с резистивиметром и электронного блока. Такой прибор позволяет за 1 спуско-подъемную операцию записать 3 диаграммы КС с разными зондами и ПС. Передача 3 сигналов КС по одной f той же линии связи достигается за счет применения частотной модуляции на разных несущих Частотах (7,8; 14,0; 25,7 кГц); сигнал ПС передается постоянным током.

При построении кривых БКЗ используют средние значения p_k , которые считывают с диаграмм КС, как это показано на рис. 7.7.

Типы кривых БКЗ

Полученные кривые БКЗ $p_k^{cp}=f(L)$ бывают двуслойные и

Впервые задача о зависимости КС от длины зонда была решена советскими геофизиками: для двуслойной среды В.А. Фоком, а для трехслойной, несколько позднее, Л.М. Альпиным

Двуслойные кривые БКЗ получаются на породах, не обладающих проницаемостью, например, на глинах, плотных известняках или магматических породах. Двуслойные кривые БКЗ бывают 2-х типов. Первый тип соответствует случаю, когда сопротивление горных пород выше чем сопротивление бурового раствора ($p > p_0$)- Теоретические кривые этого типа собраны на палетке БКЗ-1а (рис. 7.3). Эти кривые имеют 2 асимптоты: левую, на которую кривые выходят при $p=\infty$, она общая для всех кривых, и правую $p_k = p_{nl}$, индивидуальную для каждой кривой. Кривые БКЗ достигают своей правой асимптоты при $L=\infty$, подходя к ней сверху. Точки пересечения теоретических кривых БКЗ с их правыми асимптотами на палетке соединены жирной пунктирной линией (линия А). Левая асимптота отсекает на горизонтальной оси отрезок, равный $\frac{1}{2} \lg 8$, и направлена под углом $63^\circ 26'$ к горизонтали.

Двуслойные кривые второго типа получаются тогда, когда сопротивление горных пород ниже, чем сопротивление бурового раствора ($p < p_0$), теоретические кривые этого типа собраны на палетке БКЗ-1б (рис. 7.4).

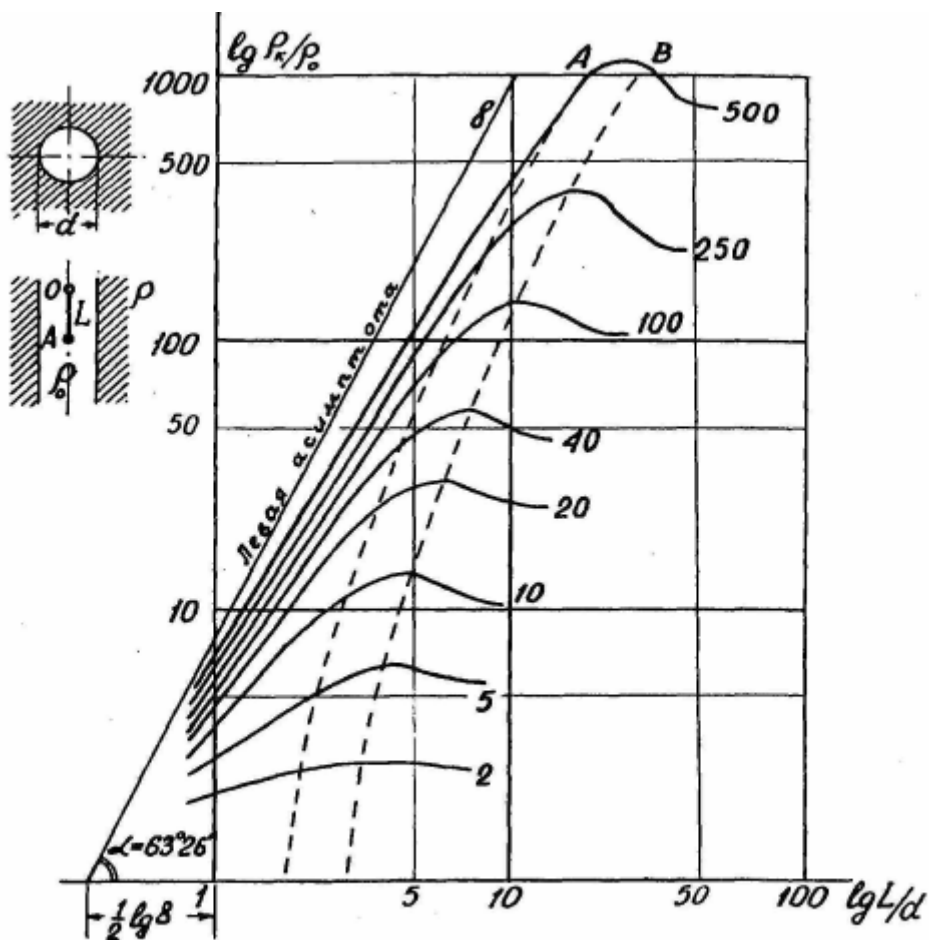


Рис. 7.3. Двуслойная палетка БКЗ-1а. Шифр кривых ρ/ρ_0

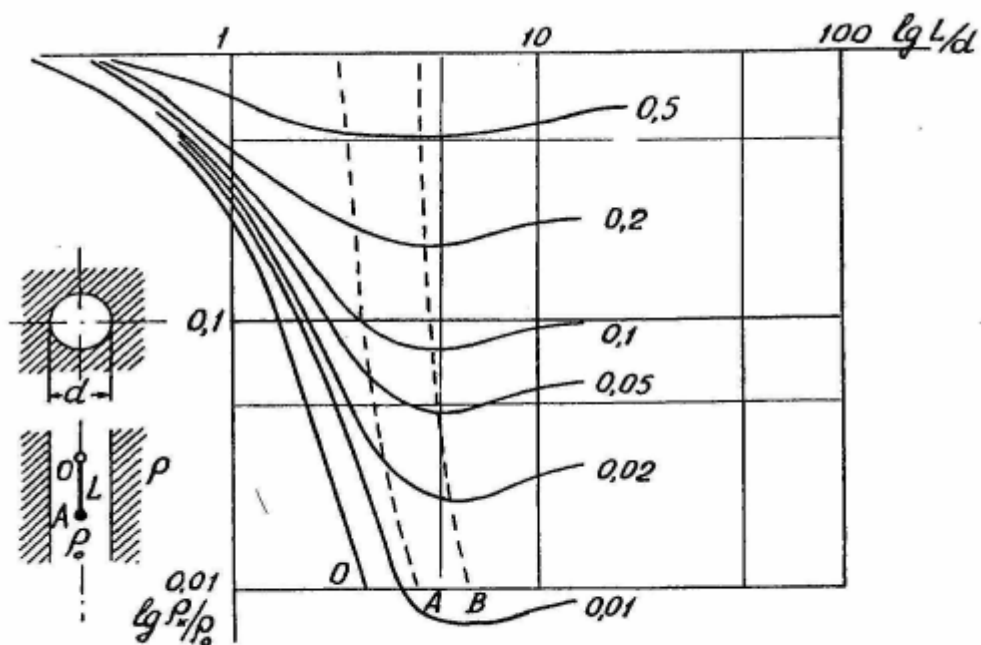


Рис. 7.4. Двуслойная палетка БКЗ-1б. Шифр кривых ρ/ρ_0

Трехслойные кривые БКЗ получаются на пористых и проницаемых породах, на которых между буровым раствором и самой породой образуется промежуточный слой - зона проникновения бурового раствора с сопротивлением ρ' . Глинистую корочку, образующуюся на этих породах, можно не

рассматривать как отдельный слой потому, что, во-первых, ее сопротивление близко к сопротивлению бурового раствора, а во-вторых, ее толщина очень невелика - 1-2 см.

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

В случае если сопротивление бурового раствора выше, чем сопротивление пластовых вод ($p_0 > p_*$), а это наиболее частый случай при разведке нефтяных и газовых месторождений, т.к. пластовые воды на них обычно сильно минерализованы из-за своей повышенной температуры, имеет место так называемое **"повышающее"** проникновение бурового раствора: $p_0 < p' > p$. Такие трехслойные кривые называются **"приподнятыми"** - у них средняя часть приподнята по сравнению с левой и правой ветвью (рис. 7.5).

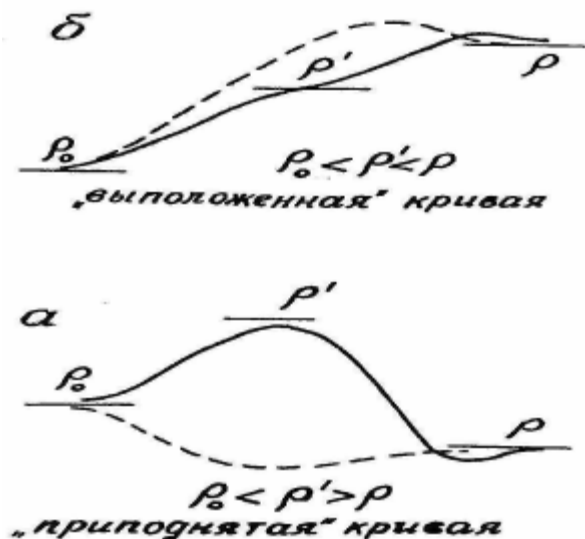


Рис. 7.5. Трехслойные кривые БКЗ и их сравнение с двухслойными (пунктир)

В случае если сопротивление бурового раствора меньше, чем сопротивление пластовых вод ($p_0 < p_*$), имеет место **"понижающее"** проникновение бурового раствора: $p_0 < p' < p$, т.к. сопротивление в зоне проникновения становится ниже, чем было до вытеснения пластового флюида фильтратом бурового раствора. Такие кривые БКЗ называются **"выположенными"**. Конфигурация такой кривой в сравнении с двухслойной кривой БКЗ представлена на рис. 7.5.

На основании теоретических расчетов Л.М. Альпиным составлен альбом трехслойных кривых БКЗ. Каждый лист альбома имеет шифр в виде дроби, числитель которой означает отношение диаметра зоны проникновения к диаметру скважины D/d , а знаменатель - отношение сопротивления зоны проникновения к сопротивлению бурового раствора p'/p_0 . На одном листе находятся и приподнятые, выположенные кривые. Каждая кривая имеет модуль, равный отношению $\mu = p/p_0$. Для примера на рис. 7.6 приведен лист палетки Альпина БКЗ 4/10. Все палетки БКЗ построены в билогарифмическом масштабе; по оси ординат откладывается отношение p_k/p_0 , по оси абсцисс - отношение L/d .

Интерпретация кривых БКЗ

Интерпретация БКЗ основана на сопоставлении практических и теоретических кривых. Построение тех и других в билогарифмическом масштабе обеспечивает возможность их совмещения, для чего практическую кривую строят на кальке. После совмещения прочитывают модуль μ соответствующей теоретической кривой $\mu = p/p_0$, при этом положение "креста" палетки, т.е. точки с координатами $p_k/p_0=1$, $L/d=1$ на бланке кривой определяет параметры первого слоя, т.е. p_0 и d для двухслойного разреза. Сопротивление пласта вычисляют по найденному модулю p ; $p = \mu p_0$.

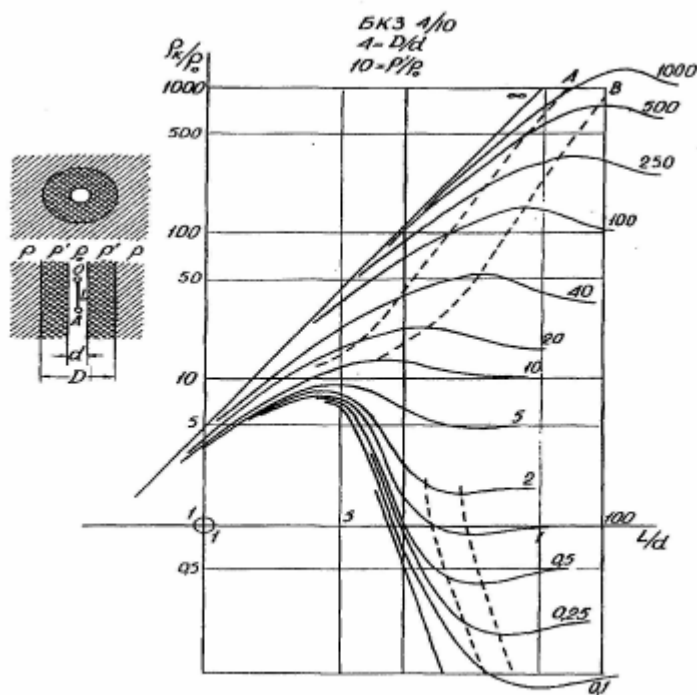


Рис. 7.6. Трехслойная палетка Альпина. Лист БКЗ 4/10. Шифр кривых ρ/ρ_0

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

Для перехода от параметров скважины и зоны проникновения к параметрам фиктивного слоя рассчитана дополнительная палетка ЭК-1. Эта палетка для удобства использования вынесена на один лист с палетками БКЗ-1а и БКЗ-26. Такие палетки называются *сводными* и имеют обозначение БКЗ-1с и БКЗ-2с.

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

Кривые зондирования

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

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

Это влияние проявляется наиболее сильно, когда длина зонда становится соизмеримой с мощностью пласта. Кривые $\rho_k=f(L)$, полученные для пластов ограниченной мощности, отличаются по своему внешнему виду от кривых БКЗ и называются *кривыми зондирования* - КЗ. Наибольшие расхождения между кривыми БКЗ и КЗ наблюдаются в области $h < L < 2h$. Здесь на кривых КЗ формируется минимум из-за растекания тока во вмещающие пласт породы (рис. 3.3). Интерпретировать кривые зондирования по палеткам БКЗ нельзя, но разработаны приемы и рассчитаны специальные палетки, позволяющие перестроить КЗ в кривые БКЗ, чтобы проинтерпретировать их по обычной методике.

На этих палетках нанесены линии точек отхода кривой СКЗ (кривой зондирования, построенной по средним значениям КС) от теоретической кривой БКЗ и линии точек пересечения кривой МКЗ (кривой зондирования, построенной по максимальным значениям КС) с той же теоретической кривой БКЗ. Отсчет средних и максимальных значений ρ_k по кривой КС показан на рис. 7.7. При наложении кривых зондирования на палетку ТП-1 крест палетки совмещают с точкой учета мощности ТУМ,

имеющей координаты $L = h$ и $p_k = p_{вм}$. Теоретическая кривая от начала до точки отхода ТО идет по кривой СКЗ, от ТО и до точки пересечения ТП - между кривыми СКЗ и МКЗ и после точки ТП уходит выше кривой МКЗ, как это показано на рис. 7.8.

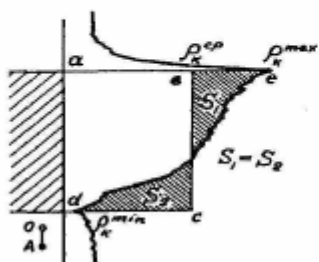


Рис. 7.7. Отсчет среднего и максимального значения КС

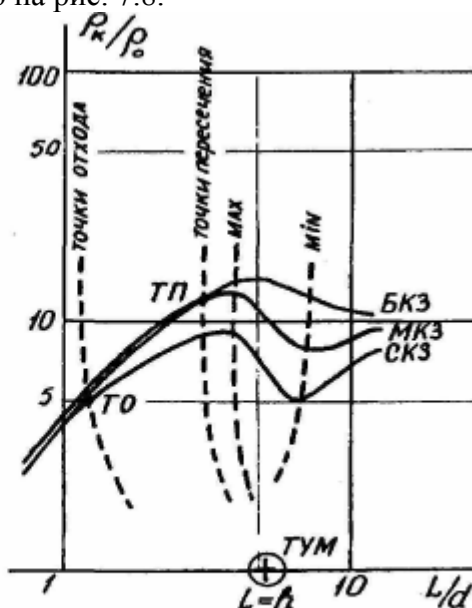


Рис. 7.8. Максимальная (МКЗ) и средняя кривая зондирования (СКЗ), наложенные на палетку ТП-1

Стандартные зонды КС

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

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

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

Так, например, для нефтяных месторождений Западной Сибири в качестве стандартного принят зонд В0,5А2,0М; для карбонатных отложений Волго-Уральской нефтяной провинции — М4,0А0,5В; для медно-колчеданных месторождений Урала - метровые и полуметровые градиент-зонды.

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

Контрольные вопросы

1. Что является объектом изучения в методе резистивиметрии?
2. Как определяют коэффициент скважинного резистивиметра?
3. В чем заключается сущность метода БКЗ?
4. Назовите 3 основных различия между БКЗ и ВЭС.
5. Сколько существует типов кривых БКЗ на двуслойном и трехслойном разрезе?
6. В каких случаях наблюдается повышающее и в каких понижающее проникновение бурового раствора в пласты-коллекторы?
7. Какие асимптоты имеют двуслойные кривые БКЗ?
8. Что означает шифр листов трехслойных палеток БКЗ Альпина? Например, БКЗ - 8/20?
9. Можно ли интерпретировать трехслойные кривые БКЗ по двуслойным палеткам?
10. Чем отличаются кривые зондирования от кривых БКЗ?
11. Каким требованиям должен удовлетворять стандартный зонд КС?

Лекция 8

Метод микрозондов (микрокаротаж)

Этот метод предназначен для выделения коллекторов в разрезах скважин, изучения их строения и определения сопротивления зоны проникновения бурового раствора p' . За границей этот метод известен под фирменными названиями Microlog и Minilog.

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

Конструкция микрозонда показана на рис. 8.1, а, а упрощенная схема измерений с ним - на рис. 8.1, б.

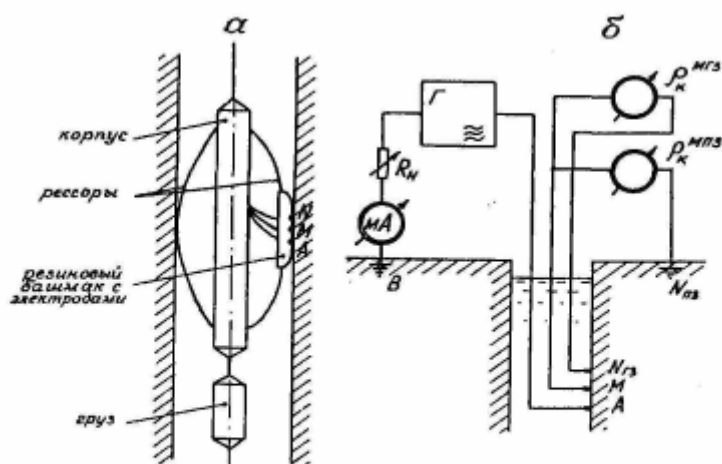


Рис. 8.1. Конструкция микрозонда (а) и упрощенная схема одновременной записи диаграмм КС микропотенциал- и микроградиент-зондов (б)

Как известно, потенциал- и градиент-зонды обладают различной дальностью исследования: у потенциал-зонда она в 2-5 раза больше, чем у градиент-зонда такой же длины. По этой причине на пластах-коллекторах показания микроградиент-зонда близки к сопротивлению глинистой корочки $p^{мпз}_к \rightarrow p_{гк}$, а показания микропотенциал-зонда определяются, в основном, сопротивлением полностью промытых пород ($p_{пн}$) или P' . Поскольку $p_{гк} < p'$, на пластах-коллекторах отмечается положительное приращение:

$$\Delta p_k = \rho_k^{мпз} - \rho_k^{мгз} > 0. \quad (8.1)$$

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

$$\rho_k^{мпз} \approx \rho_k^{мгз}. \quad (8.1)$$

На карбонатных, плотных породах также нет зоны проникновения, и оба зонда, казалось бы, должны давать одинаковые (но более высокие, чем на глинах и песчаниках) показания. Однако из-за большой разницы в УЭС карбонатных пород и бурового раствора малейшие трещинки на стенках скважины, оказавшиеся между электродами, сильно снижают КС между ними. По этой причине обе кривые получаются сильно изрезанными с незакономерными взаимными пересечениями. Примерный вид диаграмм микрозондов на схематизированном геологическом разрезе, включающем в себя глины, песчаники и известняки, показан на рис. 8.2.

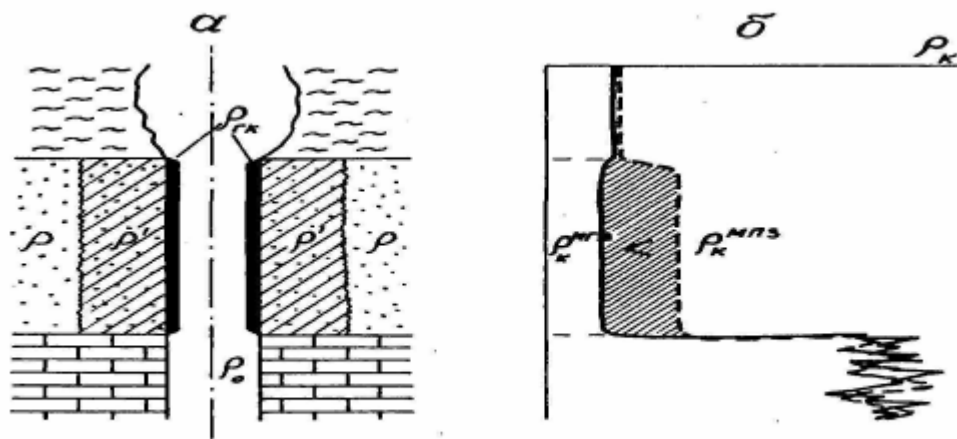


Рис. 8.2. Схематизированный геологический разрез (а) и диаграммы микрозондов (б) над ним

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

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

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

Результаты измерений с микрозондами позволяют определить величину сопротивления полностью промытых пород $\rho_{пп}$. Для этой цели рассчитана специальная номограмма, представленная на рис. 8.3.

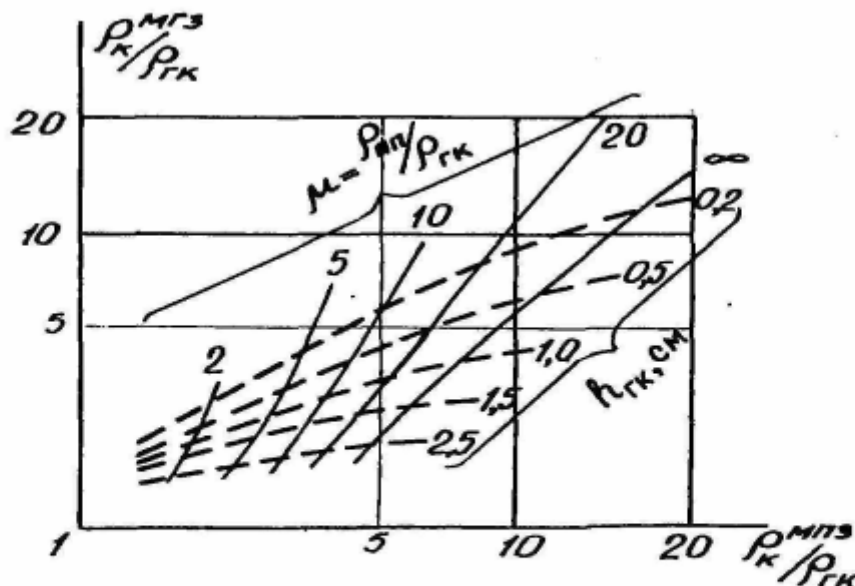


Рис. 8.3. Палетка для определения сопротивления полностью промытых пород ($\rho_{пп}$) и толщины глинистой корки ($h_{гк}$) по результатам измерений с микрозондами

Сопротивление глинистой корки $\rho_{гк}$, которое нужно знать, чтобы воспользоваться этой номограммой, определяют по другой номограмме (здесь не приведена), отражающей зависимость $\rho_{гк}$

$$\approx f(p_o, t^\circ).$$

Метод бокового каротажа

Метод бокового каротажа (БК) направлен на устранение основного недостатка классического метода КС, заключающегося во влиянии скважины, точнее, заполняющего ее бурового раствора, на измеренное p_k .

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

Наиболее ценные результаты этот метод дает при каротаже тонких пластов ($h < l, 2vi$) при большой разнице в сопротивлениях между пластами, вмещающими породами и буровым раствором ($p_{пл} / p_0 > 100$ и $p_{BM} / P_0 > 10$), т.е. именно в тех случаях, когда обычные зонды дают очень плохие результаты из-за экранирования тока тонкими высокоомными пластами и из-за сильного влияния скважины и вмещающих пород.

БК применяется в нескольких вариантах: с трехэлектродными, семи-электродными и многоэлектродными зондами.

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

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

Рассмотрим работу трехэлектродного и семиэлектродного зондов БК (рис. 8.4, а и б).

В трехэлектродном варианте используется зонд с линейными электродами. Центральный электрод A_0 имеет длину 0,15 м, экранные A_1 и A_2 - 1,5 м. Все 3 электрода соединяются между собой практически накоротко, что обеспечивает равенство их потенциалов и направляет ток центрального электрода в стенки скважины (заштрихованная зона на рис. 8.4, а). Ток, вырабатываемый генератором Г, поддерживается постоянным. В процессе каротажа измеряется разность потенциалов между одним из токовых электродов и удаленным от зонда электродом N:

$$p_\Sigma = K \frac{\Delta U}{I}, \quad (8.3)$$

и т.к. $I = const$, p_Σ пропорционально зарегистрированной разности потенциалов ΔU . Недостаток трехэлектродного варианта БК - в плохой разрешающей способности по мощности пластов. Поскольку центральный электрод линейный, аппаратура не дает возможности определения мощности пластов меньшей, чем длина центрального электрода. p_Σ будет повышенным все время, пока A_0 проходит мимо пласта.

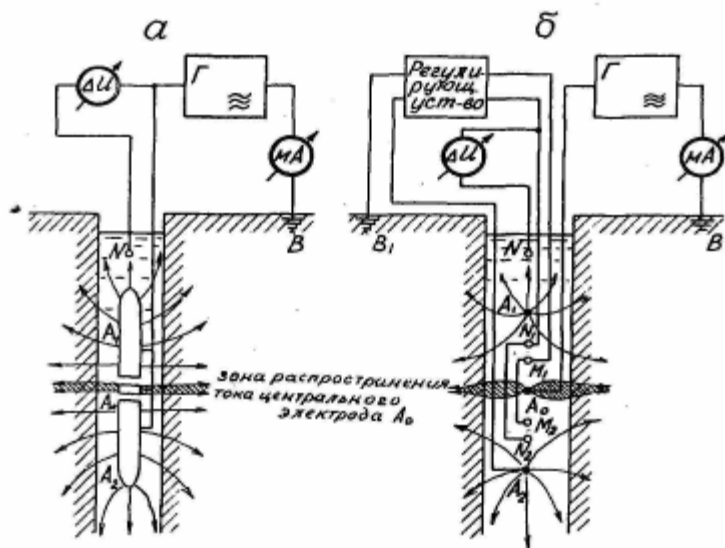


Рис. 8.4. Схемы бокового каротажа с трехэлектродным (а) и семизлектродным (б) зондами

Этого недостатка лишен семизлектродный вариант, в котором используются точечные электроды. Кроме центрального A_0 и экранных электродов A_1 и A_2 зонд содержит еще 2 пары измерительных электродов, попарно соединенных друг с другом и расположенных между токовыми.

Эти электроды называются *следящими*. Разность потенциалов со следящих электродов подается на вход автоматического регулирующего устройства, к выходу которого подключены экранные электроды A_1 и A_2 и поверхностный электрод В. Регулирующее устройство работает таким образом, чтобы напряжение на его входе поддерживалось равным нулю. Это условие выполняется при равенстве потенциалов электродов A_0 , A_1 , A_2 , благодаря чему ток центрального электрода направляется в стенки скважины и не растекается по ее стволу. В ходе каротажа измеряется разность потенциалов между одним из следящих электродов и удаленным электродом N, p_z вычисляется по той же формуле (8.3).

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

Чтобы проиллюстрировать определение границ пластов по диаграммам p_z , на рис. 8.5 приведены диаграммы семизлектродного БК и обычных зондов КС - малого потенциал-зонда и большого градиент-зонда из монографии Р. Дебранда, 1972.

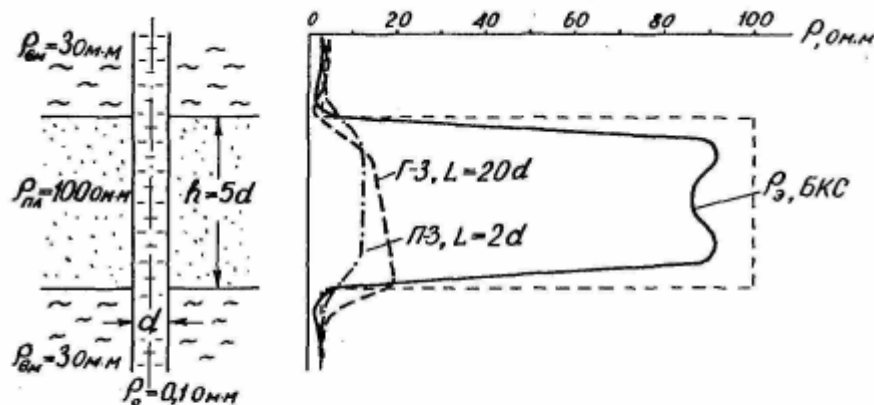


Рис. 8.5. Диаграмма бокового каротажа над тонким пластом высокого сопротивления (по Р. Дебранду, 1972)

Сравнение этих диаграмм показывает: диаграмма БК более отчетливо выделяет тонкие пласты

высокого сопротивления и дает значения p_z , гораздо более близкие к $p_{пл}$, чем КС потенциал- и градиент-зондов. Аномалия на кривой БК симметрична относительно середины пласта при равенстве сопротивлений подстилающих и перекрывающих пород. В случае неравенства этих сопротивлений максимум на кривой p_z смещается в сторону более высокого сопротивления. Границы пластов определяются по точкам резкого возрастания p_z .

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

Для тонких пластов влияние ограниченной мощности пласта тем сильнее, чем ближе сопротивление вмещающих пород ($R_{вм}$) к сопротивлению бурового раствора (p_0).

На рис. 8.6 приведена номограмма (по М.Г. Латышевой, 1966) для определения сопротивления пласта по измеренному эффективному

сопротивлению. Она рассчитана для $d = const$ и $R_{вм}/p_0 = 5$. В нижней части номограммы приведена дополнительная палетка для перехода от расчетного отношения $R_{вм}/p_0$ к реальному. Входными величинами для $R_{вм}/p_0$ этой номограммы являются параметры p_z и $p_{вм}$, снятые с диаграммы БК. По координатам p_z/p_0 и $R_{вм}/p_0$ строят точку на нижней части номограммы, палеточную кривую, проходящую через эту точку, продолжают до горизонтальной линии, проходящей через точку $R_{пл}/p_0 = 1$ и восстанавливают перпендикуляр до кривой с нужным отношением h/d , на верхней части номограммы. Ордината точки пересечения перпендикуляра с этой кривой определяет искомое отношение $R_{пл}/p_0$.

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

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

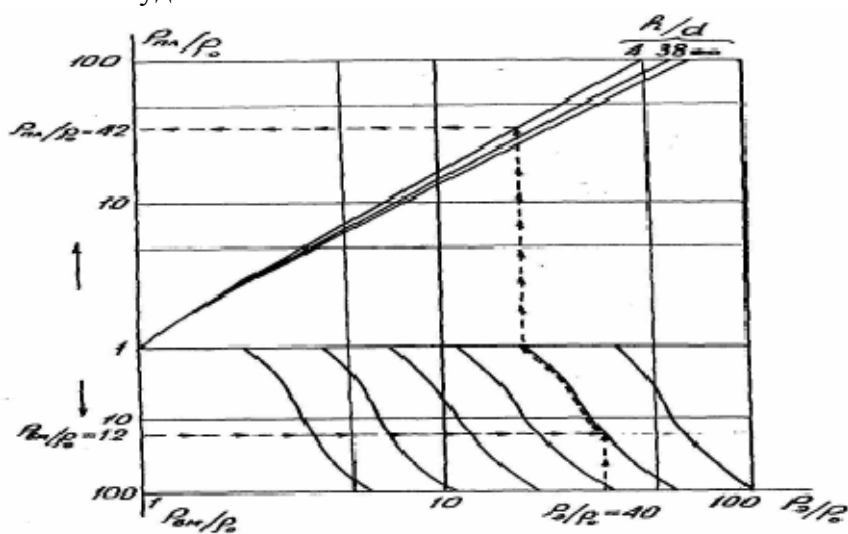


Рис. 8.6. Номограмма для определения удельного сопротивления пласта по данным бокового каротажа

Микробоковой каротаж

Метод микрозондов не позволяет точно определить сопротивление промытых пород в скважинах, пробуренных на высокоминерализованном буровом растворе или тогда, когда толщина глинистой корки превышает 1,5 см.

Для таких случаев предложен микробоковой каротаж (МБК или БМК).

На рис. 8.7 представлена система электродов и распределение токовых линий одной из разновидностей зондов МБК. На башмаке из нефтестойкой резины установлен центральный точечный электрод Ао и кольцевой экранный электрод Аь между ними располагаются два следящих электрода

M_1 и M_2 , также имеющие форму колец. Как видно на чертеже продольного разреза через башмак, расположение электродов и распределение токовых линий аналогично семиэлектродному зонду БК, но в миниатюре (диаметр электрода A) равен 9 см).

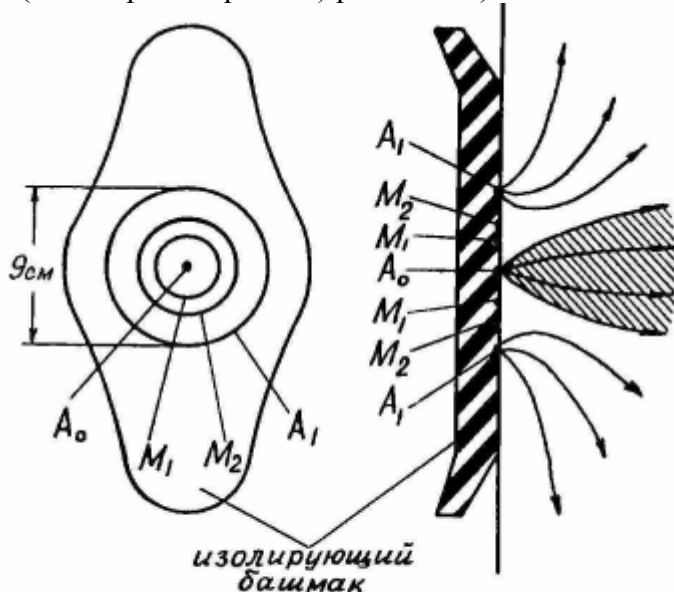


Рис. 8.7. Система электродов и распределение токовых линий зонда микробокового каротажа

Форма башмака и электродов зонда может быть и другой.

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

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

Коэффициент зонда МБК определяют опытным путем.

По результатам измерений определяют сопротивление полностью промытых пород ρ_{nn} . Пример номограммы для определения этого параметра представлен на рис. 8.8. Толщину глинистой корки определяют по данным каверномера, который входит в состав аппаратуры МБК - один из центрирующих рычагов скважинного прибора управляет реостатным преобразователем, сопротивление которого изменяется в зависимости от диаметра скважины.

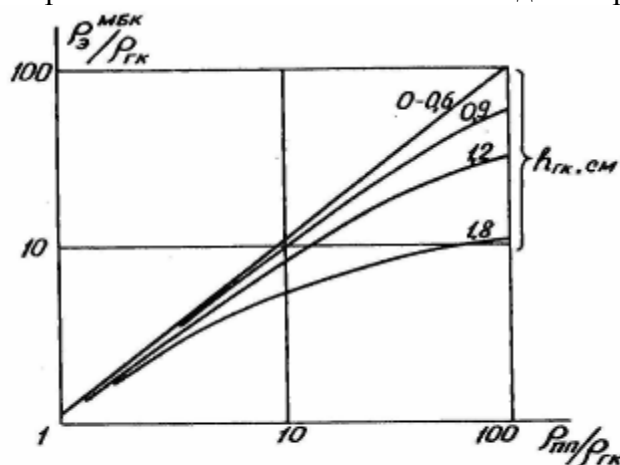


Рис. 8.8. Номограмма для определения сопротивления промытых пород (ρ_{nn}) по результатам микробокового каротажа. Шифр кривых - толщина глинистой корочки, см

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначен метод микрозондов?
2. Укажите признаки коллекторов, глин и плотных карбонатных пород на диаграммах микрозондов (МЗ).
3. Какие количественные данные могут быть получены при интерпретации диаграмм МЗ?
4. Для чего предназначен метод бокового каротажа?
5. В чем заключается основной недостаток каротажа КС с обычными зондами?
6. Сформулируйте область применения БК.
7. Как определяют контакты пластов по диаграммам БК?
8. Как оценивают сопротивление пласта по диаграммам БК?
9. Для чего нужен микробоковой каротаж?

Лекция 9

Индукционный каротаж

Физические основы метода

Индукционный каротаж (ИК) первоначально был предназначен для электрических исследований в сухих скважинах или скважинах,

бурящихся на непроводящих (нефтяных) растворах. Может применяться в случае обсадки скважин асбоцементными или пластмассовыми трубами. Особенно хорошие результаты дает при изучении пластов низкого сопротивления (от 0 до 50 Ом/м).

Прибор индукционного каротажа (рис. 9.1) содержит генераторную КГ и приемную КП катушки, размещенные в корпусе из прочного диэлектрика. Расстояние L между ними называется *длиной зонда*. Через генераторную катушку пропускается переменный ток генератора с частотой 10-200 кГц. Переменное магнитное поле этого тока индуцирует вихревые токи в породах, окружающих скважинный снаряд. Магнитное поле вихревых токов, в свою очередь, индуцирует в приемной катушке ЭДС, которая поступает на усилитель. Если ток генератора имеет постоянную частоту и силу и $L = \text{const}$, то ЭДС в приемной катушке прямо пропорциональна взаимной индукции катушек, т.е. в итоге электропроводности среды σ :

$$e = c \cdot \sigma \quad (9.1)$$

и, следовательно, обратно пропорциональна электрическому сопротивлению ρ , измеряется

$$\frac{\text{Сим}}{\text{м}} = \frac{1}{\text{Ом} \cdot \text{м}}; c -$$

постоянная, зависящая от конструкции зонда.

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

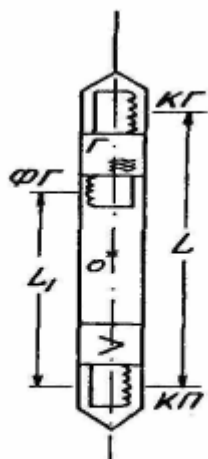


Рис. 9.1. Конструкция скважинного прибора индукционного каротажа

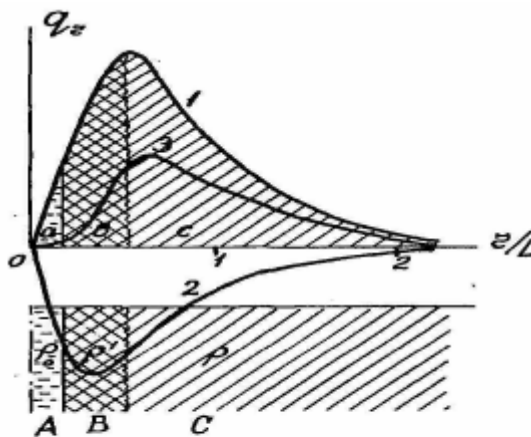


Рис. 9.2. Радиальный геометрический фактор зондов индукционного каротажа: двухкатушечного (1) и трехкатушечного (3)

Исследовательские характеристики зондов ИК

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

На рис. 9.2 представлен график радиального геометрического фактора q_r двухкатушечного зонда. Этот график показывает относительное влияние на полный сигнал элементарных цилиндрических слоев различного радиуса. Из графика видно, что при равном сопротивлении наибольшее влияние имеют слои, находящиеся на расстоянии $r \approx 0,5L$, наименьшее - в

бесконечности ($r \gg L$) и вблизи снаряда ($r \ll L$). При различной электропроводности вклад каждого слоя в общий сигнал пропорционален произведению его геометрического фактора на электропроводность. Так, например, если на рис. 9.2 среда А - буровой раствор скважины, В - зона проникновения и С - неизменная часть пласта, то суммарный геометрический фактор каждой из этих сред будет соответствовать площадям a , b или c на радиальной характеристике.

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

На рис. 9.3 представлен график вертикального геометрического фактора q_z , который характеризует относительное влияние на сигнал элементарных горизонтальных слоев, против которых располагается прибор. При равном сопротивлении наибольший вклад в общий сигнал дают слои, расположенные напротив середины снаряда, с удалением слоев от центра снаряда их влияние быстро убывает.

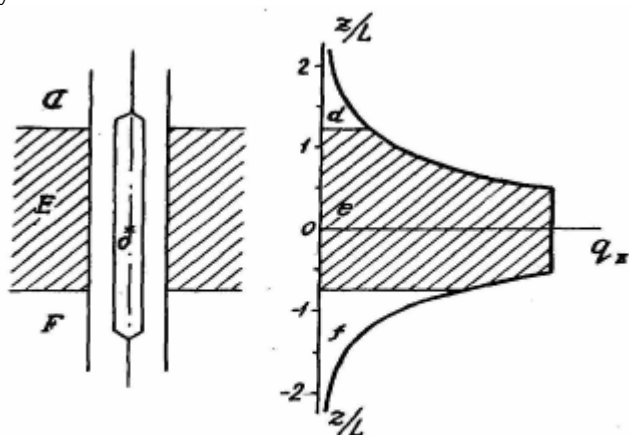


Рис. 9.3. Вертикальный геометрический фактор зонда ИК

Как показывает рис. 9.3, слой конечной мощности D между бесконечными E и F будет иметь суммарный геометрический фактор q_z , соответствующий площади d , а слои E и F - соответствующие площадям e и на графике вертикальной характеристики. График вертикального геометрического фактора является основой для оценки влияния вмещающих пород.

Для уменьшения влияния скважины и зоны проникновения на суммарный сигнал ИК в зонд вводят дополнительные генераторные катушки, называемые *фокусирующими*. Фокусирующие катушки ФГ (см. рис. 9.1) включают навстречу основной и поэтому сигнал, который наводится ими в приемной катушке КП, вычитается из сигнала основной генераторной катушки КГ. Так, на рис. 9.2 кривая 2 характеризует радиальный геометрический фактор дополнительного зонда, образованного основной приемной катушкой и ФГ. Поскольку длина этого зонда L меньше, чем длина основного, то и максимум на кривой q_r смещен ближе к оси скважины. График суммарного сигнала, создаваемого в КП обеими генераторными катушками, представлен на рис. 9.2 кривой 3. Как видно по этой кривой, влияние скважины (площадка a) почти полностью исключается, а влияние зоны проникновения (площадка b) значительно уменьшается. Для полного исключения влияния зоны проникновения вводят не одну, а несколько дополнительных катушек, с их помощью удастся скомпенсировать влияние цилиндрической зоны, расположенной в радиусе от 0 до 50-100 см. Основное влияние на измеряемый сигнал в многокатушечном зонде оказывает зона радиусом от 0,5-1,0 до 1,5 м.

На рис. 9.4 представлены графики радиальных геометрических факторов нескольких много- катушечных зондов индукционного каротажа.

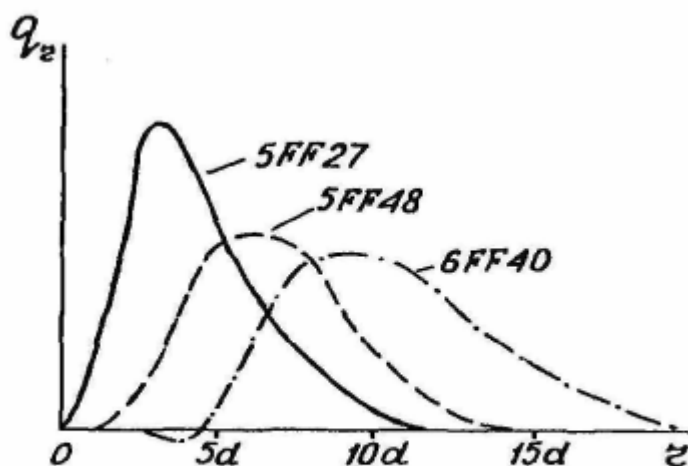


Рис. 9.4. Графики радиального геометрического фактора нескольких многокатушечных зондов ИК

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

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

Кривая индукционного каротажа против таких пластов должна доходить до нулевой линии ($\sigma=0$; $\rho=\infty$). Поправка на влияние скважины может быть введена непосредственно на диаграмме путем соответствующего смещения нулевой линии.

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

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

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

Интерпретация результатов

Рассмотрим порядок решения основных вопросов интерпретации диаграмм индукционного каротажа.

Определение контактов и мощностей пластов

Как показывают теоретические расчеты, кривые индукционного каротажа имеют простую симметричную форму без заметных искажений на границах пластов. Для определения мощностей пластов применяется правило полумаксимума амплитуды аномалии (рис. 9.5). Мощность, найденная по этому правилу, обозначается I_ϕ (фиктивная). При больших мощностях пластов ($\gamma > 2L$) k_ϕ совпадает с истинной мощностью, для маломощных пластов I_ϕ отличается от истинной мощности тем больше, чем меньше мощность пласта и чем больше отношение сопротивления пласта к сопротивлению вмещающих пород. Для маломощных пластов истинная мощность по I_ϕ может быть найдена с помощью палетки (рис. 9.6).

Определение сопротивления пластов

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

По кажущемуся сопротивлению, снятому с диаграмм индукционного каротажа, в случае отсутствия глубокого проникновения бурового раствора, можно определить истинное сопротивление пласта по номограммам (рис. 9.7). Эти номограммы рассчитаны для диаметра скважины, равного 0, и для одинаковых сопротивлений подстилающих и

покрывающих отложений. Шифр кривых - отношение $R_{пл}/R_{вм}$

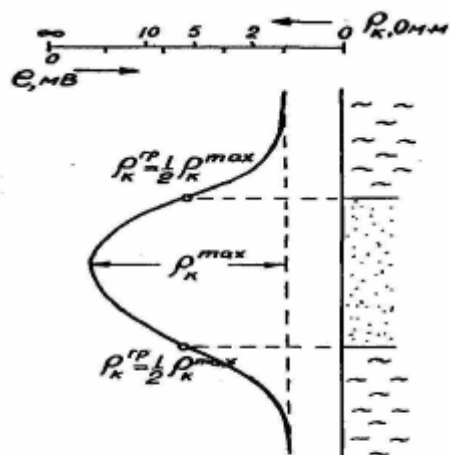


Рис. 9.5. Определение границ пласта по диаграмме индукционного каротажа

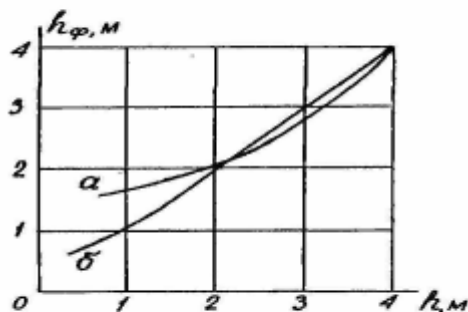


Рис. 9.6. Палетка для определения мощности тонких пластов по h_{ϕ} -мощности, найденной по правилу полумаксимумы аномалии ИК

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

Недостаток ИК, связанный с ограниченной областью применения ($\rho = 0 - 500 \text{ Ом}$), вызывает необходимость комплексирования ИК с другими методами, например, БК.

Существует комплексная аппаратура для одновременной регистрации диаграмм ИК и БК.

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

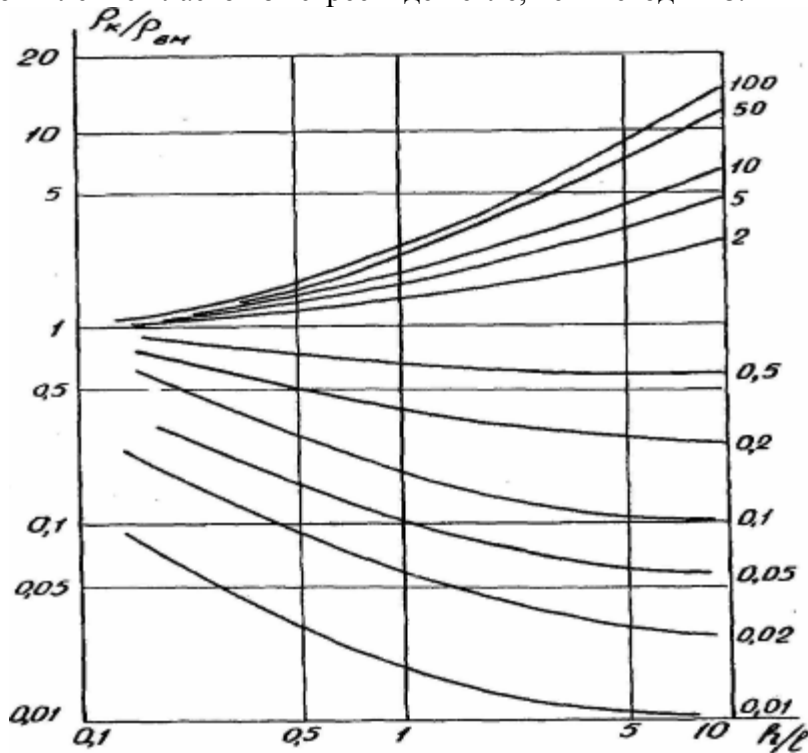


Рис. 9.7. Номограмма для определения сопротивления пласта по данным индукционного каротажа. Шифр кривых $R_{пл}/R_{вм}$

Метод ВИКИЗ

ВИКИЗ расшифровывается как "высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование". Метод разработан в Институте геологии и геофизики Сибирского отделения РАН.

По своей сути ВИКИЗ является вариантом боковых каротажных зондирований (БКЗ) в индукционном исполнении.

В методе используется принцип частотно-геометрического зондирования, в котором увеличение глубины исследований достигается, во-первых, за счет уменьшения частоты электромагнитного поля и, во-вторых, за счет увеличения длины зонда.

Применяемые частоты - от 800 кГц до 20 МГц. Длины зондов: 0,5; 0,7; 1,0; 1,4; 2,0 м.

Изопараметричность толкуется авторами метода как постоянство отношения длины зонда к толщине скин-слоя в однородной и изотропной среде. Напомним, что на глубине скин-слоя происходит уменьшение интенсивности электромагнитного поля в e раз.

Вертикальные и радиальные характеристики зондов ВИКИЗ оптимизированы для геолого-технических условий нефтяных и газовых скважин Западной Сибири.

5 зондов различной длины, работающих каждый на своей частоте, поочередно подключаются к измерительной линии. Измеряемая величина в виде цифрового кода передается на поверхность.

Малые зонды дают p_k , близкое к p' , большие - к p пласта.

Снаряд имеет специальный электрод для записи диаграммы ПС.

Разработаны программы для компьютерной обработки данных ВИКИЗ.

Сопоставление результатов ВИКИЗ и БКЗ показывает, что по величине сопротивления пласта оба метода дают очень близкие показания, а вот по величине p' и D имеются большие расхождения. При этом ВИКИЗ позволяет более детально изучить строение зоны проникновения и определить сопротивление ее различных частей, включая полностью промытые породы p_{nm} и зону "водяной оторочки" в нефтенасыщенных коллекторах.

Метод токового каротажа

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

Принципиальная схема метода представлена на рис. 9.8. Ток в цепи электродов АВ определяется переменным сопротивлением электрода А, перемещаемого по скважине, а оно, в свою очередь, зависит от сопротивления горных пород, через которые он проходит (остальные сопротивления в цепи АВ не меняются).

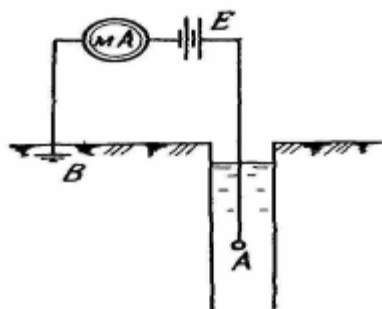


Рис. 9.8. Принципиальная схема токового каротажа

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

Специально для детальных электрических исследований рудных зон в СССР был разработан вариант ТК, получивший название метода скользящих контактов (МСК).

Основное отличие этого варианта - использование щеточного электрода, упругие проволочки которого касаются стенок скважины. Схема измерений с таким зондом и диаграмма МСК в сравнении с диаграммой КС приведены на рис. 9.9.

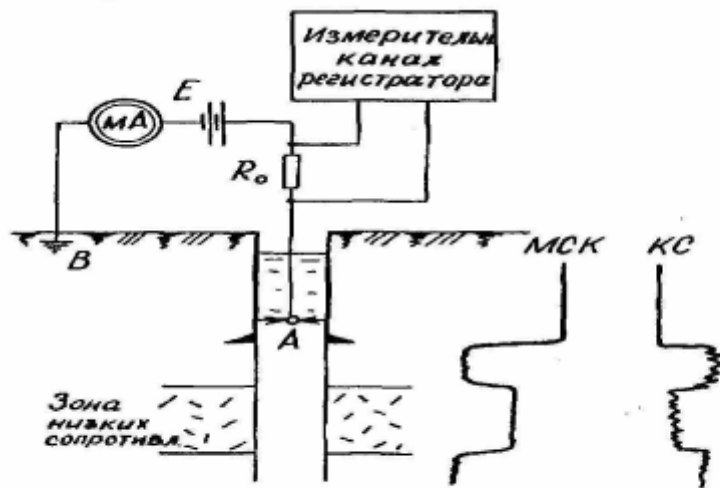


Рис. 9.9. Схема и результаты МСК

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

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

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

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

Специально для углеразведочных скважин разработан другой вариант ТК, называемый боковым токовым каротажем (БТК). Зонд БТК (рис. 9.10) состоит из центрального электрода А₀ длиной 2 см и 2 экранных электродов А_{э1} и А_{э2} по 75 см каждый, соединенных друг с другом накоротко. Электроды

разделены изоляционными промежутками шириной 1-2 см. Электрод А₀ соединен с одним из экранных электродов через резистор $R_0 = 1 \text{ Ом}$. К этому резистору и подключается регистрирующий прибор. Разность потенциалов, снимаемая с этого резистора, пропорциональна силе тока, стекающего с центрального электрода.

Т.к. все электроды соединены практически накоротко, то потенциал их одинаков, и ток с электрода А₀ направляется перпендикулярно стенкам скважины. Тем самым уменьшается влияние диаметра скважины, промывочной жидкости и вмещающих пород.

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

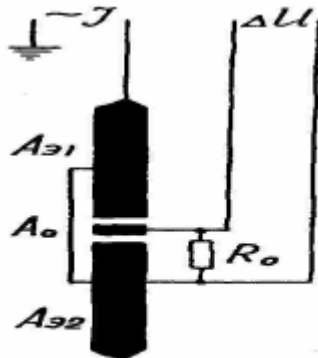


Рис. 9.10. Зонд бокового токового каротажа

Метод электродных потенциалов

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

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

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

Для получения наибольших аномалий электроды зонда МЭП изготавливают из "электроотрицательных" металлов, например, Zn ($\mathcal{E} = -0,16$ В; или Fe ($\mathcal{E} = -0,44$ В;).

При таком выборе материала электронные проводники в скважинах отмечаются резкими положительными аномалиями ЭП, а ионные не отмечаются совсем (рис. 9.11).

Амплитуда аномалий ЭП зависит от минерального состава природного проводника. Электродные потенциалы сульфидных минералов возрастают от сфалерита к марказиту, как это следует из табл. 9.1 (по Г.Б. Свешникову, 1967).

Таблица 9.1. Электродные потенциалы сульфидных минералов

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

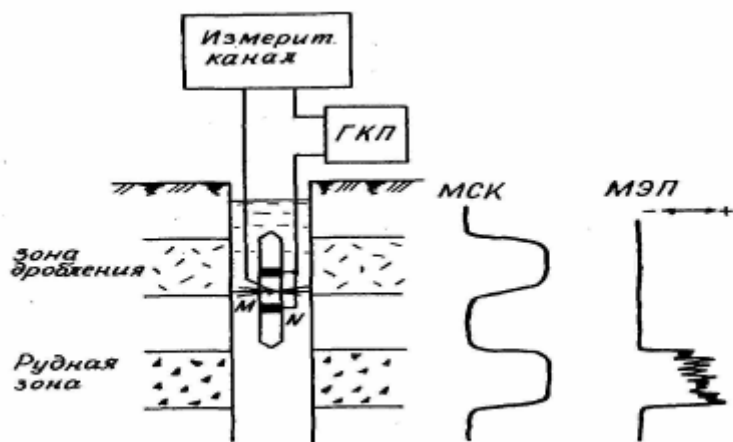


Рис. 9.11. Схема и результаты метода электродных потенциалов

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

Однако, поскольку величина аномалий ЭП даже для одного и того же минерала не является

постоянной и в сильной степени зависит от различных условий: состава и температуры бурового раствора и подземных вод, наличия примесей, размеров электродов и т.п., то метод ЭП не нашел практического применения для определения состава руд.

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

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

На месторождениях электропроводных руд метод МЭП применяют в комплексе с методом МСК и используют для этого один и тот же щеточный зонд, который предварительно дополняют электродом сравнения.

Контрольные вопросы

1. Почему в скважинах, заполненных раствором на нефтяной основе, не возможен каротаж обычными зондами КС?

2. Какова область применения индукционного каротажа ИК?

3. Какую роль в зонде ИК играют дополнительные фокусирующие катушки?

4. Что такое радиальный геометрический фактор? Для каких целей используют графики q_r ?

5. Что такое вертикальный геометрический фактор? Для каких целей используют графики q_z ?

6. Каковы недостатки ИК?

7.- Имеет ли смысл проводить ИК на карбонатном разрезе? Если нет, то почему?

8. В чем преимущества и недостатки токового каротажа?

9. Почему метод МСК не применяют в углеразведочных скважинах? Ю.Почему электроды зонда для МЭП изготавливают из "электроотрицательных" металлов?

Лекция 10

Метод потенциалов собственной поляризации

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

Сущность метода ПС заключается в измерении разности естественных электрических потенциалов между электродом М, перемещаемым по скважине, и неподвижным электродом N на поверхности (см. рис. 11.1).

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

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

Диффузионно-адсорбционные потенциалы

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

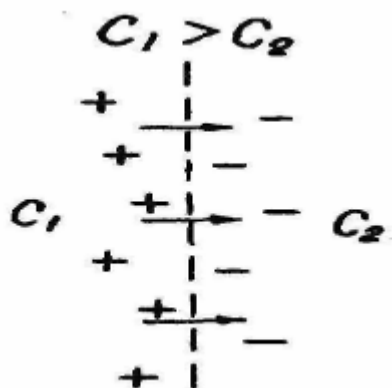


Рис. 10.1. Возникновение диффузионной ЭДС на контакте двух растворов разной концентрации. Разность потенциалов между двумя электролитами разной концентрации подчиняется уравнению В. Нэрнста (1864-1941):

$$E_d = \frac{RT}{n \cdot F} \cdot \frac{u - v}{u + v} \cdot \ln \frac{c_1}{c_2}, \quad (10.1)$$

где R – универсальная газовая постоянная ($R = 8,314 \frac{\text{Дж}}{\text{К} \cdot \text{моль}}$);

F – число Фарадея ($F = 96500 \frac{\text{Кл}}{\text{моль}}$);

T – абсолютная температура, К; n – валентность ионов в растворе; u – подвижность катионов; v – подвижность анионов; c_1, c_2 – концентрации контактирующих растворов.

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

$$E_d = 2,3 \frac{RT}{nF} \cdot \frac{u - v}{u + v} \lg \frac{c_1}{c_2} = K_d \lg \frac{c_1}{c_2}, \quad (10.2)$$

Формула Нэрнста справедлива для сильно разбавленных растворов одной и той же соли.

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

Посмотрим, какую величину будет иметь K_δ для этой соли. По справочным данным, абсолютная подвижность иона Na^+ при $20^\circ C$ $u = 0,00045$ см/с, а иона Cl^- $v = 0,00067$ см/с.

Если подставить эти значения в выражение K_δ , то будем иметь

$$K_\delta = 2,3 \frac{RT}{nF} \cdot \frac{u - v}{u + v} =$$

$$= 2,3 \frac{8,314 \cdot 293}{96500 \cdot 1} \cdot \frac{0,00045 - 0,00067}{0,00045 + 0,00067} = -11,6 \text{ мВ.} \quad (10.3)$$

Отсюда

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

Для других солей E_δ будет иной, но такого же порядка. С изменением температуры будет меняться и K_δ .

$$K_\delta^t = K_\delta^{20} \frac{273 + t}{293}. \quad (10.5)$$

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

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

Для чистых кварцевых песков и песчаников, обладающих нулевой адсорбционной активностью, $K_{\delta a} - K_\delta = -11,6$ мВ (при $t = 20^\circ C$), для тонкодисперсных глин, имеющих максимальную адсорбционную активность, $K_{\delta a} = K_{\text{тмтм}} = +58$ мВ. У глинистых песчаников, алевролитов и др. пород $K_{\delta a}$ имеет промежуточное значение.

Наибольшей величины диффузионно-адсорбционные потенциалы достигают на границе пород с минимальной и максимальной адсорбционной активностью, т.е. на границе чистых кварцевых песчаников и тонкодисперсных глин:

$$E_{\text{пс}} = E_\delta - E_{\delta a} = -11,6 \lg \frac{c_1}{c_2} - 58 \lg \frac{c_1}{c_2} = -69,6 \lg \frac{c_1}{c_2}. \quad (10.6)$$

Рассмотрим такой пример для условий скважины, когда наблюдается типичное соотношение между минерализацией бурового раствора c_0 и пластовых вод $c_e - c_0 < c_e$ (рис. 10.2).

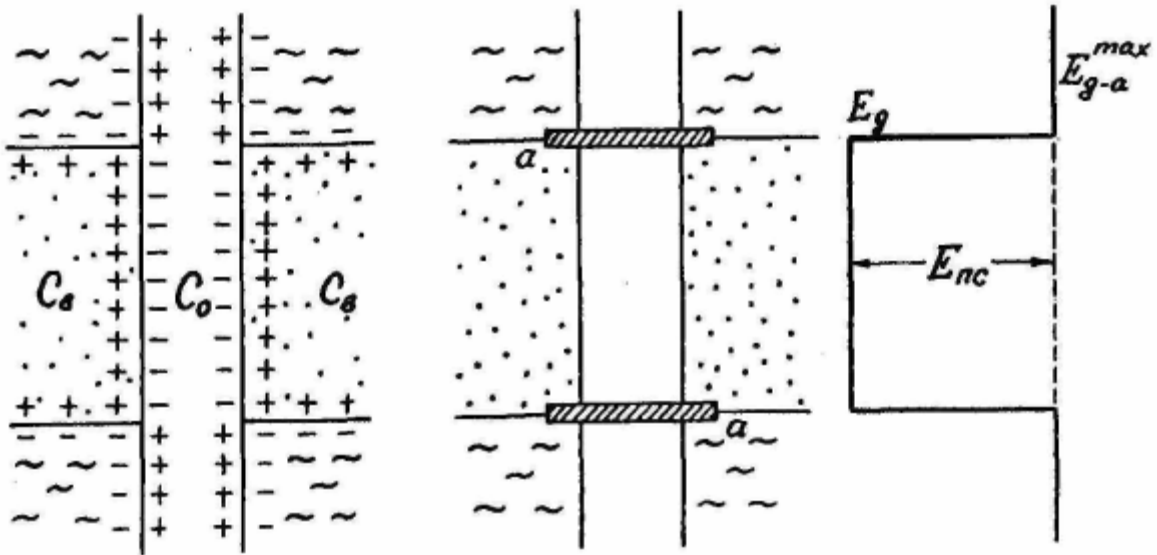


Рис. 10.2. Возникновение диффузионно-адсорбционной ЭДС в скважине при "прямом" поле ($c_0 < c_s$)

Песчаный пласт не оказывает влияния на процесс диффузии и на движение ионов. Против песчаного пласта менее концентрированный буровой раствор заряжается отрицательно, песчаник, насыщенный соленой пластовой водой, - положительно. Далее, вместо того, чтобы учитывать 2 других контакта (песчаник - глина и глина - буровой раствор) будем считать, что имеет место контакт пластовой воды с буровым раствором через глину, которая играет роль мембраны. Поскольку глина не пропускает анионы (-) и пропускает катионы (+), то очень скоро раствор меньшей концентрации заряжается положительно по отношению к более концентрированному. Таким образом, раствор в скважине против глин приобретает положительный заряд, против песчаников - отрицательный. Такое распределение знаков ПС, наблюдающееся при условии $c_0 < c_s$, носит название "прямого поля" ПС.

При обратном соотношении $c_0 > c_s$ имеет место "обратное поле" ПС, когда глины в скважине выделяются положительными, а песчаники - отрицательными потенциалами.

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

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

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

$$\Delta U_{пс} = i_{пс} \cdot R_c = E_{пс} - i_{пс} (R_{пл} + R_{вм}). \quad (10.7)$$

Т.к. сечение проводника R_c много меньше, чем сечения в пласте и вмещающих породах, то

$$R_C > R_{nn} \text{ и } R_C > R_{BM}$$

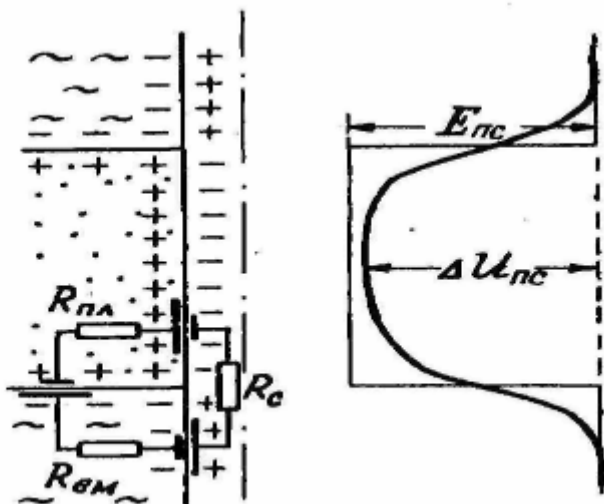


Рис. 10.3. Схема, поясняющая отличие измеряемой разности потенциалов $\{AU_{nc}\}$ от статической амплитуды ПС $\{E_{nc}\}$

Если мощность пластов песчаников и глин очень велика, то сечение проводников R_{nn} и R_{BM} неограниченно, и при $h \rightarrow \infty$, $R_{nn} \rightarrow 0$ и $R_{BM} \rightarrow 0$; поэтому $AU_{nc} \rightarrow E_{nc}$. Если мощность пласта невелика, вблизи второй границы пласта также протекает ток i_{nc} , и сечение проводника R_m будет ограничено лишь половиной мощности пласта, и падением напряжения на участке пласт - вмещающие породы уже нельзя будет пренебречь, особенно, если пласт имеет высокое сопротивление. Следовательно, для пластов ограниченной мощности

$$\Delta U_{nc} < E_{nc} \quad \text{или} \quad \frac{\Delta U_{nc}}{E_{nc}} = \beta < 1. \quad (10.8)$$

β называется коэффициентом снижения амплитуды или коэффициентом учета мощности.

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

Наличие зоны проникновения бурового раствора уменьшает амплитуду наблюдаемой AU_{nc} т.к. в какой-то мере эквивалентно увеличению диаметра скважины d и уменьшению отношения h/d .

Изменение аномалии ПС, связанное с расширением зоны проникновения, показано на рис. 10.5.

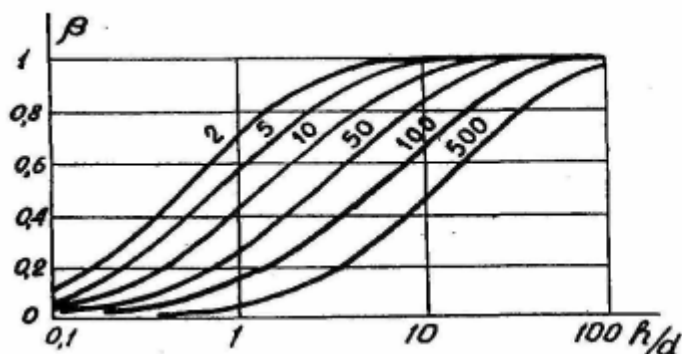


Рис. 10.4. Коэффициенты учета мощности пластов

$$\beta = \frac{\Delta U_{nc}}{E_{nc}}. \text{ Шифр кривых } - \frac{R_{nn}}{R_{BM}}$$

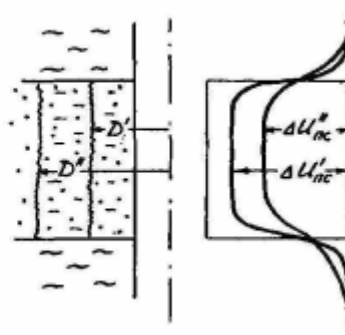


Рис. 10.5. Влияние зоны проникновения бурового раствора на величину аномалии ПС

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

Фильтрационные потенциалы

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

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

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

$$E_{\phi} = \frac{\epsilon \rho \xi}{4\mu} \cdot \Delta p, \quad (10.9)$$

где Δp - перепад давлений;

μ - вязкость раствора;

ϵ - диэлектрическая проницаемость;

ρ - УЭС раствора;

ξ - электрокинетический или ξ -потенциал.

ξ -потенциал представляет собой разность потенциалов между неподвижной частью диффузного слоя ионов в капилляре и свободным раствором (рис. 10.7), ξ -потенциал может быть как положительным, так и отрицательным.

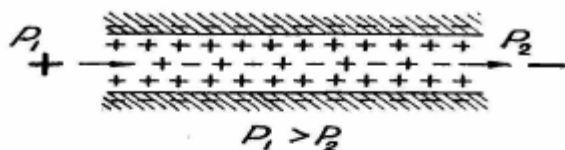


Рис. 10.6. Схема возникновения фильтрационных потенциалов

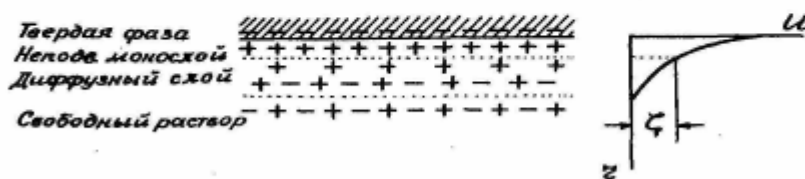


Рис. 10.7. Электрокинетический потенциал

Формула (10.9) справедлива для пористой среды, средний эффективный радиус капилляров которой существенно превышает толщину двойного электрического слоя у стенки капилляра.

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

Наблюдения, проведенные в реальных скважинах, показывают, что потенциалы течения неточно подчиняются формуле (10.9). При прочих равных условиях E_{ϕ} оказываются зависящими еще от проницаемости пород, т.е. от формы и размеров капилляров, по которым фильтруется раствор.

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

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

иногда нескольких В.

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

В формуле (10.9) все параметры, стоящие перед Δp , являются величинами постоянными, а

$$\Delta p = P_{скв} - P_{пл},$$

Где, $P_{скв}$ гидростатическое давление в скважине, которое легко может

быть вычислено по высоте столба жидкости над пластом; $p_{пл}$ - давление в пласте. Таким образом,

$$\Delta p = P_{скв} - P_{пл}, \quad (10.11)$$

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

$$E'_\phi = K_\phi (p'_{скв} - p_{пл}) \quad (10.12)$$

Уравнения (10.11) и (10.12) образуют систему с двумя неизвестными K_ϕ и $p_{пл}$, которую несложно решить и определить $p_{пл}$.

Окислительно-восстановительные потенциалы

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

Разность этих потенциалов удовлетворяет уравнению:

$$E_{ОВ} = \frac{RT}{nF} \ln K \frac{c'}{c''}$$

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

Большие значения $E_{ов}$ наблюдаются в зонах сульфидной минерализации в результате окисления рудных минералов кислородом воздуха или растворенным в подземных водах (и буровом растворе). Примером может служить реакция окисления пирита: $2FeS_2 + 1O_2 + 2H_2O = 2FeSO_4 + 2H_2SO_4$.

Катионы Fe избирательно сорбируются на поверхности пирита, заряжая его положительно, а воды, насыщающие породу, за счет анионов

SO_4^{-2} ~ приобретают отрицательный заряд.

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

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

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

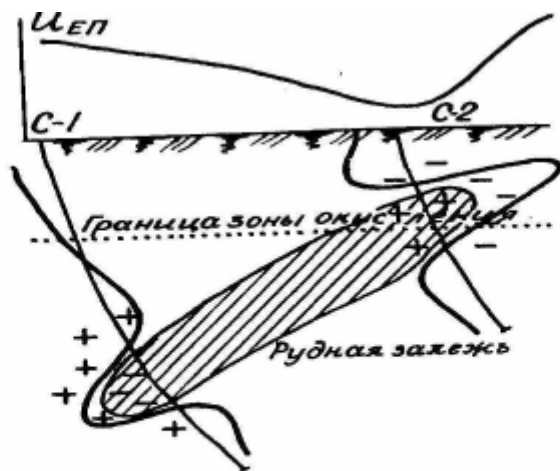


Рис. 10.8. Возникновение окислительно-восстановительных потенциалов ПС над рудной залежью

Интенсивные аномалии ПС наблюдаются также над обсадными трубами.

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

Контрольные вопросы

1. Перечислите физико-химические процессы, вызывающие образование естественных электрических полей в скважинах.
2. Напишите формулу Нэрнста и объясните значение всех параметров, входящих в нее.
3. Чем отличается подвижность ионов в растворе от скорости их движения?
4. Что такое "прямое" и что такое "обратное" поле ПС?
5. Какую интенсивность имеют аномалии ПС диффузионно-адсорбционного происхождения?
6. Какие условия необходимы для возникновения диффузионно-адсорбционных потенциалов?
7. От чего зависит знак фильтрационных потенциалов?
8. Какую величину имеют фильтрационные потенциалы?
9. Почему фильтрационные потенциалы на поверхности намного интенсивнее, чем в скважинах?
10. Объясните возникновение окислительно-восстановительных потенциалов.
11. Какую величину имеют аномалии ПС окислительно-восстановительного происхождения?
12. Объясните, какой знак имеют аномалии ПС над обсадными трубами.

Лекция 11

Схема записи диаграмм ПС

Схема регистрации ПС приведена на рис. 11.1. Она крайне проста и содержит только 2 приемных электрода и измерительный канал регистратора. Дополнительно в схему вводят градуированный компенсатор поляризации ГКП, с помощью которого устанавливают масштаб записи и выводят блик гальванометра фоторегистратора на середину диаграммной ленты перед началом записи. Масштаб n диаграммы ПС равен постоянной измерительного канала по напряжению m , мВ/см

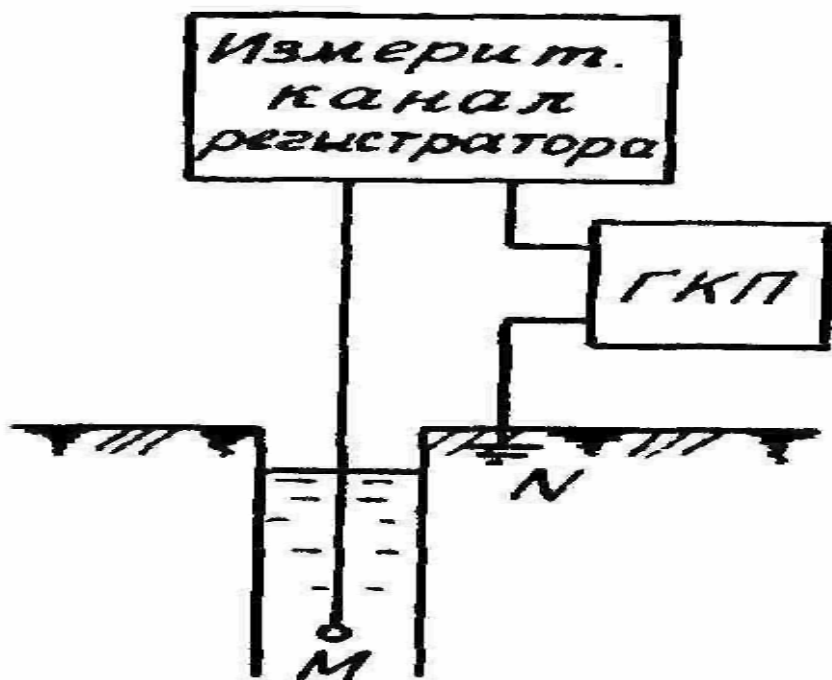


Рис. 11.1. Схема регистрации диаграмм ПС

Интересно отметить, что, несмотря на крайнюю простоту схемы, метод ПС появился на 2 года позднее метода КС, в 1929 году. До этого потенциалы ПС рассматривались только как помеха при записи КС и от них стремились избавиться, применяя компенсаторы поляризации при поточечной записи КС и пульсаторы при непрерывной. И только позднее было замечено, что если эту помеху регистрировать, то можно получить дополнительную информацию. С тех пор метод ПС стал применяться вместе с методом КС, причем была разработана аппаратура, позволяющая одновременно записывать обе диаграммы. Комплекс КС+ПС получил название *стандартного электрического каротажа*.

Помехи при записи диаграмм ПС

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

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

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

Во избежание помех электродной поляризации электроды для записи ПС изготавливают из *Pb*, т.к. в кислородосодержащей среде он покрывается пленкой окисла *PbO* и по сравнению с другими материалами дает наиболее устойчивый электродный потенциал.

Если этой меры недостаточно, используют неполяризующиеся электроды. Такой электрод состоит из свинца, закрытого брезентовой оболочкой. Пространство между свинцовым электродом и оболочкой заполняют солью *KCl*. При помещении такого электрода в жидкость между электродом и оболочкой образуется насыщенный раствор *KO*, а на поверхности свинца откладывается слой соли *PbCl₂*, что обеспечивает постоянство электродного потенциала.

Потенциалы гальванокоррозии проявляются при использовании грузов, состоящих из разных металлов, (например, свинцового груза с железным креплением к зонду). В растворе такой груз представляет собой один или несколько гальванических элементов, цепь которых замыкается через буровой раствор, создавая на электроде М потенциал, пропорциональный сопротивлению

среды:
$$U = \frac{\rho_K I}{4\pi} \cdot \frac{1}{R}$$
 (*R* – расстояние электрода М от груза).

При наличии потенциалов гальванокоррозии диаграмма ПС прямо или зеркально повторяет диаграмму КС (см. рис. 11.2). При этом аномалии ПС смещаются относительно аномалий КС на расстояние, равное МО в масштабе диаграммы.

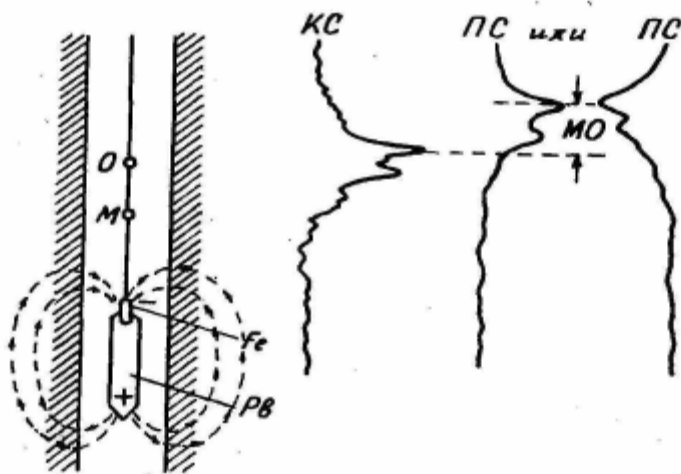


Рис. 11.2. Возникновение потенциалов гальванокоррозии и их проявление на диаграммах ПС

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

Кривые ПС, записанные с помехой гальванокоррозии, считаются браком.

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

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

При движении с постоянной скоростью изменение электродного потенциала достаточно стабильное, но могут наблюдаться и "броски" кривой, например, при неаккуратной укладке кабеля на лебедке и

соскальзывании одного витка с другого. При остановке зонда потенциал электрода М мгновенно

повышается.

От потенциалов трибополяризации легко избавиться, надев на электрод матерчатый чехол, однако вряд ли это стоит делать, т.к. потенциалы трибополяризации дают дополнительную информацию. Как видно по рис. 11.3, благодаря им на диаграммах ПС отчетливо фиксируется момент отрыва зонда от забоя и все остановки зонда.

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

Потенциалы осаждения (седиментационные) возникают только при использовании некачественного бурового раствора в процессе бурения. Такой раствор не удерживает в себе шлам - мелкие частицы разрушенной породы, и они, осаждаясь на забой, избирательно сорбируют ионы одного знака (анионы). В результате от забоя к устью наблюдается повышение потенциала ПС, достигающее иногда нескольких В (рис. 11.4). Выделить аномалии, связанные с изменением литологии разреза на фоне такой помехи, практически невозможно.

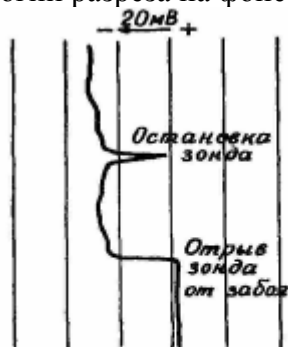


Рис. 11.3. Проявление помех от трибополяризации на диаграмме ПС

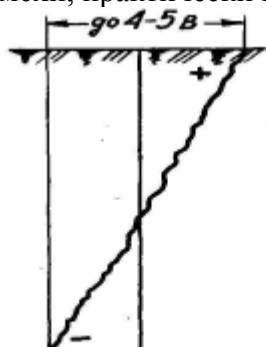


Рис. 11.4. Потенциалы осаждения на диаграмме ПС

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

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

Блуждающие токи имеют промышленное происхождение. Они существуют в окрестностях энергетических установок, горных предприятий, электротранспорта и пр. Блуждающие токи распространяются на десятки км от источника.

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

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

При записи градиента ПС (рис. 11.5, а) помеха минимальна, поскольку электроды М и N находятся очень близко друг к другу однако диаграммы $grad U_{nc}$ слишком изрезаны и трудно интерпретируются.

Специальный зонд ПС состоит из точечного электрода М и линейного электрода N (рис. 11.5, б). Линейный электрод осредняет потенциал ПС в скважине на всем своем протяжении, благодаря чему он меняется мало и не резко, а малое расстояние между М и N обеспечивает близкое значение потенциала, создаваемого на этих электродах блуждающими токами.

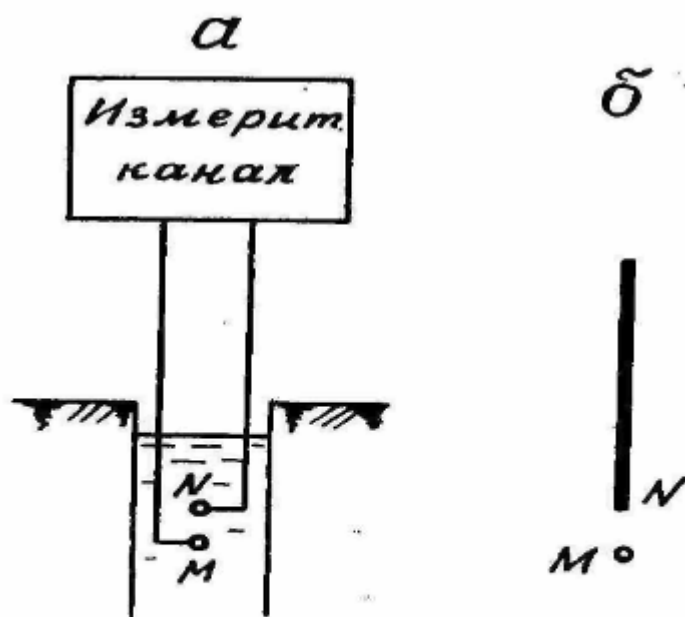


Рис. 11.5. Меры борьбы с помехами от блуждающих токов. Запись градиента ПС (а) и специальный зонд ПС (б)

Интерпретация диаграмм ПС

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

При прямом поле ПС ($c_0 < c_*$) глины характеризуются положительными, а песчаники - отрицательными аномалиями ПС.

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

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

Определение мощности пластов по диаграммам ПС производится по правилу полумаксимума (или полуминимума) аномалии, как это показано на рис. 11.6.

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

Как следует из теории (формулы 10.2, 10.8):

$$\Delta U_{ПС} = \beta \cdot K'_{\partial a} \cdot \lg \frac{c_0}{c_*} = \beta \cdot K'_{\partial a} \cdot \lg \frac{\rho_s}{\rho_0}. \quad (11.1)$$

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

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

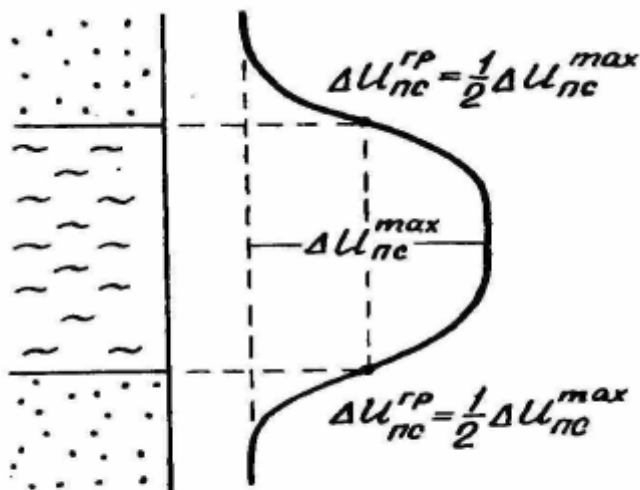


Рис. 11.6. Определение контактов пластов по диаграмме ПС

Величину коэффициента $K_{\partial a}$ определяют в лабораторных условиях по измерениям на керне. Сопротивление бурового раствора p_0 определяют с помощью резистивиметрии. В итоге в выражении (11.1) остается одна неизвестная величина p_e - сопротивление пластовых вод, которую и находят, решая это логарифмическое уравнение. Затем по значению сопротивления p_e и известной температуре t определяют минерализацию пластовых вод с по формуле:

$$c = \frac{10}{(1 + 0,04t) \cdot p_e} \quad (11.2)$$

или по одной из соответствующих номограмм (В.Н. Дахнов, 1982).

Если значения $K_{\partial a}$ не определялись и не известны, можно воспользоваться методикой двух растворов: измерить ΔU_{nc} сразу после бурения скважины, при ее заполнении раствором с сопротивлением p_0 ; затем заменить раствор на другой, с сопротивлением p'_0 , и повторно измерить $\Delta U'_{nc}$, и, решив систему из двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} \Delta U_{nc} = \beta \cdot K'_{\partial a} \lg \frac{p_a}{p_0} \\ \Delta U'_{nc} = \beta \cdot K'_{\partial a} \lg \frac{p_a}{p'_0} \end{cases} \quad (11.3)$$

найти сопротивление p_e .

Эту систему (11.3) можно решить и графическим способом.

Определение глинистости коллекторов по ПС основано на зависимости адсорбционной активности, а, следовательно, и глубины аномалии ПС над коллекторами от содержания в них глинистого материала. Для определения используют эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии $a_{ПС}$ от глинистости. Пример такой зависимости представлен на рис. 11.7.

$$\alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{ПС}^X}{\Delta U_{ПС}^{OP}} \quad (11.4)$$

где $\Delta U_{ПС}^X$ - амплитуда аномалии ПС над исследуемым пластом;

$\Delta U_{ПС}^{OP}$ - то же для чистых кварцевых песчаников, обе аномалии отсчитываются от уровня мелкодисперсных "чистых" глин.

Зависимости, изображенные на рис. 11.7, справедливы для водоносных песчаников с большой пористостью.

Определение пористости по ПС также основано на использовании статистической связи между коэффициентом пористости K_n и амплитудой аномалии ПС, установленной путем сопоставления диаграмм ПС с результатами лабораторных исследований керна.

Поскольку аномалия ПС зависит от соотношения сопротивлений p_a и p_0 и мощности пласта, то

измеренные аномалии $AU_{ПС}$ пересчитывают, приводят к стандартным условиям, соответствующим $h = \infty$ и $\rho_0 = 1$ Ом-м, или вычисляют параметр a_{nc} (формула 11.4).

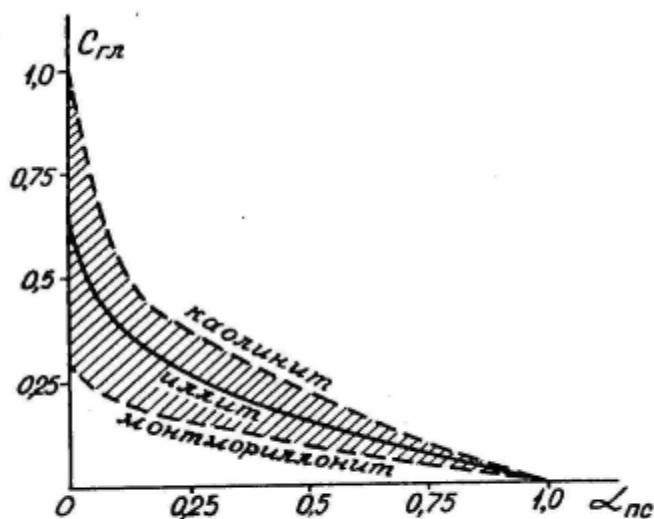


Рис. 11.7. Определение глинистости водонасыщенных песчаников по параметру $\alpha_{ПС}$
(по Р. Дебранду)

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

Определение пористости по ПС имеет все недостатки, свойственные методам, использующим статистически установленные связи, и в настоящее время используется редко.

Кроме рассмотренных здесь задач, метод ПС может быть использован еще и для определения пластовых давлений по фильтрационным потенциалам (см. предыдущую лекцию).

Контрольные вопросы

1. Нарисуйте схему регистрации диаграмм ПС. Укажите ее достоинства и недостатки.
2. Перечислите, какие помехи искажают диаграммы ПС.
3. Назовите меры борьбы с помехами от электродной поляризации, гальванокоррозии, потенциалов осаждения, блуждающих и теллурических токов.
4. Как определить амплитуду аномалии ПС?
5. Как определяют границы пластов по диаграммам ПС?
6. Как графическим способом определить минерализацию пластовых вод по методу 2-х растворов?
7. Чему равен параметр a_{nc} ?
8. Как по диаграмме ПС оценить глинистость песчаника, если не известен минеральный состав глинистого материала?
9. Всегда ли на диаграммах ПС глинам соответствуют положительные аномалии, а песчаникам - отрицательные? Если не всегда, то при каких условиях?

Лекция 12

РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

Этот раздел объединяет методы, основанные на измерении как естественных, так и искусственно вызванных радиоактивных излучений в скважинах.

Полевые и лабораторные аналоги этих методов рассматриваются в курсе "Радиометрия и ядерная геофизика".

Гамма-каротаж

Физические основы метода

Гамма-каротаж (ГК) заключается в измерении γ -излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах, пересеченных скважиной. Интенсивность и энергетический спектр регистрируемого излучения зависит от состава, концентрации и пространственного распределения ЕРЭ, а также от плотности и эффективного атомного номера горных пород.

Наиболее распространенными ЕРЭ являются: U (и образующийся из него Ra), Th и K . Каждая из разновидностей горных пород характеризуется своим диапазоном изменения содержаний ЕРЭ и, соответственно, своим диапазоном естественной радиоактивности.

У магматических пород максимальной активностью отличаются кислые породы (в основном, из-за повышенного содержания калия, в котором содержится около 0,7% радиоактивного изотопа K^{40}), минимальной - ультраосновные породы. Среди осадочных пород наиболее активны глины, обладающие высокой адсорбционной способностью, менее активны песчаники и, наконец, наименьшей активностью обладают известняки и доломиты, а также гидрoхимические осадки (гипс, ангидрит, каменная соль). Исключение представляют только калийные соли, отличающиеся повышенной активностью, благодаря содержащемуся в *та* K .

Аппаратура и методика каротажа

Аппаратура ГК имеет, в принципе, такое же устройство, как и полевые радиометры. Отличия заключаются в том, что, во-первых, в каротажных радиометрах детектор γ -квантов с источником его питания и блоками первичной обработки сигнала подсоединяется к измерительному пульта через каротажный кабель, имеющий длину до нескольких

километров и, во-вторых, в том, что в измерительном пульте предусмотрен вывод сигнала на регистратор для непрерывной записи его в функции глубины скважины.

Запись показаний производится в единицах мощности экспозиционной дозы излучения (МЭД), выраженных в А/кг (единица СИ) или в мкР/час (внесистемная единица); $1 \text{ пА/кг} = 13 \text{ мкР/час}$.

В качестве детекторов γ -квантов используются, главным образом, сцинтилляционные счетчики, причем для повышения их термостойкости кристалл-сцинтиллятор вместе с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ) помещают в сосуд Дьюара (пример тому - двухканальный радиометр сцинтилляционный термостойкий ДРСТ-2). Как правило, каротажные радиометры являются двухканальными и, кроме канала ГК, содержат еще один канал, предназначенный для одновременной записи еще одной диаграммы - НТК, ГТК или ГНК.

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

При выполнении ГК важным моментом является соблюдение оптимальной скорости движения скважинного снаряда. Поскольку все радиометры обладают определенной постоянной времени интегрирующей ячейки, то скорость каротажа должна быть такой, чтобы при движении детектора против пласта минимальной интересующей исследователя мощности h показания радиометра успели достичь максимальных значений $1/\tau_m$. При более высокой скорости, как это показано на рис. 12.1, аномалия ГК получается меньшей интенсивности и растянутой по глубине. Оптимальную скорость каротажа вычисляют, исходя из мощности пластов h в метрах и постоянной времени τ_γ в секундах по формуле

$$V_{онм} = \frac{1800 h}{\tau_{я}} \text{ м/час.}$$

(12.1)

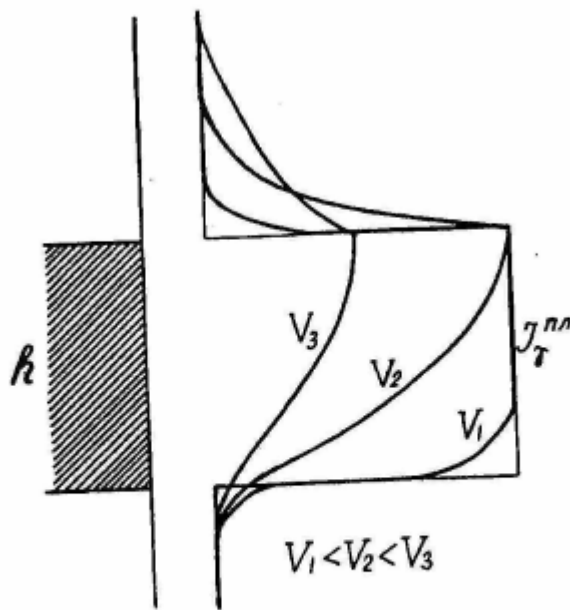


Рис. 12.1. Зависимость конфигурации аномалии гамма-каротажа над пластом повышенной радиоактивности от скорости каротажа

В общем случае скорость ГК не должна превышать 360-400 м/час.

Интерпретация результатов

Качественная интерпретация диаграмм ГК заключается в литологическом расчленении разреза, которое основано на различии горных пород по их радиоактивности. В общем случае однозначное определение пород по одним лишь диаграммам ГК невозможно и решать эту задачу следует при комплексном использовании диаграмм всех видов каротажа (КС, ПС, НТК, АК и др.).

Наиболее эффективен ГК при поисках и разведке руд ЕРЭ, например, урановых руд или калийных солей.

При **количественной** интерпретации диаграмм ГК получают исходные данные (мощность рудных интервалов и содержание радионуклида) для подсчета запасов радиоактивных руд. При этом ГК дает более достоверные результаты, чем опробование керна за счет своей большей представительности.

Количественная интерпретация диаграмм ГК основывается на зависимости площади аномалии S от мощности радиоактивного интервала h и содержания в нем радиоактивного элемента q , выражаемой уравнением:

$$S = K_o q h, \quad (12.2)$$

где K_o - коэффициент пропорциональности, определяющий интенсивность γ -излучения пласта насыщенной мощности при единичном содержании в нем радиоактивного элемента. Величина K_o зависит от типа и размеров детектора, а также от плотности и $\varepsilon_{эф}$ руды. Поскольку учесть все эти факторы аналитически весьма сложно, то величину K_o определяют экспериментально по измерениям на моделях пластов с известным содержанием радионуклида. Например, для урановых руд гидрогенного типа и счетчика МС-13 $K_o = 115$ мкР/час на 0,01% U .

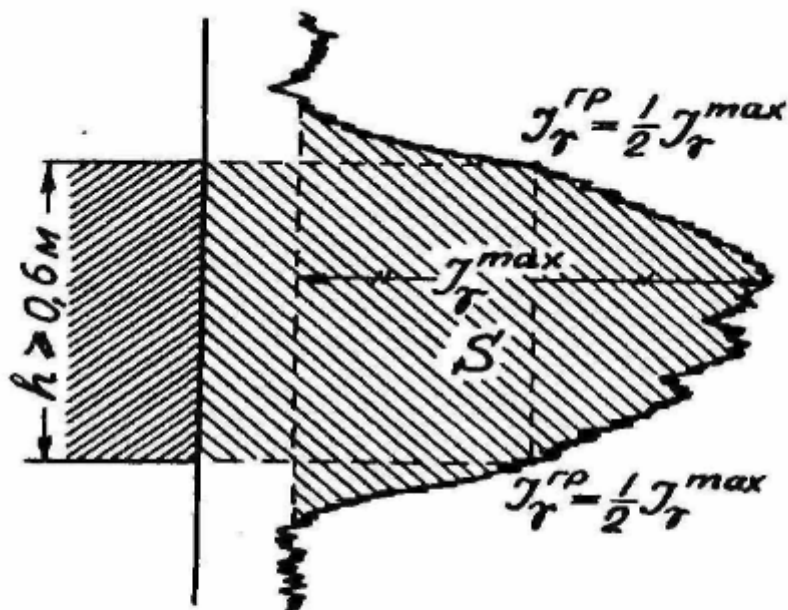


Рис. 12.2. Определение контактов пласта большой мощности и расчет площади аномалии по диаграмме ГК

Определение мощности. Для определения мощности рудного интервала используют способ $1/2 I_{\gamma}^{max}$, $4/5 I_{\gamma}^{max}$ заданной интенсивности и др. Выбор способа зависит от мощности рудного подсечения, равномерности оруденения и некоторых других факторов.

Для примера на рис. 12.2 показан способ $1/2 I_{\gamma}^{max}$, который применяют при условии насыщенной по γ -излучению мощности рудных тел ($h \geq 0,6$ м) и при равномерном оруденении. Амплитуду аномалии I_{γ}^{max} отсчитывают от уровня γ -фона вмещающих пород с учетом разности показаний над перекрывающими и подстилающими породами.

Другие способы определения h рассматриваются в специальной литературе.

Определение содержаний. Определение содержания для всех видов аномалий производится по формуле:

$$q = \frac{S}{100 K_0 \cdot h} \quad (12.3)$$

где h - мощность интервала, м.

Значение площади S в см-мкР/час определяется по замкнутому контуру, ограниченному кривой ГК, осью глубин и контактами пласта, как это показано на рис. 12.2.

Введение поправок. При определении содержаний ЕРЭ необходимо учитывать, что какая-то часть γ -излучения поглощается в буровом растворе и обсадных трубах (если они есть).

Поправка на поглощение в буровом растворе $\Pi_{б.р.}$ и обсадных трубах

$\Pi_{тр}$ определяется по одной и той же номограмме (рис. 12.3), на которой нанесено 2 кривых: одна - для раствора (воды), другая - для железа (обсадных труб). Исправленная площадь рассчитывается по формуле:

$$S_{испр} = \frac{S \cdot 10^4}{(100 - \Pi_{б.р.}) \cdot (100 - \Pi_{тр})}$$

где $\Pi_{б.р.}$ и $\Pi_{тр}$ - доли излучения в процентах, поглощенные, соответственно, буровым раствором и трубами. Эти величины снимаются с номограммы рис. 12.3 по разности в диаметрах скважины и скважинного прибора ГК и по толщине обсадной трубы.

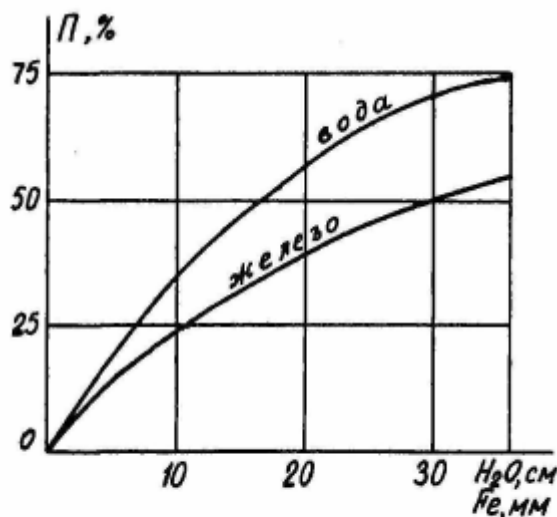


Рис. 12.3. Номограмма для определения поправки за поглощение гамма-излучения в воде и в обсадных трубах

При определении по ПС содержания U необходимо вводить еще поправку на состояние радиоактивного равновесия между ураном и радием, поскольку сам уран γ -квантов практически не дает, а все γ -излучение идет от радия и продуктов его распада. Состояние радиоактивного равновесия определяют по содержанию в руде U и Ra , которые находят по лабораторным анализам керна. В равновесной руде содержание Ra в $3,4 \cdot 10^4$ раз меньше, чем U . Соответственно, в неравновесной руде

$$K_{pp} = \frac{q_{Ra}}{q_U \cdot 3,4 \cdot 10^{-7}}$$

С поправкой на состояние радиоактивного равновесия содержание U :

$$q_{исп} = \frac{q}{K_{pp}} \quad (12.6)$$

В скважинах нефтяных и газовых месторождений по диаграммам ПС определяют глинистость коллекторов. На диаграммах ПС проводят одну линию, соответствующую глинам, другую - соответствующую чистым кварцевым пескам. Величину отклонения I_γ от этих линий на исследуемом пласте полагают линейно связанной с глинистостью коллектора $C_{гн}$.

По мнению других источников,

$$\lg C_{гн} = a I_\gamma - b$$

где a и b - постоянные, величину которых определяют для каждого месторождения на основе лабораторного анализа керна.

Гамма-гамма-каротаж

Гамма-гамма-каротаж (ГТК) заключается в облучении горных пород γ -квантами искусственного источника и измерении рассеянного γ -излучения.

Аппаратура ГТК устроена так же, как и аппаратура ГК, но скважинный снаряд дополняется источником γ -квантов. Расстояние между центрами детектора и источника называется **длиной зонда**. Чтобы прямое γ -излучение источника не попадало на детектор, между ними помещают свинцовый экран (рис. 12.4). Поскольку рассеянное излучение имеет более низкую энергию, чем прямое, то для уменьшения его поглощения в буровом растворе детектор γ -квантов так же, как и источник, прижимают к стенке скважины. Для уменьшения влияния кавернозности скважин и детектор, и источник могут быть размещены в небольшом выносном блоке, прижимаемом к стенке скважины и способном заходить в каверны.

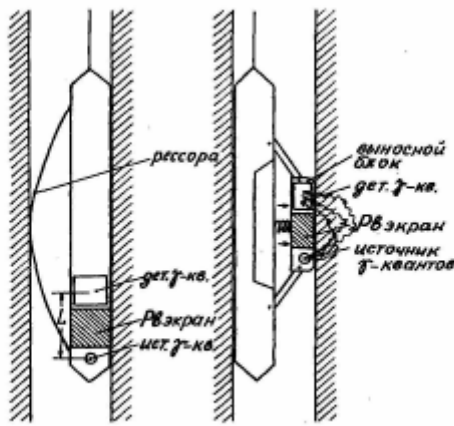


Рис. 12.4. Устройство скважинных снарядов для гамма-гамма-каротажа

Поскольку объектом измерения в ГТК является γ -излучение, провзаимодействовавшее с веществом горной породы, то для дальнейшего рассмотрения этой темы необходимо вспомнить процессы взаимодействия γ -излучения с веществом.

Процессы взаимодействия γ -излучения с веществом

Существуют 3 основных процесса, которые носят названия фотопоглощения, комптоновского рассеяния и образования пар.

Фотопоглощение (фотоэффект) заключается в поглощении γ -кванта атомом вещества, его энергия уходит на отрыв от атома электрона и сообщение последнему импульса энергии (рис. 12.5, а). Атом остается возбужденным и переходит в нормальное состояние, испуская фотон рентгеновского излучения.

Фотоэффект наблюдается при самых малых энергиях γ -квантов. Условно можно считать $E_\gamma < 0,5$ МэВ. Вероятность поглощения τ_ϕ при фотоэффекте сложным образом зависит от энергии γ -кванта E_γ и химического состава вещества:

$$\tau_\phi = c \cdot \frac{Z_{эф}^4}{E_\gamma^m},$$

где c - постоянная;

m - коэффициент, зависящий от E_γ , при $E_\gamma > 0,5$ МэВ $m=1$; при

$E_\gamma < 0,2$ МэВ $m=3$;

$Z_{эф}$ - эффективный атомный номер среды.

Для сред сложного состава $Z_{эф}$ рассчитывают по формуле Поройкова:

$$Z_{эф} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i^4}{A_i} \cdot q_i}{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{A_i} \cdot q_i}}$$

где Z_i и A_i - атомный номер и атомный вес;

q_i - весовое содержание i -го элемента в среде.

Для веществ, состоящих из легких элементов ($Z_i/A_i \approx 0,5$), формула (12.8) упрощается до вида

$$Z_{эф} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^n Z_i^3 q_i}.$$

Таким образом, на фотопоглощение очень сильно влияет даже небольшая примесь в среде элементов с большим атомным номером.

Комптоновское рассеяние (комpton-эффект) - это неупругое рассеяние γ -квантов на электронах вещества, в результате которого γ -квант теряет часть своей энергии и меняет направление движения (рис. 12.5,б). Наблюдается комpton-эффект при более высоких энергиях, условно можно считать $E_\gamma > 0,5$ МэВ.

Вероятность комpton-эффекта χ_k зависит от сечения комптоновского рассеяния a_k , которое, в

свою очередь, является функцией энергии и атомного номера элемента, и от числа электронов в единице объема вещества n_e :

$$\tau_k = \sigma_k \cdot n_e = \sigma_k \frac{N_0 \rho \cdot z}{A},$$

где N_0 - число Авогадро ($N_0 = 6,02 \cdot 10^{23}$ моль⁻¹);

ρ - плотность вещества.

Таким образом, комптон-эффект зависит от плотности вещества.

Образование пар (рождение пар) - происходит при взаимодействии γ -кванта с полем ядра атома, γ -квант прекращает свое существование, вместо него образуется пара: электрон и позитрон (рис. 12.5, в). Вероятность этого процесса невелика, во-первых, потому, что ядрозанимает лишь небольшую часть объема всего атома и, во-вторых, потому, что энергия γ -кванта должна быть достаточной для этой реакции ($E_\gamma > 1,02$ МэВ).

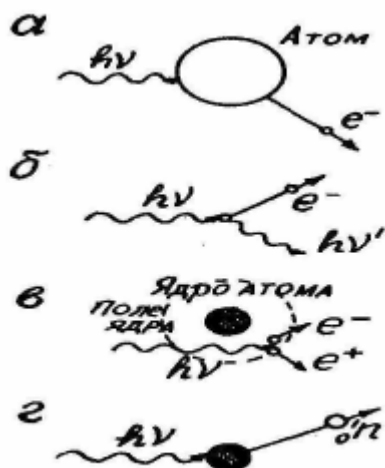


Рис. 12.5. Виды взаимодействия гамма-квантов с веществом: фотоэффект (а), комптоновское рассеяние (б), образование пар (в), ядерный фотоэффект (г)

Процесс образования пар в ядерно-геофизических методах пока не используют.

Кроме 3 основных видов взаимодействия с веществом, γ -кванты вызывают еще несколько реакций, не играющих заметной роли в ослаблении излучения, но интересных с точки зрения вызываемых ими вторичных излучений. Наиболее интересной из этих реакций является ядерный фотоэффект.

Ядерный фотоэффект заключается в поглощении γ -кванта ядром атома, после чего ядро становится возбужденным и переходит в нормальное состояние через испускание нейтрона (см. рис. 12.5, г). Нейтрон имеет тепловую энергию. Эта реакция пороговая - энергия γ -кванта должна быть больше энергии связи нейтрона в ядре, а она зависит от массы последнего.

Все рассмотренные процессы в горных породах при облучении их γ -квантами искусственного источника происходят не по отдельности, а совместно. Быстрые γ -кванты исчезают в результате образования пар и замедляются в результате комптоновского рассеяния, рассеянные поглощаются в результате фотоэффекта. Преобладание того или иного процесса зависит от энергии γ -квантов и свойств горной породы - ее плотности и эффективного номера, как это показано на рис. 12.6.



Рис. 12.6. Вероятность различных видов взаимодействия γ -излучения с веществом в зависимости от его энергии и эффективного атомного номера вещества

В зависимости от того, какой из процессов подвергается исследованию, в ГГК выделяют 2 основные разновидности метода: плотностной и селективный γ - γ -каротаж.

Плотностной гамма-гамма-каротаж

Плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П) основан на изучении комптоновского рассеяния γ - квантов в горных породах. Поскольку этот эффект наблюдается при достаточно высокой энергии γ - квантов, то в ГГК-П используют источники с энергией $E_\gamma > 0,5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные изотопы

Co^{60} ($E_\gamma = 1,17$ МэВ и $1,33$ МэВ), Cs^{137} ($E_\gamma = 0,66$ МэВ) и естественный

ЕРЭ - Ra^{226} , который дает целый спектр γ -квантов с энергиями от $0,35$ до $1,76$ МэВ. Длина зондов от 20 до 50 см.

Область применения. ГГК-П находит применение при исследовании нефтяных и газовых, углеразведочных и рудных скважин.

На нефтяных и газовых месторождениях ГГК-П применяют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород-коллекторов. Как известно, плотность породы σ_n и коэффициент пористости K_n связаны функциональной зависимостью

$$\sigma_n = (1 - K_n) \cdot \sigma_{ск} + K_n \cdot \sigma_{жс} \quad (12.11)$$

где $\sigma_{ск}$ и $\sigma_{жс}$ - соответственно, плотности минерального скелета и жидкости, насыщающей поры породы. Эти параметры определяют при лабораторных исследованиях керна.

Плотность породы в целом σ_n определяют по результатам плотностного ГГК. При этом аппаратуру градуируют на эталонных образцах с известной плотностью. Современная аппаратура позволяет получать диаграммы ГГК-П, масштаб которых сразу разбит в единицах плотности. Выражение для K_n получают из уравнения (12.11).

ГГК-П применяют также при цементометрии эксплуатационных скважин для определения высоты подъема и наличия пустот в цементном камне, поскольку плотность цементного камня $2,2$ г/см³, а жидкости, заполняющей пустоты в нем, $1,0-1,2$ г/см³.

На месторождениях ископаемых углей ГГК-П применяют для выделения угольных интервалов.

Поскольку плотность углей ($\sigma_y = 1,15-1,75$) г/см³ намного меньше, чем плотность песчано-глинистых вмещающих пород ($\sigma_{вм} = 2,5 - 2,7$) г/см, то над угольными интервалами интенсивность рассеянного γ -излучения значительно повышается (рис. 12.7).

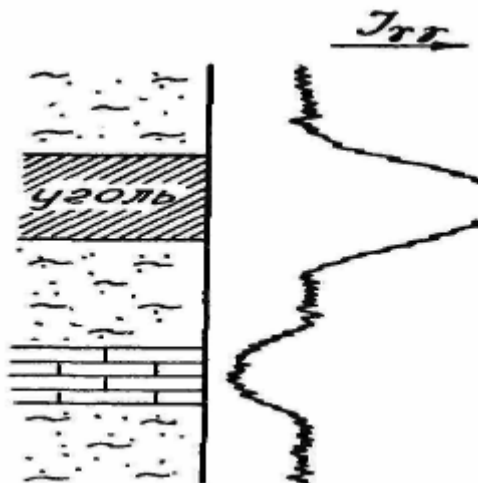


Рис. 12.7. Аномалии на диаграмме плотностного гамма-гамма-каротажа над пластами пониженной (ископаемый уголь) и повышенной (известняк) плотности

Границы угольных пластов определяют по правилу полумаксимума аномалии.

На рудных месторождениях ГГК-П применяют для выделения рудных интервалов в тех случаях, когда их выделение затруднено по данным других методов.

Селективный гамма-гамма-каротаж

Селективный гамма-гамма-каротаж (ГГК-С, он же Z-ГГК) основан на изучении фотопоглощения γ -квантов в горных породах. Поскольку этот эффект превалирует при низкой энергии γ -квантов, в ГГК-С используют источники с энергией $E_\gamma < 0,5$ МэВ. Такими источниками являются искусственные радионуклиды: Sn^{119} ($E_\gamma = 0,39$ МэВ), Se^{75} ($E_\gamma = 0,27$ МэВ), Hg^{203} ($E_\gamma = 0,28$ МэВ). Длина зонда 10-20 см.

Область применения. ГГК-С применяется, главным образом, на угольных и рудных месторождениях.

На угольных месторождениях ГГК-С используют для определения зольности углей. Чистый уголь имеет $z_{эф} \approx 6$, поскольку состоит из

углерода. Негорючий остаток углей (зола) состоит, в основном, из кремнезема и глинозема с примесью окислов железа, $z_{эф}$ золы составляет 12-13 единиц. Между зольностью углей A^c и их $z_{эф}$ существует функциональная зависимость, представленная на рис. 12.8. Поскольку метод ГГК-С чувствителен к малейшим изменениям $z_{эф}$ среды, то по его результатам легко оценить зольность ископаемых углей. Этот метод был разработан проф. Уткиным В.И. Им же предложена удобная палетка для оценки A^c непосредственно по диаграмме ГГК. Общий вид палетки представлен на рис. 12.9.

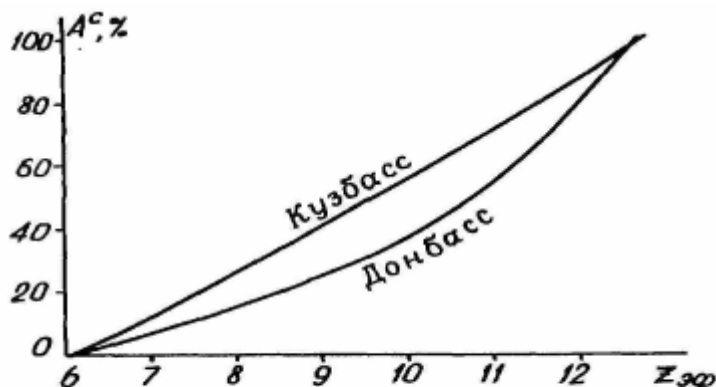


Рис. 12.8. Зависимость эффективного атомного номера от зольности для углей различных бассейнов (по В.И. Уткину)

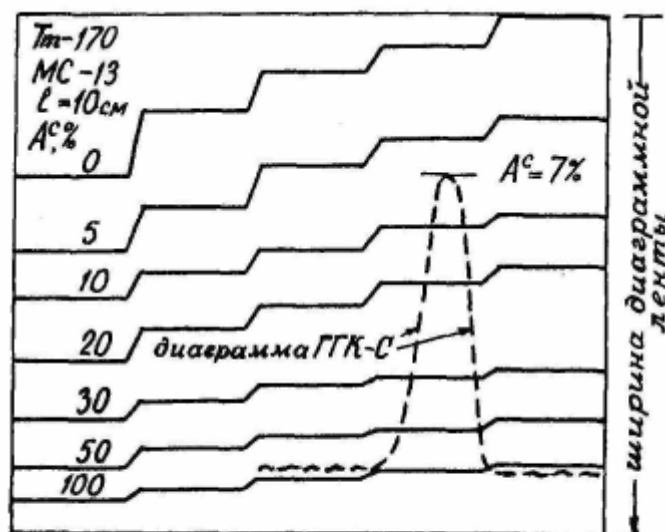


Рис. 12.9. Палетка В.И. Уткина для определения зольности ископаемых углей по диаграммам ГГК-С

На рудных месторождениях метод ГГК-С применяют для выделения рудных интервалов в разрезах скважин. При измерении спектра рассеянного γ -излучения можно определить, каким элементом вызвано поглощение, т.е. возможно изучение вещественного состава руд.

На нефтяных и газовых месторождениях метод ГГК-С находит применение пока только при дефектометрии обсадных колонн. Между тем, автором совместно с доц. Бредневым И.И. и к. г.-м. н. Коргулем Г.Г. предложен способ выделения пластов-коллекторов в разрезах и определения их пористости, основанный на применении селективного ГГК. Согласно этому способу, ГГК-С выполняют в скважине дважды: до заполнения скважины жидкостью с повышенным $z_{эф}$ и после. В качестве

такой жидкости используют, например, водный раствор ацетата свинца. При 30% концентрации его $z_{эф} = 45,6$. У минерального скелета песчаников $z_{эф} = 12,4$, у известняков - 15,0.

Жидкость с высоким атомным номером, проникая в поры пласта, повышает $z_{эф}$ коллектора в целом, причем тем сильнее, чем выше пористость, как это показано на рис. 12.10, а. Этот эффект отчетливо фиксируется по разности показаний каротажа ГГК-С, проведенного до и после заполнения скважины раствором с аномально высоким $z_{эф}$ (рис. 12.10, б). Расчеты показывают, что этот метод обладает очень высокой чувствительностью и позволяет определять пористость пород, начиная с $K_n = 2\%$. Способ признан изобретением и защищен патентом Российской Федерации № 1702793.

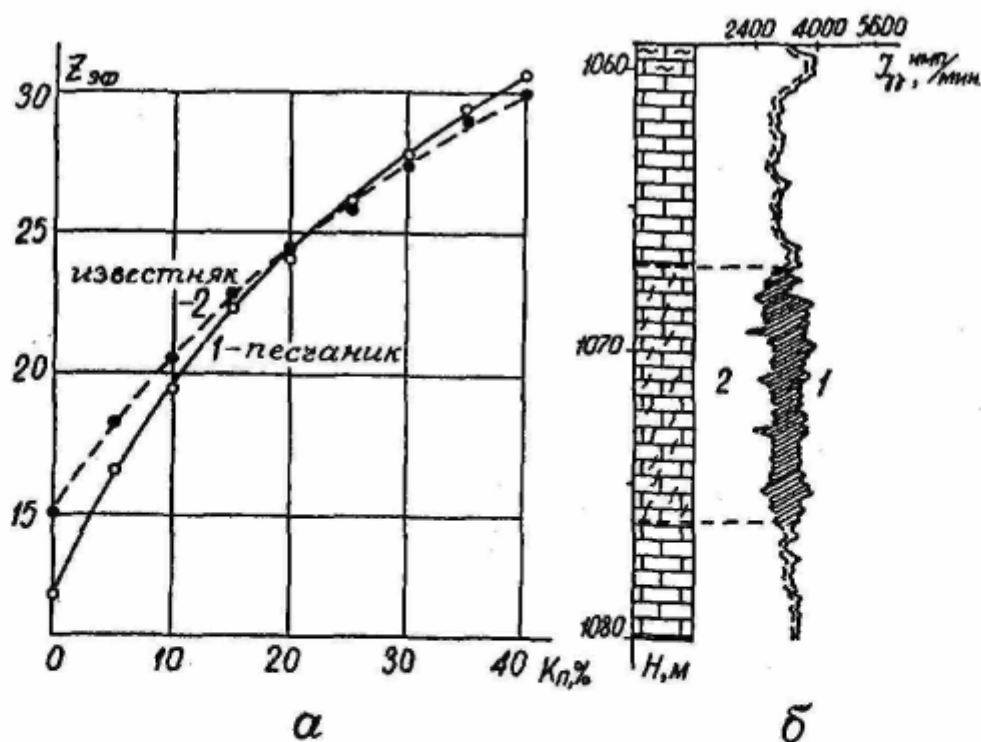


Рис. 12.10. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе по результатам ГГК-С после заполнения скважины раствором с повышенным эффективным атомным номером (пат. РФ №1702793): а – зависимость эффективного атомного номера песчаного (1) и карбонатного (2) коллектора при заполнении его пор 30% раствором ацетата свинца от пористости; б – комплекс каротажных диаграмм: 1 – контрольная диаграмма ГГК-С, 2 – то же после заполнения скважины 30% раствором ацетата свинца

Контрольные вопросы

1. В чем заключается сущность гамма-каротажа?
2. Назовите основные естественные радиоактивные элементы.
3. Какие магматические породы и почему обладают повышенной радиоактивностью? Какие осадочные?
4. Какие Вам известны детекторы гамма-квантов?
5. Какие основные узлы входят в состав каротажных радиометров?
6. Почему ограничена скорость ГК?
7. Какой способ используют для определения границ пластов большой мощности по диаграммам ГК?
8. Как определяют по ГК содержание радиоактивных элементов?
9. Какие мешающие факторы учитывают при количественной интерпретации диаграмм ГК?
10. Назовите 3 основные вида взаимодействия гамма-излучения с веществом.
11. Как устроен скважинный прибор ГГК?
12. Чем отличается плотностной ГГК от селективного?
13. Какие задачи решаются с помощью ГГК-П на нефтяных и рудных месторождениях?
14. Какие задачи решаются с помощью ГГК-С?
15. Получите выражение для расчета K_n по результатам ГГК-П из формулы (12.11).

Лекция 13

Рентген-радиометрический каротаж

Рентген-радиометрический метод основан на изучении результатов взаимодействия мягкого γ -излучения с электронами глубинных орбит атомов вещества.

Это взаимодействие заключается в фотоэлектрическом поглощении γ -квантов электронами какой-либо оболочки. В результате электрон вылетает из атома, а атом приходит в возбужденное состояние. Место, с которого удален электрон в результате поглощения γ -кванта, может быть заполнено электроном с другой, более далекой от ядра электронной оболочки. Например, если при фотопоглощении выбит электрон с К-оболочки, то его место может быть занято электронами с L-, M-, N- и других оболочек. Соответственно разностям энергий электронов на этих уровнях, ими при переходе испускаются фотоны рентгеновского излучения.

*Совокупность фотонов рентгеновского излучения, возникающих **при** переходах электронов на один общий, более глубокий уровень, носит название характеристической серии рентгеновского спектра.*

Линии характеристического спектра различаются не только энергией, но и интенсивностью, поскольку вероятность перехода электронов между различными уровнями не одинакова. Самой интенсивной является линия К, соответствующая переходу электронов с уровня L на уровень К.

Каждый химический элемент обладает своим характеристическим спектром рентгеновского излучения, причем энергия каждой определенной линии спектра (К, L, M, N) возрастает с увеличением атомного номера элемента.

Энергия линий К-серии (E_K), наиболее жесткой для всех элементов, не превышает 116 кэВ. Для свинца она составляет 88,2 кэВ, а для легких элементов всего лишь 0,05-0,87 кэВ. Таким образом, рентгеновское излучение является "мягким" и слабопроникающим.

Обычные счетчики Гейгера его не фиксируют и для регистрации применяются пропорциональные или сцинтилляционные детекторы ($NaI+Ti$), которые в состоянии регистрировать излучение с энергией не менее 0,5 кэВ. Поэтому рентген-радиометрический метод применим только для элементов с атомным номером $z > 25-30$.

Еще один недостаток метода РРК - невозможность разделить излучение близких по атомному номеру элементов, связанная с низкой разрешающей способностью по энергии у сцинтилляционных детекторов.

Теоретические расчеты показывают, что для получения достаточной интенсивности характеристического излучения энергия γ -квантов возбуждающего излучения E_γ должна быть в пределах:

$$1,1 E_K < E_\gamma < 3,3 E_K \quad (13.1)$$

Кванты с энергией меньше $1,1 E_K$ не возбуждают характеристического излучения, а с энергией больше $3,3 E_K$ создают высокий мешающий фон вследствие комптоновского рассеяния первичного излучения. Для работ на свинец используется источник Se^{15} ($E_\gamma = 0,27$ МэВ).

Рентген-радиометрический метод применяется в лабораторном (РРА) и в скважинном (РРК) вариантах, а также для опробования стенок горных выработок (РРО).

В РРК используются зонды, в которых осуществлена геометрия "прямой видимости": детектор регистрирует вторичное излучение (характеристическое и рассеянное) с того же участка изучаемой поверхности, который подвергается γ -облучению источника.

На рис. 13.1 представлен схематический разрез зонда РРК. Зонд обычно выполняется в виде выносного блока, прижимаемого к стенке скважины.

Источник мягкого γ -излучения облучает участок стенки скважины через коллимационный канал и входное окно, которое для пропускания мягкого излучения закрывается текстолитом или бериллием. Источник и детектор разделены свинцовым экраном. Детектор рентгеновского излучения помещают в другом коллимационном канале, стенки которого покрыты слоем кадмия и меди для поглощения характеристического рентгеновского излучения, возбуждаемого рассеянным γ -излучением источника непосредственно в свинцовом экране.

Измерения интенсивности характеристического и рассеянного излучения производят с

помощью скважинных гамма-спектрометров.

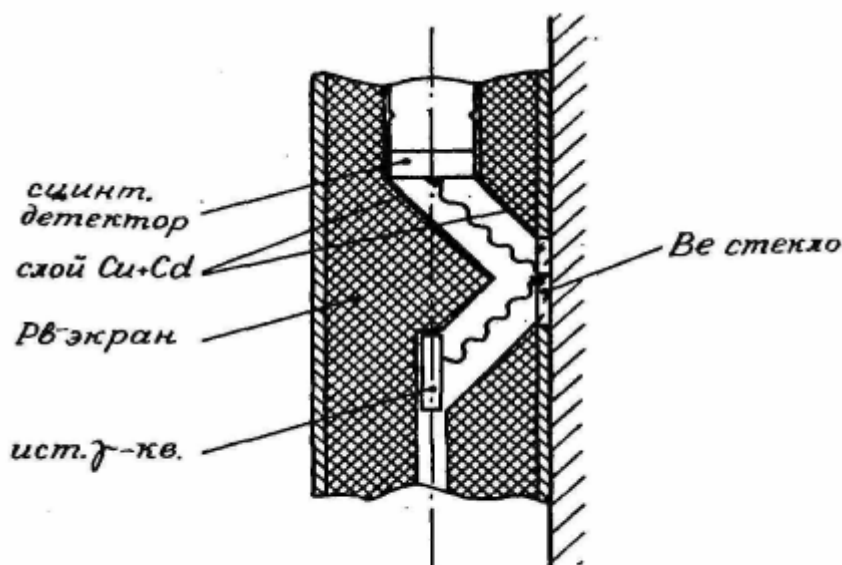


Рис. 13.1. Устройство зонда рентген-радиометрического каротажа

С целью стандартизации измерений и уменьшения влияния помех в РРК применяют способ спектральных отношений. Сущность способа заключается в регистрации отношения интенсивностей в двух каналах гамма-спектрометра, один из которых настроен на энергию характеристического рентгеновского излучения элемента (N_1), другой - канал "внутреннего стандарта" - фиксирует интенсивность γ -излучения справа от К-уровня (N_2).

Поясним этот способ с помощью рис. 13.2. Кривая a показывает спектр рассеянного γ -излучения источника Se^{75} ($E_\gamma = 0,27$ МэВ), зарегистрированный на модели пласта, состоящего из чистого кварцевого песка. Максимум на энергии около 120 кэВ формируется под действием двух конкурирующих процессов - комптоновского рассеяния γ -квантов источника и фотопоглощения рассеянных γ -квантов. При добавлении в песок 10% Pb на спектре появляется четкий максимум на энергии 88 кэВ, соответствующий К-линии характеристического спектра рентгеновского излучения свинца. Именно на эту энергию настраивают I канал спектрометра и регистрируют в нем скорость счета N_1 . II канал спектрометра настраивают на энергию максимума рассеянного излучения — 120 кэВ и регистрируют скорость счета N_2 .

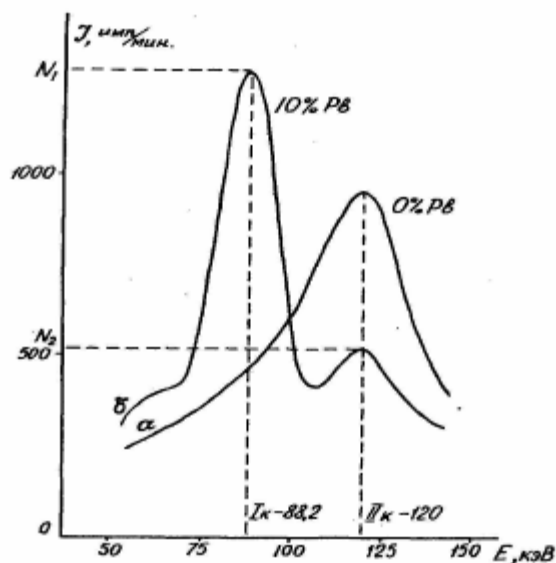


Рис. 13.2. Спектры рентгеновского и рассеянного гамма-излучения на моделях пластов чистого кварцевого песчаника (а) и песчаника, содержащего 10% свинца (б)

Поскольку области энергий, измеряемых обоими каналами, достаточно близки, то изменения плотности, эффективного атомного номера среды и геометрии измерений будут одинаково влиять на

обе интенсивности.

В результате, отношение $\eta = N_1/N_2$ оказывается линейно зависящим от содержания соответствующего элемента (в данном случае, Pb).

Главным недостатком метода РРК является его малая глубинность, связанная с низкой проникающей способностью рентгеновского излучения. Метод РРК является по сути "пленочным". Тем не менее,

результаты определения содержания металлов в руде по РРК хорошо согласуются с данными кернового опробования.

Методы нейтронного каротажа с использованием стационарных источников нейтронов

Методы стационарного нейтронного поля появились раньше импульсных нейтронных методов и включают в себя такие виды каротажа, как НТК, ННК-Т, ННК-НТ, метод нейтронной активации и некоторые др.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК)

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

Физические основы метода

В нейтронном гамма-каротаже измеряется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород. Для возбуждения этого излучения стенки скважины бомбардируют нейтронами.

Скважинный снаряд НГК включает в себя источник нейтронов и детектор гамма-излучения (рис. 13.3).

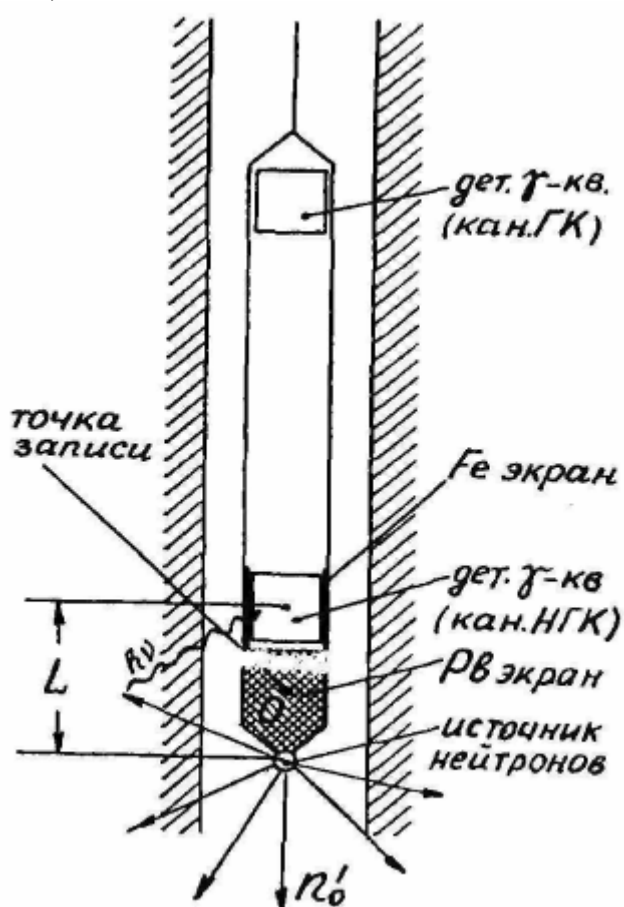
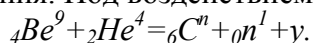


Рис. 13.3. Устройство зонда нейтронного гамма-каротажа

Расстояние между центрами источника и детектора составляет длину зонда L . Точка записи располагается на середине расстояния между ними. В качестве источников нейтронов в России применяют обычно ампулы, заполненные смесью порошкообразного бериллия и какой-либо соли

полония. Под воздействием α -частиц, испускаемых ядрами полония, происходит реакция:



Po-Be источник дает около $2 \cdot 10^6$ нейтронов в секунду на 1 г полония и примерно столько же гамма-квантов. Большая часть нейтронов - быстрые, с энергиями от 3,5 до 6 МэВ.

Поскольку нейтроны не имеют электрического заряда, проникающая способность их очень велика. Сталкиваясь с ядрами атомов горных пород, нейтроны теряют часть своей энергии, замедляются. При этом большая часть кинетической энергии теряется при соударении с ядрами легких атомов, главным образом, водорода. После примерно 25 соударений с ядрами водорода нейтроны замедляются до "тепловых" энергий (около 0,025 эВ) и диффундируют через породы, пока не будут захвачены. Тепловые нейтроны могут захватываться ядрами всех элементов, кроме He . Низкие сечения захвата тепловых нейтронов имеют О и С. Аномально высокие сечения захвата у таких элементов, как TR , Cd , B , Cl и некоторых других. Акт захвата теплового нейтрона сопровождается испусканием γ -квантов, которые образуют так называемое γ -излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Часть этих γ -квантов фиксируется детектором в скважинном снаряде НТК.

Кроме радиационного гамма-излучения ($I_{\gamma\gamma}$), детектор будет фиксировать также и гамма-кванты другого происхождения. Суммарную зарегистрированную интенсивность гамма-излучения можно представить в виде ряда:

$$I_{\Sigma} = I_{n\gamma} + I_{\gamma} + I_{\phi} + I_{\gamma\gamma}, \quad (13.2)$$

где I_{γ} - естественное гамма-излучение пород;

I_{ϕ} - фоновое гамма-излучение источника нейтронов;

$I_{\gamma\gamma}$ - гамма-излучение источника, претерпевшее комптоновское

рассеяние в породах и обсадных трубах скважины. Для выделения исследуемой составляющей $I_{n\gamma}$ приходится прибегать

к уменьшению влияния остальных составляющих I_{γ} , I_{ϕ} , $I_{\gamma\gamma}$. Для уменьшения влияния естественной радиоактивности I_{γ} выбирают, с одной стороны, мощность источника нейтронов такой, чтобы вызванное им гамма-излучение было, по крайней мере, на порядок больше естественного. С другой стороны, уровень естественной радиоактивности может быть учтен вычитанием показаний ГК из диаграмм НТК. Для ослабления фонового гамма-излучения источника I_{ϕ} , между источником и детектором располагают мощный свинцовый экран (см. рис. 13.3). Для поглощения мягкого рассеянного излучения $I_{\gamma\gamma}$ детектор излучения помещают в стальную гильзу. Выделенная таким образом составляющая $I_{n\gamma}$, зависит, в основном, от содержания водорода в исследуемой среде. Когда скважинный снаряд проходит через формации с высоким содержанием водорода (в составе воды или нефти и газа), уровень наведенного гамма-излучения будет низким, т.к. большинство нейтронов будет замедлено и поглощено в непосредственной близости от источника и только некоторые из гамма-квантов смогут достичь детектора и будут зарегистрированы (рис. 13.4, а).

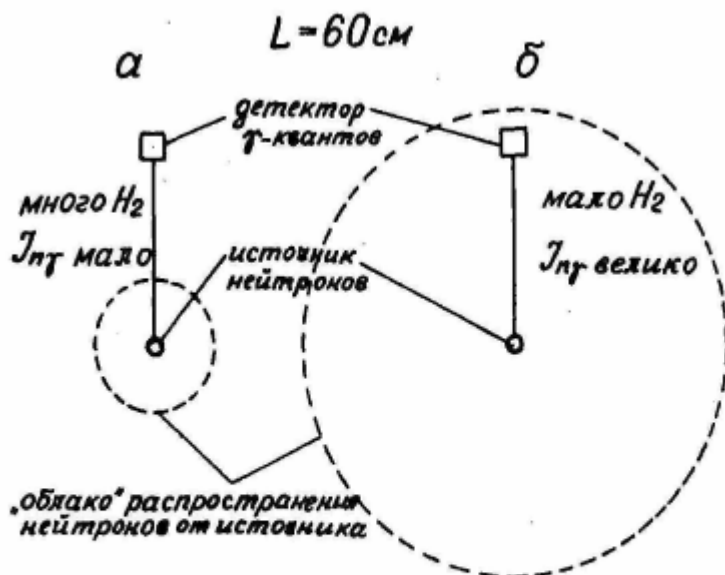


Рис. 13.4. Зависимость показаний "большого" зонда НГК от содержания водорода в среде

Если породы содержат мало водорода или не содержат вообще, нейтроны успевают распространиться далеко от источника прежде, чем они будут замедлены и захвачены. При длине зонда 0,6 м и выше большая часть нейтронов будет поглощена где-то вблизи детектора гамма-излучения, и на диаграммах НТК будет наблюдаться высокий уровень интенсивности ГИРЗ (рис. 13.4, б).

При использовании зондов малой длины (0,3 м и менее) зависимость распределения вторичного гамма-излучения от содержания водорода получается обратной (рис. 13.5). Зонды малой длины применяются гораздо реже, т.к. в них трудно избавиться от действия гамма-излучения самого источника нейтронов, и разрешающая способность их мала. В дальнейшем нами будет рассматриваться нейтронный гамма-каротаж только с большими зондами (более 0,4 м), который обычно и используется на практике.

Таким образом, метод НТК является индикатором количества водорода (воды и нефти) в горных породах. А так как жидкость содержится в основном в порах пород, то НТК дает возможность оценивать пористость пород.

Имеется возможность также по диаграммам НТК выделять контакт минерализованных пластовых вод с нефтью за счет того, что хлор, содержащийся в пластовых водах, повышает интенсивность вторичного гамма-излучения.

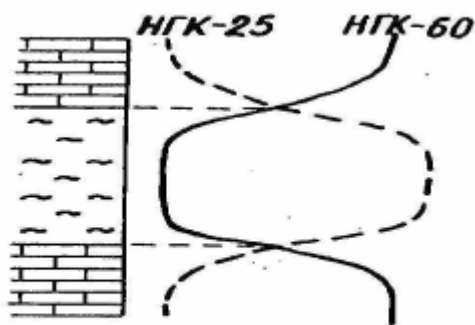


Рис. 13.5. Зависимость показаний НГК от длины зонда

К сожалению, на НТК оказывает действие ряд мешающих факторов, которые должны быть учтены при интерпретации диаграмм. Во-первых, результаты измерений в значительной степени

зависят от конструкции скважины, поскольку вода бурового раствора замедляет нейтроны, а обсадные трубы поглощают гамма-излучение. Как показывает рис. 13.6, уменьшение диаметра скважины сдвигает кривые НТК вправо, а увеличение толщины обсадки - влево от уровня, соответствующего стандартным условиям. При количественной интерпретации учет диаметра скважины производят по специальным номограммам, а влияние обсадки учитывается так же, как в методе ГК (см. рис. 12.3). Во-вторых, сопротивление бурового раствора, хотя и не влияет само по себе на результаты НТК, является мерой солености бурового раствора, т.е. его хлоросодержания. А хлор, как уже отмечалось, повышает интенсивность радиационного излучения. Поэтому при количественной интерпретации в результаты НТК вводятся поправки за влияние бурового раствора по специальной номограмме.

Интерпретация результатов НТК

Из всего круга задач, решаемых при интерпретации диаграмм НТК, мы рассмотрим только три вопроса: литологическое расчленение разрезов скважин, определение контактов и мощностей пластов, определение пористости.

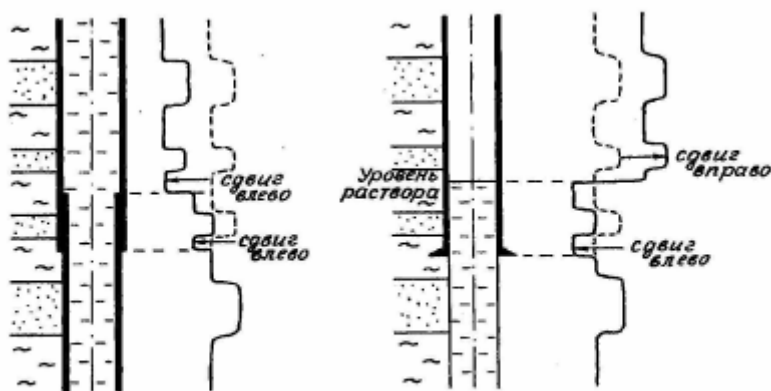


Рис. 13.6. Влияние скважинных условий на показания НТК

Литологическое расчленение разрезов скважин. Как уже отмечалось, метод НТК дифференцирует породы по водородосодержанию.

Как известно, среди осадочных пород наибольшее количество водорода содержат глины в виде химически связанной и поровой воды. Общее содержание воды в глинах может достигать 44%. Поэтому на диаграммах НТК глины выделяются самыми низкими значениями и представляют собой надежный "базовый" или опорный горизонт.

Самые же высокие уровни радиационного гамма-излучения наблюдаются против плотных малопористых известняков, которые могут служить другим опорным горизонтом, с минимальной пористостью ($K_n \approx 1\%$).

Песчаники и пески не содержат химически связанной воды, вследствие чего даже самые пористые из них отмечаются более высокими значениями НТК, чем глины. Среди гидрохимических осадков наименьшими значениями I_{γ} выделяются гипсы благодаря высокому (до 48%) содержанию кристаллизационной воды, наибольшими - ангидриты.

Наилучшие результаты получаются при совместной интерпретации диаграмм НТК и др. методов. Так, например, если в разрезе присутствуют и глины, и гипсы, которые не различаются по диаграммам НТК, их легко дифференцировать по диаграммам ГК (у глин повышенная радиоактивность) или КС (у глин электрическое сопротивление гораздо меньше, чем у гипсов).

На рис. 13.7 показан пример расчленения упрощенного геологического разреза, состоящего из глин, песчаников и известняков.

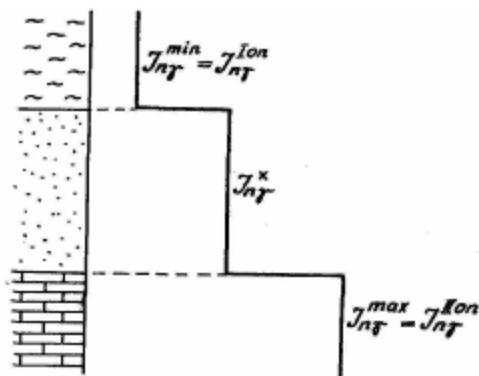


Рис. 13.7. Усредненная диаграмма НТК-60 на гипотетическом геологическом разрезе

Уровень записи $I_{n\gamma}^x$ над пластом-коллектором (песчаник) занимает промежуточное положение между глинами и известняками и зависит от пористости и глинистости коллектора.

Определение границ и мощностей пластов. Контакты и мощности пластов в НТК определяются так же, как и в ГК, главным образом, по правилу полумаксимумы аномалии (см. рис. 13.5). Хотя из-за влияния длины зонда точка, соответствующая половине максимума аномалии в подошве пласта низкой интенсивности, смещена вниз на $0,1 L$, а в кровле - на $0,3 L$ вверх от границы, эти погрешности можно не учитывать, т.к. при масштабе записи 1:200 или 1:500 они не превышают 1 мм.

Определение коэффициента пористости. Поскольку показания НТК зависят от полного водородо-хлоросодержания породы, включая содержание кристаллизационной воды и воды, адсорбированной глинистой частью породы, то наиболее точные результаты по определению пористости получаются в карбонатных отложениях. При количественной интерпретации диаграмм НТК величина интенсивности $I_{n\gamma}$, снятая против изучаемого пласта, непосредственно не используется. Причиной этого являются отсутствие строгой эталонировки радиометров и наличие сторонних излучений от самого источника нейтронов и рассеянного гамма-излучения, которые очень трудно учесть полностью.

Поэтому интерпретация проводится по относительной амплитуде аномалии НТК ("двойной разностный параметр") для данного пласта:

$$\overline{\Delta I}_{n\gamma} = \frac{\Delta I_{n\gamma}^x}{\Delta I_{n\gamma}^{lon}} = \frac{I_{n\gamma}^x - I_{n\gamma}^{lon}}{I_{n\gamma}^{lon} - I_{n\gamma}^{lon}}, \quad (13.3)$$

где $I_{n\gamma}^x$ - интенсивность аномалии НТК против исследуемого пласта;

$I_{n\gamma}^{lon}$ - интенсивность против первого опорного горизонта, за который принимается обычно пласт глин с известным содержанием водорода (40%);

$I_{n\gamma}^{lon}$ - интенсивность против второго опорного горизонта, за который принимается какая-либо из плотных пород разреза с известной пористостью (1%). Все величины $I_{n\gamma}$, входящие в формулу (13.3), должны

быть предварительно исправлены за влияние скважины, обсадных труб, хлорсодержания и естественной радиоактивности.

По относительной амплитуде $\Delta \vec{I}_{n\gamma}$ и определяют коэффициент пористости по номограмме $\Delta \vec{I}_{n\gamma} = f(K_n)$, приведенной на рис. 13.8.

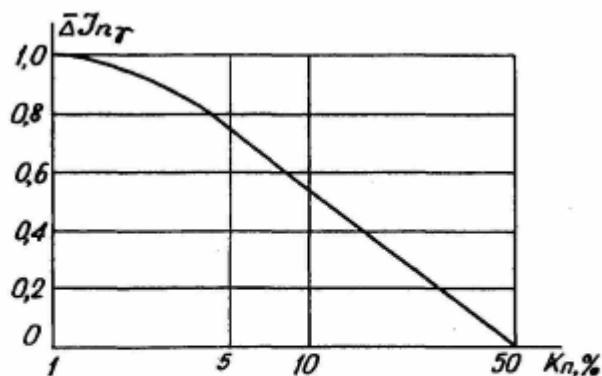


Рис. 13.8. Зависимость показаний НГК (двойной разностный параметр) от пористости пород

Такие номограммы строятся по экспериментальным данным. При определении по этой методике пористости песчаных коллекторов учитывают их глинистость, вводя поправку:

$$\Delta K_{\text{г}} = C_{\text{гл}} * 0,4,$$

где $C_{\text{гл}}$ - объемная глинистость коллектора, % (определяется по ГК или лабораторным исследованиям);

0,4 - содержание воды в глине (40%), (объемное).

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

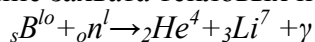
Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) заключается в измерении плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

При постоянной длине зонда плотность потока тепловых нейтронов ($E_{\text{nm}} = 0,025$ эВ) зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Таким образом, ННК-Т дает такие же результаты, как и метод НТК.

При работе с большими зондами, чем больше в среде содержание водорода, тем меньше I_{nm} . С повышением содержания нейтронопоглощающих элементов (TR , Cd , B , Hg , Mn , CF) I_{nm} падает при любой длине зонда.

В качестве детекторов тепловых нейтронов используют пропорциональные газоразрядные счетчики или сцинтилляторы ZnS , активированные Cu или Ag .

Газоразрядные счетчики заполняют трехфтористым бором BF_3 , обогащенным изотопом B^{10} . Проходящие через счетчик нейтроны интенсивно поглощаются бором, имеющим аномально большое сечение захвата тепловых нейтронов. В результате происходящей реакции:



образуются ядра Li , α -частицы и γ -излучение. В сцинтилляционных счетчиках используют смесь кристаллов ZnS с каким-либо бор-содержащим веществом. Т.к. ZnS не образует больших кристаллов, смесь засыпают в цилиндр из прозрачного плексигласа, γ -квант, возникающий при взаимодействии B с тепловым нейтроном, вызывает сцинтилляцию в одном из кристаллов ZnS . Таким образом, тепловые нейтроны регистрируются по продуктам их взаимодействия с B .

При исследовании нефтяных и газовых скважин используют зонды ННК-Т длиной 30-50 см.

Учет скважинных условий и количественная интерпретация производится по аналогии с НТК.

При исследовании нефтяных и газовых скважин хорошие результаты дает *многозондовый нейтрон-нейтронный каротаж* (МННК). В скважинном приборе МННК измерение нейтронного потока производят с помощью двух или нескольких детекторов, расположенных на разном расстоянии от источника. В двухзондовых установках аппаратура сразу определяет отношение

$$A = I_{\text{nmл}} / I_{\text{nmб}}$$

где I_{nm} и I_{ntb} - показания малого и большого зондов.

Длина малого зонда составляет 30-40 см, а большого - 60-70 см.

Отношение A характеризует скорость спада плотности нейтронов при удалении от источника, а она возрастает с увеличением водородосодержания и, следовательно, пористости пород при их неизменной литологии и постоянстве скважинных условий.

Ряд факторов, связанных с условиями измерений, примерно одинаково влияет на показания каждого из детекторов, что благоприятствует повышению точности получаемых результатов.

Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам

Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ) заключается в измерении плотности потока надтепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника.

Надтепловыми считаются нейтроны с энергией от 100 эВ до 20 кэВ. Плотность потока надтепловых нейтронов определяется, главным образом, замедляющими свойствами среды, т.е. ее водородосодержанием, и практически не зависит от ее поглощающих свойств (от содержания элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов). В этом заключается преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НТК.

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

Поскольку в среде, где размещается детектор, существуют и надтепловые, и тепловые нейтроны, бор, содержащийся в фильтре, поглощает тепловые нейтроны, поступающие на счетчик, а парафин, в котором содержится много водорода, замедляет надтепловые до тепловых энергий, которые затем попадают на счетчик и регистрируются им.

В ННК-НТ так же, как и в других нейтронных методах, могут использоваться как большие (заинверсионные), так и малые (доинверсионные) зонды. При работе с большими зондами, чем больше водородосодержание, тем меньше показания I_{nm} ; при работе с малыми -наоборот.

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

Контрольные вопросы

1. Поясните, в чем заключается физическая сущность рентген-радиометрического метода (РРМ)?
2. В чем заключаются трудности применения РРМ в скважинных условиях?
3. Почему метод РРК не применим на элементы с атомным номером меньше 25?
4. В чем заключается метод спектральных отношений?
5. Укажите преимущества и недостатки РРК.
6. По какому свойству горных пород дифференцирует разрез НТК?
7. Почему результаты НТК зависят от водородосодержания породы?
8. Какие породы характеризуются минимальными и какие максимальными показаниями на диаграммах НТК?
9. Почему при определении пористости пластов по НТК нужно учитывать их глинистость?
10. В чем преимущество ННК-Т перед НТК?
11. В чем преимущество ННК-НТ перед ННК-Т и НТК?
12. Какова глубинность нейтронных методов каротажа?

Лекция 14

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК)

Физические основы метода

В этом методе горные породы облучают кратковременными потоками быстрых нейтронов и изучают результаты их взаимодействия с окружающей средой.

В качестве источника используют скважинный генератор нейтронов, основную часть которого составляет "отпаянная" нейтронная трубка (рис. 14.1). Эта трубка представляет собой стеклянный баллон, заполненный дейтерием при низком давлении порядка 0,02-0,05 Па. Внутри трубки с одной стороны располагается катод, с другой - высоковольтный электрод, внутри которого находится титановая мишень, насыщенная тритием. На высоковольтный электрод подают отрицательное напряжение порядка 150 кВ. Между катодом и высоковольтным электродом располагается полый цилиндрический анод, на который подают положительное напряжение в несколько сотен В. Снаружи трубки вокруг анода располагается катушка индуктивности.

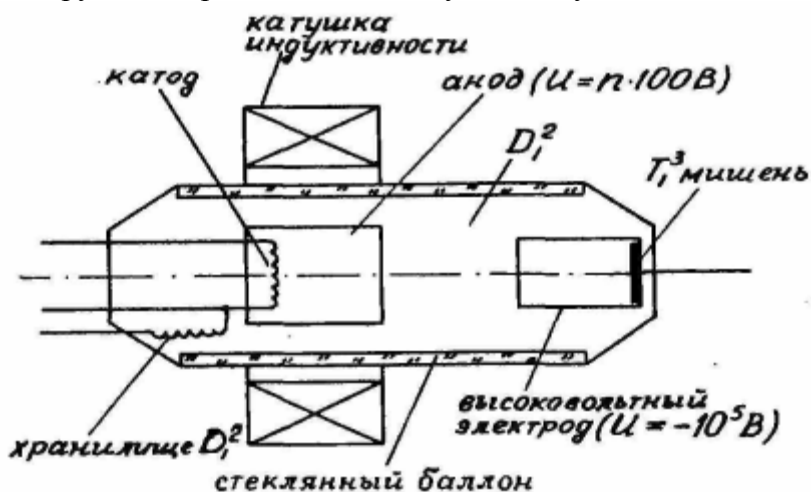
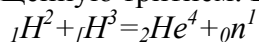


Рис. 14.1. Устройство нейтронного генератора

Электроны, эмиттируемые катодом, ускоряются полем анода и ионизируют атомы дейтерия в трубке. Одновременное действие электростатического поля анода и магнитного поля катушки индуктивности заставляют электроны двигаться по спирали, что увеличивает длину их пути и усиливает их ионизирующее действие. Положительно заряженные ионы дейтерия притягиваются полем отрицательного высоковольтного электрода, ускоряются и бомбардируют мишень, насыщенную тритием. В результате ядерной реакции:



образуется поток нейтронов с энергией до 14 МэВ. Выход нейтронов $\sim 10^6 - 10^9$ нейтр/с. Длительность потока зависит от времени подачи напряжения на анод и составляет обычно от 10 до 20 мкс. Расход дейтерия компенсируется за счет его выделения из хранилища при пропускании через него электрического тока.

Длительность нейтронного импульса обозначают $D_{\text{г}}$, а интервал времени между импульсами - m . Частота следования импульсов - от 10 до 500 Гц. Через некоторое время после испускания импульса, называемое временем задержки t_3 , производят измерение плотности потока нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом в среде в течение какого-то интервала времени замера $\Delta t_{\text{зам}}$ (рис. 14.2").

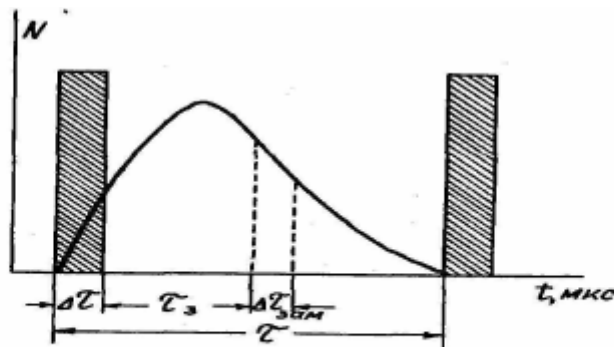


Рис. 14.2. График изменения плотности медленных нейтронов во времени при импульсном нейтронном каротаже

Изменяя время задержки при постоянном $\Delta t_{\text{зам}}$, можно получить зависимость плотности нейтронов (тепловых или надтепловых) или

интенсивности радиационного γ -излучения от времени задержки. Таким образом, ИНК позволяет исследовать не только пространственно-энергетическое, но и временное распределение нейтронов в среде и, следовательно, более полно изучить нейтронные характеристики горных пород.

При импульсном облучении процессы замедления быстрых и диффузии тепловых нейтронов происходят, грубо говоря, последовательно и могут быть исследованы раздельно в зависимости от времени задержки.

Как видно из рис. 14.2, плотность потока тепловых нейтронов сначала увеличивается за счет замедления быстрых нейтронов и через 10-100 мкс достигает максимума, а затем уменьшается за счет того, что тепловые нейтроны начинают диффундировать вдоль оси скважины, а из скважины - в пласт и поглощаться. Количество их убывает по закону

$$N = N_0 \cdot e^{-t/\tau_n}, \quad (14.1)$$

где τ_n - среднее время жизни тепловых нейтронов (от момента замедления до момента поглощения).

Время замедления быстрых нейтронов (10^{-10} мкс) характеризует замедляющие свойства, т.е. водородосодержание горных пород, а время диффузии тепловых нейтронов ($10^2 - 10^4$ мкс) определяется и водородосодержанием, и наличием ядер с большим сечением захвата тепловых нейтронов (например, Cl в пластовых водах).

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

Применение импульсного нейтронного каротажа

С помощью ИНК решаются разнообразные геологические задачи. На нефтяных и газовых месторождениях это - литологическое расчленение разрезов, определение положения ВНК, ГНК, ГВК, как в разведочных, так и в эксплуатационных скважинах; на рудных - определение содержания элементов с повышенными нейтронными свойствами.

При ИННК-Т нефтяных скважин используют как непрерывные, так и поточечные измерения. При непрерывных записывают одновременно, как минимум, две диаграммы плотности потока тепловых нейтронов с разным временем задержки при постоянном $\Delta t_{\text{зам}}$. Каротаж производят при перемещении скважинного прибора снизу вверх со скоростью порядка 120 м/час и с постоянной времени прибора 12 с.

По отношению показаний в двух каналах судят о среднем времени жизни тепловых нейтронов τ_n . Чем сильнее отличаются эти показания, тем меньше τ_n . Количественно τ_n рассчитывают по формуле:

$$\tau_n = \frac{\tau_2 - \tau_1}{\ln N_1 - \ln N_2}, \quad (14.2)$$

где τ_1, τ_2 - время задержки для 1 и 2 каналов;

N_1 и N_2 - показания (скорость счета) в тех же каналах.

При выборе времени задержки τ_3 и времени замера $\Delta t_{\text{зам}}$, соблюдают условие

$$\tau_3 > \tau_n > \Delta\tau_{зам}. \quad (14.3)$$

В настоящее время имеется аппаратура, которая автоматически рассчитывает τ_n и выдает этот параметр на регистратор. Среднее время жизни тепловых нейтронов зависит от содержания водорода и содержат поглотителей нейтронов (хлора) в среде. Для пластов, насыщенных нефтью или пресной водой, $\tau_n=0,3-0,6$ мс; для пластов, насыщенных минерализованной водой $\tau_n=0,11-0,33$ мс; для газонасыщенных пластов $\tau_n=0,6-0,8$ мс.

Таким образом, по параметру τ_n пласты, насыщенные минерализованной водой, хорошо отличаются от нефте-газонасыщенных. На этом отличии основано применение метода ИННК-для прослеживания изменений положения ВНК и ГВК в процесс разработки месторождений нефти и газа (рис. 14.3).

При большой минерализации пластовых вод (более 100 г/л) разделение водонасыщенных и нефтенасыщенных частей пласта возможно даже по одной кривой ИННК с большим временем задержки.

Над водонасыщенной частью I_{nm} значительно ниже, чем на нефтенасыщенной, как это видно по рис. 14.4, где наряду с диаграмме ИННК-Т на времени задержки $\tau_3=780$ мкс приведена для сравнений диаграмма метода НК-Т с ампульным источником, на которой ВНК не отбивается вовсе, но наиболее информативны точечные исследования.

Расстояние между точками наблюдения внутри нефтеносных пластов составляет от 0,4 до 0,8 м, в водоносных - 0,8-1,0 м. На каждой точке производят по несколько замеров, меняя время задержки τ_3 при постоянном $\Delta\tau_{зам}$, и таким образом подробно исследуют зависимость плотности потока тепловых нейтронов от времени. Поскольку время жизни тепловых нейтронов в пласте больше, чем в скважине из-за большего количества водорода в скважине, то, спустя некоторое время после испускания импульса, количество тепловых нейтронов в скважине становится меньше, чем в пласте, и они начинают диффундировать в пласта в скважину. С увеличением времени задержки детектор регистрирует все меньшее количество тепловых нейтронов, но эти нейтроны представляют наибольший интерес, т.к. они идут из наибольшей глубины пласта.

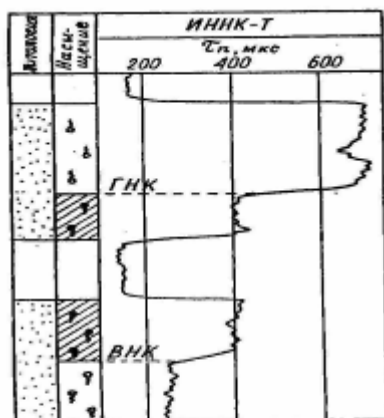


Рис. 14.3. Определение текущего положения водонефтяного контакта по данным импульсного нейтронного каротажа в эксплуатационной скважине (по В.Н. Моисееву)

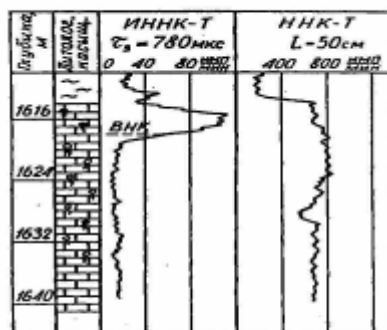


Рис. 14.4. Определение положения ВНК по диаграмме ИННК-Т с большим временем задержки

При поточечных измерениях строят график зависимости логарифма показаний $\ln N_i$ от времени задержки τ_{3i} . Такой график (рис. 14.5) позволяет точнее определить значение τ_n пласта как величину котангенса угла наклона кривой $\ln N = f(\tau)$ при больших τ_3 .

При малых τ_3 наклон кривой зависит, кроме τ_n , также от диаметра скважины и свойств среды, ее заполняющей. При больших τ_3 такое влияние постепенно исчезает. Уменьшение влияния скважины является большим преимуществом импульсных нейтронных методов перед стационарными. Еще одно преимущество - более высокая чувствительность к содержанию элементов, сильно поглощающих нейтроны.

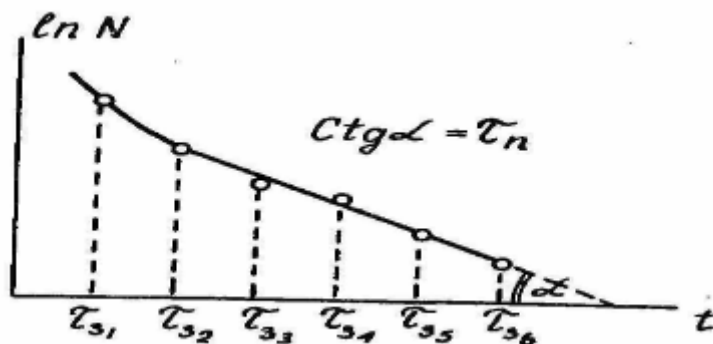


Рис. 14.5. Зависимость плотности потока тепловых нейтронов от времени задержки и определение среднего времени жизни тепловых нейтронов в среде m ,

В рудных скважинах импульсные методы позволяют определять гораздо меньшие концентрации элементов с повышенным сечением захвата тепловых нейтронов, чем стационарные методы.

Импульсный ННК с регистрацией запаздывающих нейтронов может использоваться для определения содержания урана в условиях буровых скважин. При этом применяют генератор нейтронов с малой частотой импульсов, а время задержки выбирают в 5-6 раз больше среднего времени жизни нейтронов в горной породе. При таких условиях детектор регистрирует практически только так называемые "запаздывающие" нейтроны, которые сопровождают распад некоторых продуктов деления урана, вызванный поглощением нейтронов искусственного источника.

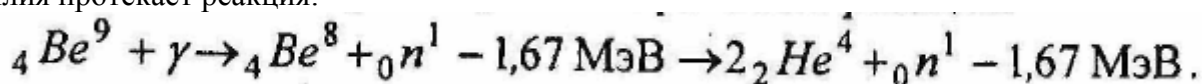
Гамма-нейтронный каротаж

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

Реакции ядерного фотоэффекта пороговые, они возможны только тогда, когда энергия γ -кванта превышает энергию связи нейтронов в ядре. Для большинства химических элементов эта энергия лежит в пределах 4-16 МэВ. Радиоизотопные источники таких γ -квантов не дают. Наиболее удобные из них испускают γ -кванты с энергией не более 2,5-3,0 МэВ.

Наименьшей энергией связи нейтронов в ядре обладают бериллий ($E=1,67$ МэВ) и дейтерий ($E=2,23$ МэВ).

При использовании радиоизотопного источника Sb^{124} с энергией γ -квантов 1,69 МэВ на ядрах бериллия протекает реакция:



Скважинный прибор содержит источник γ -квантов и детектор нейтронов. В качестве детекторов используют пропорциональные газоразрядные или сцинтилляционные (на основе ZnS) счетчики тепловых нейтронов. Длина зонда 12-13 см. Глубина исследования примерно такая же, как в методе ННК-Т. Пример диаграммы ГНК приведен на рис. 14.6.

Поскольку других элементов, обладающих свойством ядерного фотоэффекта, в разрезе скважины нет, то ГНК на бериллий обеспечивает очень высокую точность в определении процентного содержания этого элемента - до 0,001%. Зависимость плотности потока тепловых нейтронов от содержания Be практически линейна (рис. 14.7). Влияние изменений нейтронных свойств руды и вмещающих пород (например, за счет содержания B и Li) может быть учтено комплексированием методов ГНК и ННК-Т.

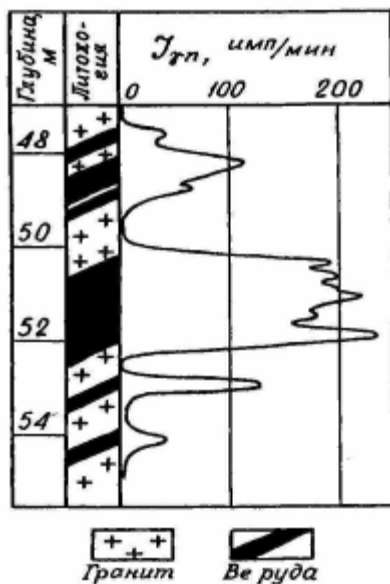


Рис. 14.6. Выделение бериллоносных пегматитов в разрезе скважины по диаграмме ГНК

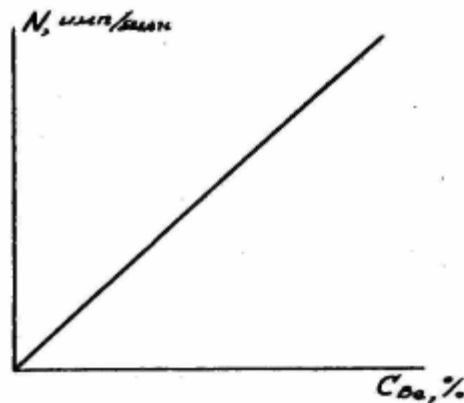


Рис. 14.7. Зависимость наведенного эффекта от содержания бериллия при гамма-нейтронном каротаже

Имеется также принципиальная возможность использования ГНК по дейтерию на месторождениях нефти для установления положения ВНК, поскольку содержание дейтерия в нефти в 1,5 раза выше, чем в воде. Преимущество этого метода при отбивке ВНК - независимость результатов от минерализации пластовых вод.

Нейтронно-активационный каротаж

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

Большинство химических элементов при облучении нейтронами образует искусственные радиоактивные изотопы. Ядра атомов этих изотопов могут испускать α -частицы, протоны и γ -кванты. Вероятность ядерной реакции, приводящей к образованию радиоактивных ядер, определяется сечением активации σ_a . Повышенными сечениями активации посредством тепловых нейтронов отличаются такие элементы, как *Na, Al, P, Cl, Ca, Sc, V, Mn, Co, Cu, Ag* и др. Повышенными сечениями активации посредством быстрых нейтронов обладают *F, O, Al, Si, Fe* и некоторые другие элементы.

В каротаже используются те реакции активации, которые приводят к образованию радионуклидов, дающих γ -излучение.

На практике для возбуждения этого излучения в скважину помещают стационарный источник нейтронов и облучают им горную породу, предварительно измерив в этой точке естественную γ -активность. Время облучения должно быть соизмеримо с периодом полураспада исследуемого искусственного радионуклида, чтобы он успел накопиться в достаточном количестве. Затем на место источника нейтронов помещают детектор γ -квантов и измеряют наведенную активность. Наведенная активность пропорциональна числу ядер активируемого элемента в породе и спадает с течением времени, как и радиоактивность естественных элементов, по экспоненте. Поскольку одновременно с исследуемым элементом активируются и др. элементы, входящие в состав горной породы, то для выделения излучения исследуемого элемента используют временную (по периоду полураспада) или энергетическую селекцию.

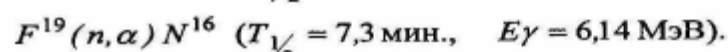
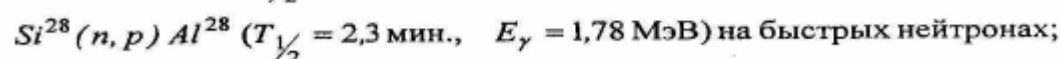
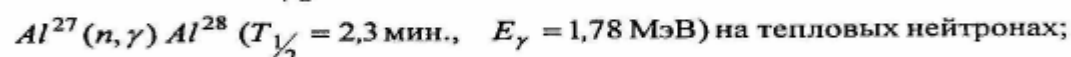
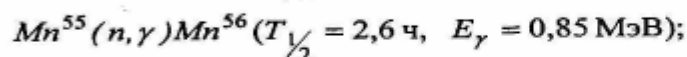
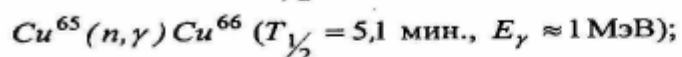
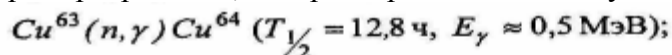
При временной селекции регистрируют изменения наведенной активности $I_{\gamma a}$ во времени и строят кривую зависимости $\ln I_{\gamma a} = f(t)$, предварительно вычтя из измеренных значений

интенсивность естественного γ -излучения. По этой кривой рассчитывают период полураспада исследуемого изотопа.

При энергетической селекции используют γ -спектрометрическую аппаратуру, которую настраивают на энергию γ -излучения соответствующего изотопа.

НАК применяют, главным образом, на рудных месторождениях для определения содержаний *Cu, Mn, Al, Si, F*.

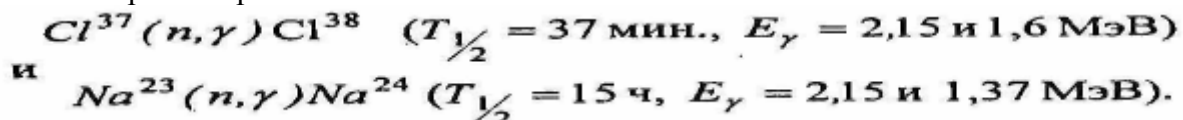
Примеры реакций, которые при этом используются:



Методику определения процентного содержания *Cu* в скважинах по долгоживущему изотопу впервые разработал проф. Г.С. Возжеников.

На угольных месторождениях НАК может использоваться для определения зольности углей по наведенной активности *Al* и *Si* (такая методика была разработана доц. И.И. Бредневым).

На месторождениях нефти НАК может использоваться для картирования ВНК по наведенной активности хлора и натрия:



При $T_{1/2} \leq 3$ мин. активационный каротаж возможен в непрерывном варианте, при этом источник нейтронов движется впереди детектора и активирует породу. Скорость каротажа должна быть такой, чтобы время прохождения интервала, равного длине зонда, примерно соответствовало периоду полураспада изучаемого радионуклида.

Контрольные вопросы

1. Поясните устройство скважинного генератора нейтронов.
2. В чем заключаются преимущества каротажа с импульсным источником перед каротажем со стационарным источником нейтронов?
3. Какие модификации каротажа возможны с применением импульсного источника нейтронов?
4. От чего зависит время замедления нейтронов?
5. Какие факторы определяют среднее время жизни тепловых нейтронов?
6. При каком характере насыщения пор пластов-коллекторов (нефтяном, водном или газовом) среднее время жизни тепловых нейтронов минимально? При каком - максимально?
7. Как проявляется положение ВНК при ИННК-Т в обсаженных скважинах?
8. В чем заключается гамма-нейтронный каротаж?
9. На какие элементы применяют ГНК?
10. В чем заключается нейтронно-активационный каротаж?
11. В каких случаях возможно проведение НАК в непрерывном варианте?

Лекция 15

ПРОЧИЕ ВИДЫ КАРОТАЖА

Термометрия скважин

Термометрия занимается изучением естественных и искусственных тепловых полей в скважинах и окружающих их горных породах.

Естественные поля могут быть связаны с региональным (глубинным) тепловым полем Земли, а могут быть обусловлены и местными процессами, например, окислением сульфидных руд, радиоактивным распадом, растворением солей, притоком подземных вод или выделением газа в скважину.

Искусственные поля могут возникнуть под действием тепла бурового раствора, схватывающегося цементного камня или специальных скважинных нагревателей. Подробно все причины возникновения тепловых полей в скважинах перечислены на рис. 15.1.



Рис. 15.1. Классификация тепловых полей в скважинах по их происхождению

Температурные измерения могут проводиться в *установившемся* или *неустановившемся* тепловом режиме скважины. При установившемся режиме температура бурового раствора не отличается от температуры стенок скважины, т.е. теплообмен между ними уже закончен.

При неустановившемся режиме происходит теплообмен между буровым раствором и горной породой. Разность температур между ними определяется по формуле:

$$\Delta t = \Delta t_0 \left(1 - e^{-\frac{d^2}{16at}} \right),$$

где Δt_0 - разность температур в начальный момент времени $t = 0$;

d - диаметр скважины;

a - коэффициент температуропроводности (о нем дальше).

Расчеты показывают, что для установления стационарного режима с точностью до 5% необходима экспозиция около 100 суток (при диаметре скважины 20 см).

Физические основы метода

Согласно теории, распространение теплового поля в среде описывается дифференциальным уравнением теплопроводности (уравнение Фурье), которое для однородной изотропной среды имеет вид:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \nabla^2 t, \quad (15.2)$$

где $\nabla^2 t$ - оператор Лапласа, в прямоугольных координатах

$$\nabla^2 t = \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2},$$

t — температура;

τ — время;

a — комплексный параметр, называемый коэффициентом температуропроводности ($\text{м}^2/\text{с}$), он характеризует скорость передачи температуры при теплообмене в среде или:

$$a = \frac{\lambda}{\sigma \cdot c}, \quad (15.3)$$

где λ — коэффициент теплопроводности, $\frac{\text{Вт}}{\text{К} \cdot \text{м}}$;

c — удельная теплоемкость, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

σ — плотность, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Величина, обратная λ , называется *удельным тепловым сопротивлением*

$$\xi = \frac{1}{\lambda}, \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Интегрирование этого уравнения в условиях неустановившихся тепловых процессов, когда $\partial t / \partial \tau \neq 0$, представляет собой сложную задачу, решаемую лишь для наиболее простых случаев.

При установившемся процессе теплообмена $\partial t / \partial \tau = 0$ это уравнение обращается в уравнение Лапласа: $\nabla^2 t = 0$, т.е. распределение теплового поля описывается тем же законом, что и стационарное электрическое поле или гравитационное поле в пространстве, где нет дополнительных масс.

Проследим аналогию установившихся тепловых и электрических полей более подробно (табл. 15.1).

Таблица 15.1. Аналогия теплового и электрического установившихся полей

Характеристика поля	Электрическое поле	Тепловое поле
Закон распространения	$\nabla^2 U = 0$	$\nabla^2 t = 0$
Потенциал поля	$U, \text{В}$	$t, \text{К}$
Заряд	$Q, \text{Кл}$	$Q, \text{Дж}$
Ток, тепловой поток	$I = \frac{dQ}{d\tau}; \frac{\text{Кл}}{\text{с}} = \text{А}$	$\frac{dQ}{d\tau}; \frac{\text{Дж}}{\text{с}} = \text{Вт}$
Плотность тока, плотность теплового потока	$j = \frac{d^2 Q}{d\tau \cdot ds}; \frac{\text{А}}{\text{м}^2}$	$q = \frac{d^2 Q}{d\tau \cdot ds}; \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$
Градиент потенциала	$E = -\frac{\partial U}{\partial l}; \frac{\text{В}}{\text{м}}$	$\Gamma = -\frac{\partial t}{\partial l}; \frac{\text{К}}{\text{м}}$
Удельное сопротивление	$\rho = \frac{U}{I} l; \text{Ом} \cdot \text{м}$	$\xi = \frac{t}{dQ/d\tau} \cdot l; \frac{\text{К}}{\text{Вт}} \cdot \text{м}$
Закон Ома в дифференциальной форме	$E = j\rho$	$\Gamma = \xi \cdot q$

Из приведенной аналогии видно, что удельное тепловое сопротивление ξ играет такую же важную роль для тепловых полей, как и удельное электрическое сопротивление ρ для электрических. Значения ξ для различных горных пород приведены в табл. 15.2.

Таблица 15.2. Коэффициент теплопроводности и удельное тепловое сопротивление горных пород

(по Г.А. Череменскому, 1972)

№ п/п	Горная порода, вещество	Коэффициент теплопроводности $\lambda, \frac{\text{Вт}}{\text{К} \cdot \text{м}}$	Удельное тепловое сопротивление $\xi, \frac{\text{К} \cdot \text{м}}{\text{Вт}}$
1.	Гранит	2,3-4,1	0,24-4,3
2.	Габбро	1,7-2,9	0,34-5,9
3.	Дунит	3,1-5,0	0,20-5,0
4.	Глина	0,17-1,7	0,58-5,8
5.	Песок	0,35-3,5	0,29-2,9
6.	Песчаник	0,7-5,8	0,17-1,43
7.	Известняк	0,8-4,1	0,24-1,25
8.	Каменная соль	6,2	0,16
9.	Вода	0,6	1,67
10.	Нефть	0,14	7,15
11.	Воздух	0,024	41,6

Таким образом, удельное сопротивление различных горных пород различается больше, чем на порядок. Его величина сильно зависит от пористости и влажности пород. (Последним фактором объясняется большой диапазон изменения теплового сопротивления осадочных пород).

По данным новейших исследований тепловых свойств, проведенных методом оптического сканирования (Ю. Попов и др., 2001), тепловое сопротивление горных пород очень изменчиво и в пределах интервала в 5-10 м, а иногда и участка керна длиной 7-20 см, может изменяться на 70-100%. Так же, как и электрическое сопротивление, тепловое сопротивление одних и тех же горных пород может различаться в зависимости от направления, в котором оно измеряется. Наиболее велика анизотропия тепловых свойств у слоистых горных пород. Разница в теплопроводности по слоистости ($\lambda_r > \lambda_n$) и поперек нее может достигать 2,0-2,5 раз

Вывод уравнения геотермограммы

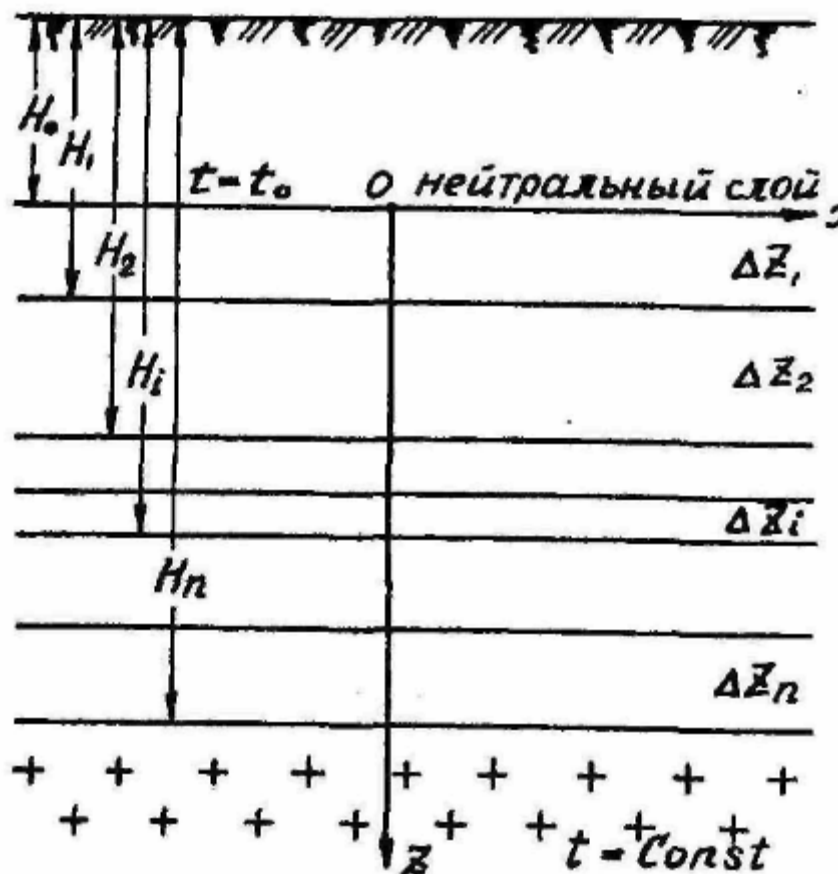
Вывод этого уравнения дается по проф. А.К. Козырину.

Рассмотрим решение уравнения Лапласа для случая установившегося теплообмена между двумя полупространствами, одно из которых имеет постоянную температуру. Такой процесс наблюдается, например, в породах, перекрывающих магму, при условии их горизонтального залегания и отсутствия дополнительных источников тепла (рис. 15.2).

Начало координат расположим в пределах так называемого "нейтрального слоя", в котором сезонные и суточные колебания температуры не превышают точности измерений, а величина последней равна среднегодовой температуре t_0 данной местности. Оси x и y расположим в плоскости нейтрального слоя, а ось z направим вертикально вниз. Таким образом, распределение теплового поля не будет зависеть от координат x и y , следовательно, будет иметь осевую симметрию, а уравнение

Лапласа $\nabla^2 t = 0$ упростится до выражения $\frac{\partial^2 t}{\partial z^2} = 0$, следовательно $\frac{\partial t}{\partial z} = c_1$ и $t = c_1 z + c_2$, где c_1 и c_2 - постоянные, значение которых нужно определить. Поскольку $\frac{\partial t}{\partial z} = -\Gamma$, а в нашей задаче температура растет в направлении оси z , можно полагать, что $c_1 = \Gamma$. В плоскости нейтрального слоя, при $z=0$ $t=t_0$, следовательно, $c_2 = t_0$, и решением задачи будет выражение: $t = \Gamma \cdot z + t_0$.

Рис. 15.2. К выводу уравнения геотермограммы



Однако это решение было бы справедливым, если бы тепловые свойства всех слоев, перекрывающих магму, были одинаковы. Но они разные. Поэтому общее решение будет иметь вид:

$$t = t_0 + \sum_{i=1}^{i=n} \Gamma_i \cdot \Delta z_i = t_0 + q \sum_{i=1}^{i=n} \Delta z_i \quad \text{где } \Delta z_i \text{,- мощность } i\text{-го слоя}$$

Это уравнение линии, которая называется

ломаной **геотермограммой**. Уравнение одного, i -го звена **геотермограммы**: $t_i = t_{i-1} + \Gamma_i \Delta z_i$

откуда: $\Gamma_i = \frac{t_i - t_{i-1}}{\Delta z_i} = \frac{t_i - t_{i-1}}{H_i - H_{i-1}}, \frac{\text{К}}{\text{м}}$. Это величина маленькая, поэтому на практике оперируют с более крупной величиной $\Gamma_{100} = 100 \Gamma_i$ которая называется **геотермическим градиентом**.

Среднее для всей Земли значение $\Gamma_{100}^{\text{ср}} = 3 \frac{\text{К}}{100 \text{ м}}$ (15.7), хотя в разных местах значения Γ_{100} варьируют от 0,2 до 20 $\frac{\text{К}}{100 \text{ м}}$. Используют также обратную величину - **геотермическую ступень**

$$G = \frac{1}{\Gamma_{100}} \quad (15.8)$$

Измерение геотермического градиента и изучение геотермограмм составляет предмет геотермии или метода естественного теплового поля Земли.

Необходимым условием получения геотермограмм в скважинах является наличие установившегося теплообмена ($q = \text{const}$) между скважиной и окружающими породами, т.е. равенство температур бурового раствора и горных пород.

В плоскости геологических разрезов результаты геотермических исследований изображаются в виде геотермограмм скважин $t = f(H)$, которые представляют собой ломаные линии с точками перелома напротив границ пластов с разными тепловыми сопротивлениями (рис. 15.3). Эти графики

могут быть пересчитаны в диаграммы температурного градиента или теплового сопротивления по закону Ома в дифференциальной форме, т.к. $q = \text{const}$, то $\frac{q}{\Gamma}$ пропорционально Γ .
Строят также профили геоизотерм (рис. 15.4).

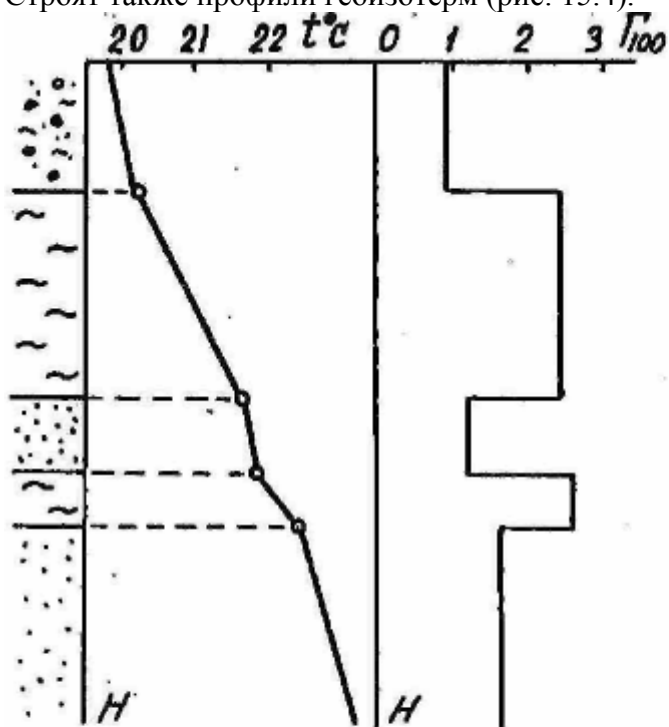


Рис. 15.3. Вид геотермограммы и графика геотермического градиента на гипотетическом геологическом разрезе

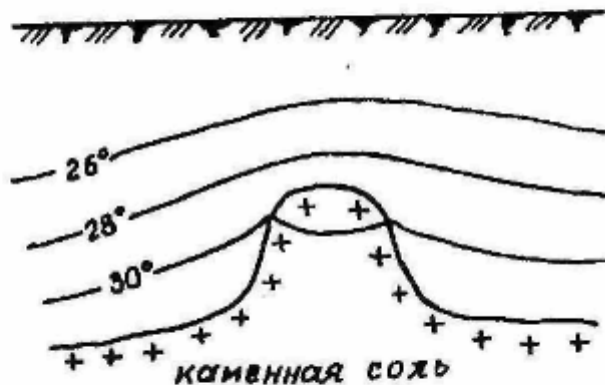
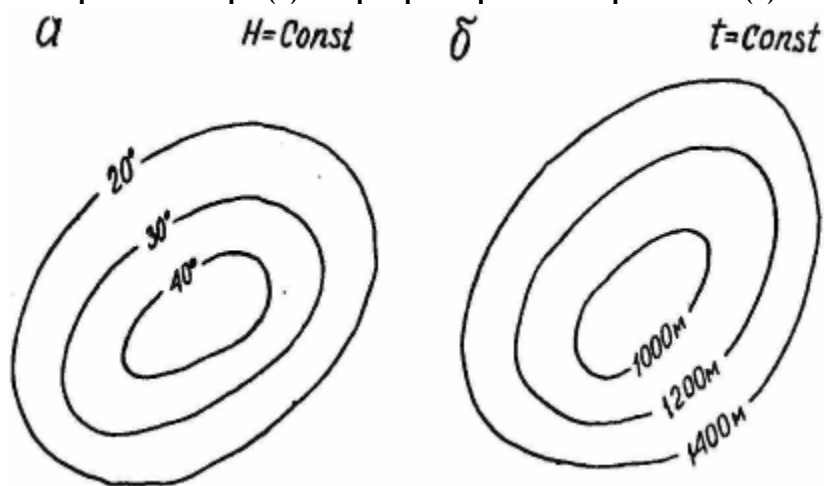


Рис. 15.4. Профиль геоизотерм над соляным куполом

В плане результаты геотермических исследований изображают в виде планов и карт изотермических поверхностей ($t = \text{const}$) или карт рельефа геоизотерм ($H = \text{const}$), которые выглядят так, как показано на рис. 15.5, а и б.

Рис. 15.5. Карта геоизотерм (а) и карта рельефа геоизотермы $t = 30^\circ$ (б)



Техника измерений температуры в скважинах

Для скважинных измерений используют электрические и электронные термометры. Датчиком температуры и в тех, и в других служит металлический терморезистор, выполненный в виде тонкой медной проволоочки, сложенной в несколько раз и помещенной в тонкую медную трубочку, омываемую буровым раствором.

Зависимость сопротивления металлического проводника от температуры, строго говоря, не линейна, но в пределах небольшого (несколько десятков градусов) диапазона температур может быть описана линейным законом:

$$R_t = R_0 [1 + \alpha(t - t_0)]$$
 где R_0 - сопротивление проводника при $t = t_0$, а α — температурный коэффициент, град-1. У чистых металлов температурный коэффициент положителен, его величина составляет от 0,0035 до 0,0068 град-1, у полупроводников а в десятки раз больше, но сильно зависит от температуры.

В электрических термометрах приращения сопротивления чувствительного элемента в зависимости от температуры измеряются непосредственно с помощью мостовой схемы, представленной на рис. 15.6.

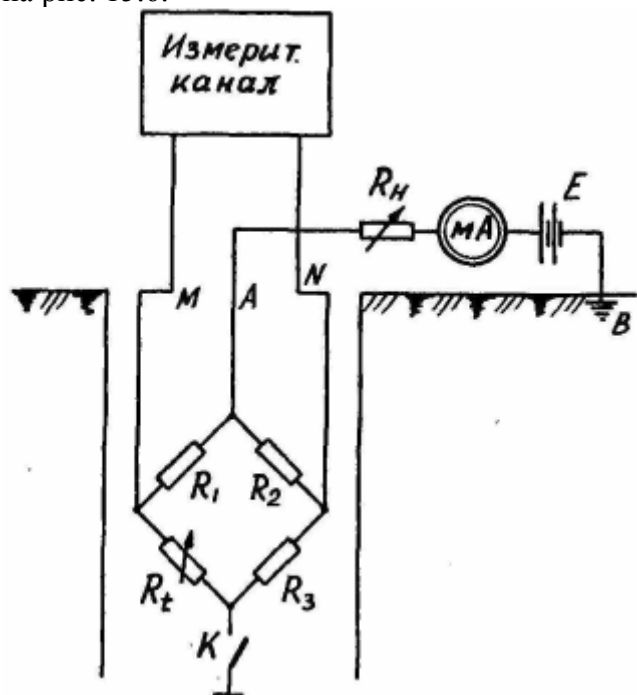


Рис. 15.6. Схема измерений со скважинным электротермометром

Ключ К выполнен в виде ртутного размыкателя, при переворачивании скважинного термометра "вверх ногами" он отсоединяет мост сопротивлений от корпуса снаряда, что необходимо для проверки сопротивления изоляции выводов скважинного снаряда относительно его корпуса.

Перед началом работы скважинный термометр градуируют, помещая его в ведро с водой, температуру которой постепенно повышают с помощью кипятильника или электроплитки. Температуру воды в ведре контролируют обычным ртутным термометром и через каждые 5° берут отсчет ΔU по измерительному прибору. По построенному графику $\Delta U = f(t)$ определяют постоянную термометра c ,

$\frac{\text{мВ}}{\text{град} \cdot \text{С}}$ и температуру T_0 , при которой выходной сигнал равен 0 (рис. 15.7).

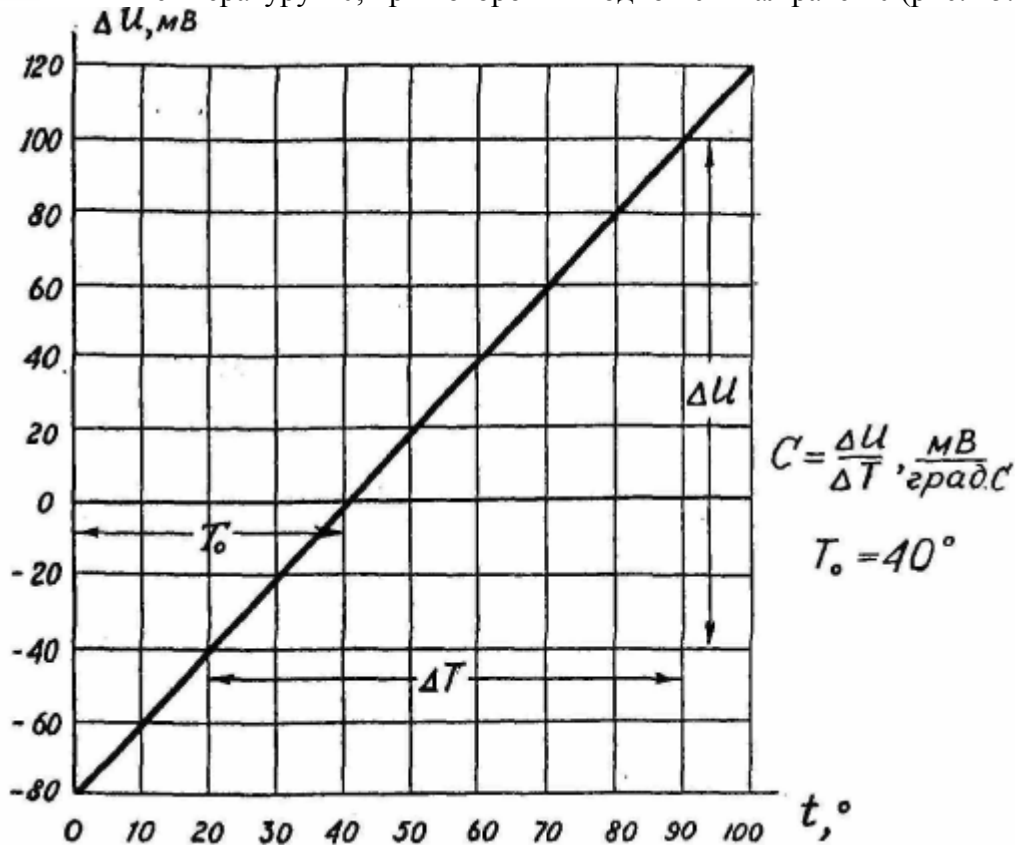
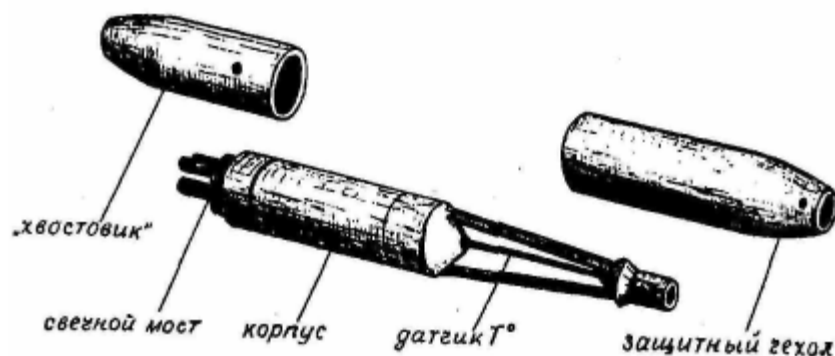


Рис. 15.7. График градуировки скважинного электротермометра

В дальнейшем температуру в скважине вычисляют по формуле $t = T_0 + c \cdot \Delta U$. (15.10)

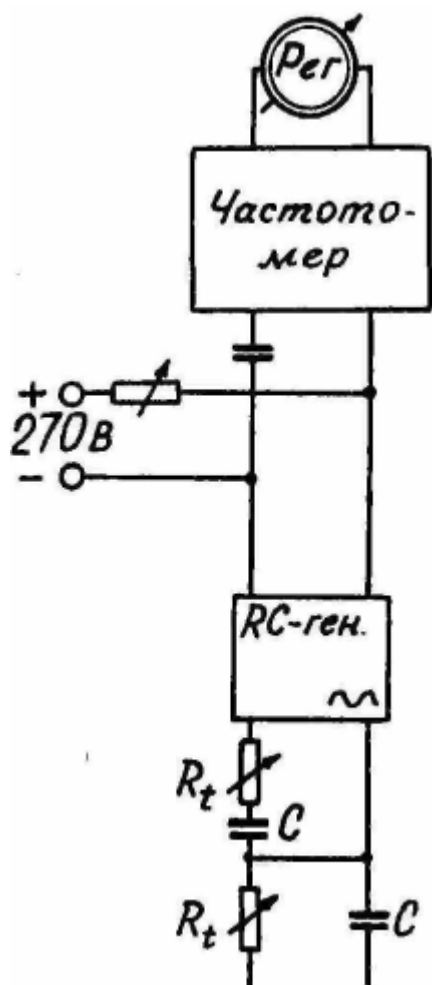
Общий вид скважинного электротермометра представлен на рис. 15.8.

Рис. 15.8. Внешний вид скважинного электротермометра



В электронных термометрах изменения сопротивления терморезистора преобразуют в изменения частоты электрического тока, для чего терморезисторы включаются в схему RC-генератора, размещенного в скважинном снаряде (рис. 15.9). Погрешность как электрических, так и электронных термометров не превышает $\pm 0,1^\circ \text{С}$. Кроме описанных скважинных термометров, существуют еще градиент-термометры, регистрирующие разность температур на расстоянии 1,5-3,0 м, и аномалий-термометры, измеряющие отклонение температуры от ее среднего значения.

Рис. 15.9. Принцип действия скважинного термометра электронного типа



Все температурные измерения производят при спуске снаряда в скважину, чтобы избежать перемешивания скважинного флюида.

Применение термометрии скважин для решения геологических и технических задач

Измерение естественных тепловых полей даже в неглубоких скважинах позволяет сделать определенные выводы о глубинном геологическом строении.

Так, например, в силу того, что тепловое сопротивление у каменной соли меньше, чем у терригенных осадочных пород, плотность теплового потока над соляными куполами выше, чем за их пределами, поэтому и температура в скважинах над центром купола увеличивается с глубиной более резко, чем на его периферии (см. рис. 15.10, а).

Аналогичная картина наблюдается над сводовыми частями антиклинальных складок (рис. 15.10, б).

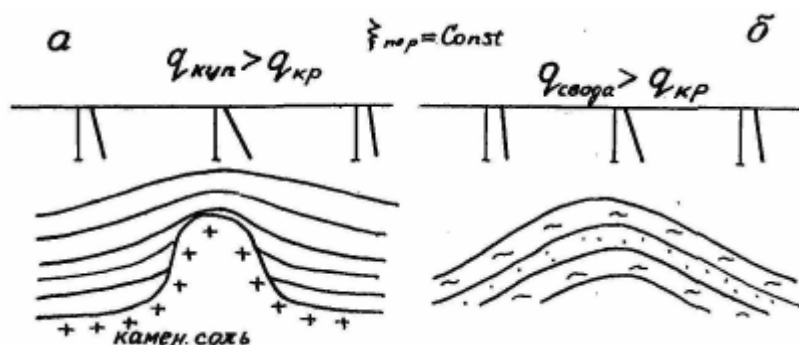


Рис. 15.10. Плотность теплового потока над соляным куполом (а) и над антиклинальной складкой (б)

Отсюда следует, что структуры, залегающие на большой глубине, могут быть обнаружены по температурным измерениям в неглубоких скважинах.

Однако широкого применения для поисков геологических структур терометрия не нашла из-за очень сильного влияния на тепловое поле подземного водообмена. Так, например, из-за этой причины геотермический градиент на северном крыле Новогрозненской антиклинали составляет $0,133^\circ \text{ с/м}$, а на южном - только $0,097^\circ \text{ с/м}$.

Исследование локальных тепловых полей на нефтегазовых месторождениях позволяет обнаружить места выделения газа из пластов в скважину. Вследствие расширения газа при его выделении из пласта происходит поглощение тепла и понижение температуры бурового раствора. Это так называемый "дрессельный эффект" (рис. 15.11). При этом понижение температуры может достигать 10°С .

Величина температурной аномалии зависит от перепада давления Δp между скважиной и пластом

$$\Delta t = -\varepsilon_m \cdot \Delta p, \quad (15.11)$$

где ε_m - коэффициент Джоуля-Томпсона. Для расширяющегося газа этот коэффициент положителен, для жидкости - отрицателен.

Благодаря этому места нарушения целостности обсадных колонн выделяются положительными температурными аномалиями при компрессировании (откачке с помощью эрлифта, приводимого в действие компрессором) скважин (рис. 15.12). По мере увеличения времени между откачкой и замером температуры аномалия уменьшается за счет охлаждения жидкости в скважине, и температурная кривая приближается к геотермограмме.

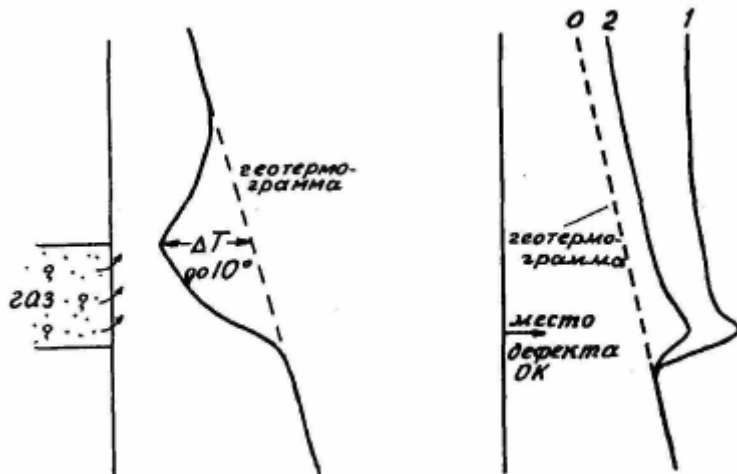


Рис. 15.11. Определение места притока газа в скважину

Рис. 15.12. Выявление нарушения целостности обсадной колонны по данным термометрии при компрессировании скважины. 0 - "фоновая" кривая; 1 - через 5 мин. после начала откачки; 2 - через 30 мин. после прекращения откачки

Термометрия скважин позволяет выявить **наличие затрубных перетоков пластовых вод** и определить их направление, а в необсаженных скважинах - определить местоположение притоков подземных вод.

При установившемся режиме движущиеся в затрубном пространстве снизу вверх более высокотемпературные воды нагревают участок обсадной колонны вдоль своего движения, и на термограмме этот участок выделяется ступенькой, резким уменьшением температуры напротив кровли поглощающего горизонта (рис. 15.13, а); при затрубной циркуляции сверху вниз, наоборот, происходит охлаждение соответствующего участка обсадной колонны и отмечается резкое увеличение температуры на подошве поглощающего горизонта, как показано на рис. 15.13, б.

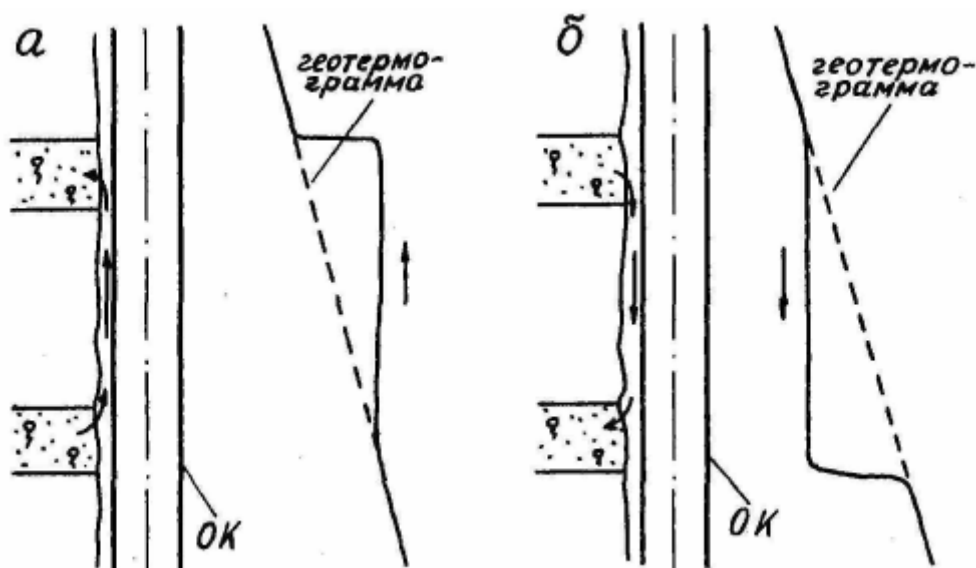


Рис. 15.13. Выявление затрубных флюидов в скважине по данным термометрии в установившемся режиме: а - переток снизу вверх; б - переток сверху вниз

При определении **мест притока подземных вод в скважину** сначала жидкость в скважине перемешивают до усреднения ее температуры от устья до забоя и снимают контрольную термограмму 0. Затем часть жидкости из скважины откачивают (или отгартывают), понижая в ней давление и возбуждая приток подземных вод. Поскольку температура притекающей воды заведомо отличается от температуры перемешанного бурового раствора, то место притока отчетливо фиксируется на термограмме 1, снятой после откачки. Откачки повторяют, каждый раз сопровождая их температурными измерениями (кривые 2, 3, 4), пока пластовые воды не дойдут до устья скважины (рис. 15.14, а).

Вместо откачки можно использовать многократные доливы в скважину воды, отличающейся по температуре от бурового раствора, например, подогретой. После каждого долива снимают термограммы скважины, на которых прослеживается опускание контакта долитой теплой воды и холодного бурового раствора. В силу несжимаемости жидкости этот контакт перестает опускаться ниже подошвы водоносного горизонта - вся доливаемая вода уходит в водоносный пласт (рис. 15.14, б).

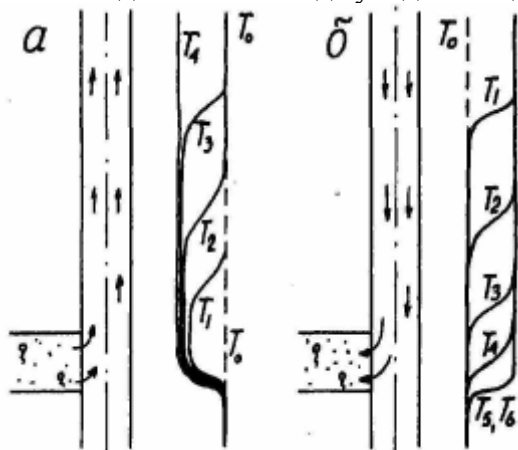


Рис. 15.14. Определение места притока подземных вод в скважину методом "отгартывания" (а) и методом "продавливания" (б)

Искусственные тепловые поля, возникающие при схватывании цементного камня, позволяют определить **высоту подъема цемента** в затрубном пространстве при цементировании обсадных колонн в скважинах. Эта операция условно называется "отбивкой цементного кольца" (ОЦК). Измерения проводят в первые сутки после заливки цемента. На термограмме та часть скважины, где за стенкой обсадной колонны залит цемент, выделяется положительной температурной аномалией от одного до нескольких градусов (рис. 15.5). Изрезанность кривой связана с изменениями диаметра скважины.

Искусственные тепловые поля, связанные с действием бурового раствора, открывают возможность

для решения задачи дифференциации разреза скважины по тепловым свойствам. Для решения этой задачи раствор в скважине перемешивают и снимают контрольную термограмму 0. Затем выдерживают скважину несколько суток и повторяют температурные измерения.

Поскольку после перемешивания раствора его температура в верхней части скважины становится выше, чем температура окружающих горных пород, он начинает остывать, отдавая свое тепло горным породам. В нижней части скважины процесс идет в обратном направлении - раствор нагревается за счет теплообмена с горными породами. Теплообмен происходит интенсивнее на тех участках скважины, где тепловое сопротивление пород меньше. По этой причине на повторных термограммах 1, 2 все пласты с пониженным тепловым сопротивлением будут выделяться как участки более быстрого приближения кривой к уровню геотермограммы (пунктирная кривая на рис. 15.16). Все термограммы, снятые с разными экспозициями, пересекаются в одной точке, называемой точкой равновесия. Здесь температура перемешанного раствора равна температуре стенок скважины, и теплообмен между ними отсутствует.

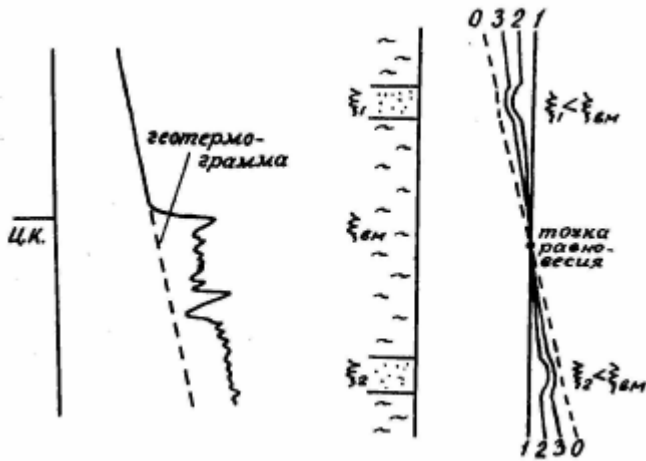


Рис. 15.15. "Отбивка" цементного кольца по данным термометрии (по Э.Т. Конноли)

Рис. 15.16. Применение термометрии для скважинной выделения в разрезе скважины пластов, отличающихся по тепловому сопротивлению: 0 - геотермограмма; 1 - термограмма после перемешивания; 2, 3 - термограммы, зарегистрированные через 2 и 5 суток после перемешивания раствора.

Контрольные вопросы

1. Перечислите причины, вызывающие аномалии тепловых полей в скважинах.
2. Напишите дифференциальное уравнение теплопроводности.
3. Что такое коэффициент температуропроводности?
4. От чего зависит удельное тепловое сопротивление горных пород?
5. Чему равна температура "нейтрального" слоя?
6. От каких факторов зависит глубина до "нейтрального" слоя?
7. Можно ли определить положение контактов различных пород по геотермограмме?
8. Чем занимается геотермия?
9. Напишите формулу закона Ома в дифференциальной форме для теплового поля.
10. Чем отличается скважинный электротермометр от электронного?
11. Как проводятся измерения температуры в скважинах: при подъеме или при спуске скважинного прибора? Почему?
12. Перечислите, какие технические и геологические задачи могут быть решены с помощью скважинной термометрии.

Магнитный каротаж

Магнитный каротаж или, точнее, каротаж магнитной восприимчивости (КМВ) заключается в измерении магнитной восприимчивости (κ) горных пород и руд, слагающих стенки скважины. КМВ - это основной метод исследования скважин на месторождениях магнитных железных руд, он применяется также на месторождениях бокситов, полиметаллов и марганцевых руд.

Физические основы метода

Датчиком магнитной восприимчивости в скважинной аппаратуре служит катушка индуктивности, намотанная на ферритовом стержне длиной 10-12 см (рис. 16.1). Индуктивное сопротивление катушки зависит от электромагнитных свойств среды, в которой она находится. Для измерения изменений индуктивного сопротивления катушки ее включают в мост переменного тока (мост Максвелла), как это сделано в аппаратуре КМВ-1 и КМВ-2, или в схему LC-генератора, выходная частота которого зависит от индуктивности датчика, т.е. от κ окружающей среды (аппаратура ТСМК-40, ТСМК-30 и др.).

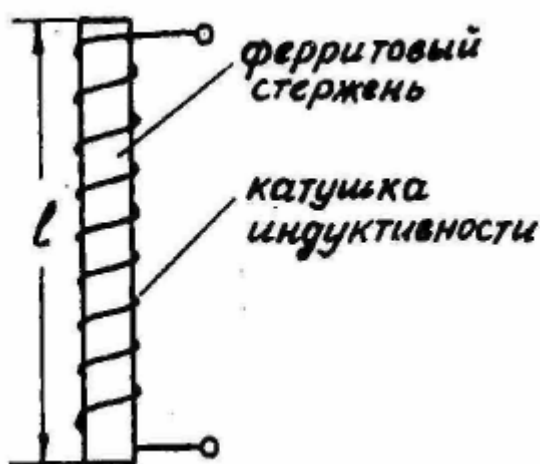


Рис. 16.1. Конструкция датчика аппаратуры КМВ

Интерпретация результатов КМВ

С помощью КМВ решаются такие задачи, как литологическое расчленение разрезов скважин, определение контактов и мощностей интервалов с повышенными магнитными свойствами, определение истинной величины магнитной восприимчивости пород и руд, определение процентного содержания железа в рудах.

Литологическое расчленение разрезов по данным КМВ основано на различном содержании магнитных минералов (в основном, магнетита) в разных горных породах. Из изверженных пород минимальными значениями κ характеризуются породы кислого состава - граниты, сиениты и др.; повышенными - породы основного и ультраосновного состава; из осадочных пород наибольшими значениями κ отличаются глины. Осредненные данные по магнитной восприимчивости ряда горных пород приведены в табл. 16.1.

Таблица 16.1. Магнитная восприимчивость горных пород

Горная порода	Магнитная восприимчивость, <u>$\kappa \cdot 10^{-3}$ ед. СИ</u>
Гранит	5-100
Габбро	150-600
Перидотит	380-1500
Известняк	0-5
Песчаник	0-100
Глина	0-500
Мрамор	0-5
Сланцы	5-500
Магнетитовая руда	75000-150000

Определение границ интервалов с повышенными магнитными свойствами выполняется по правилу полумаксимум аномалии, т.к. расчеты и измерения на моделях показывают, что аномалии на кривых κ имеют простую форму, симметричную относительно середины интервала, как это показано на рис. 16.2.

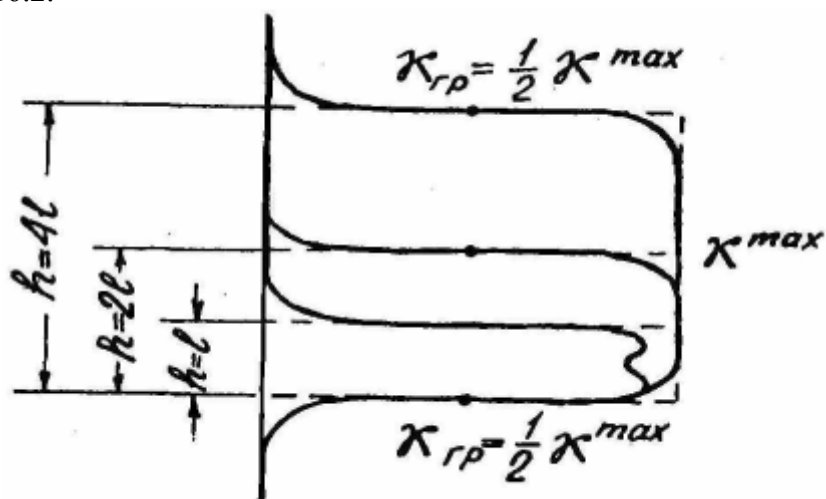


Рис. 16.2. Аномалии КМВ над пластами различной мощности с повышенной магнитной восприимчивостью

Если мощность пласта h меньше длины l датчика κ , то ширина аномалии перестает зависеть от h и становится равной l в середине аномалии появляется небольшое понижение, а ее максимум не достигает того значения, которое он мог бы иметь при большей мощности пласта.

Истинная магнитная восприимчивость пород и руд должна определяться для количественной интерпретации данных полевой магнитометрии. Величину $\kappa_{ист}$ находят по результатам градуировки скважинных каппаметров, для чего изготавливают набор специальных эталонов, каждый из которых представляет собой картонный или пластмассовый барабан с цилиндрическим отверстием вдоль оси. Внешний диаметр барабанов должен, по крайней мере, вдвое превышать длину датчика κ , а диаметр центрального отверстия должен быть равен диаметру исследуемых буровых скважин. Высота барабанов должна быть в 4-5 раз больше длины датчика. Барабаны заполняют смесью скульптурного гипса или цемента с измельченным магнетитом.

Магнитную восприимчивость каждого эталона определяют с помощью контактного (лабораторного) каппаметра. При градуировке скважинный снаряд помещают внутрь отверстия барабана так, чтобы датчик κ располагался в середине отверстия по высоте и был прижат к его стенке (как показано на рис. 16.3). На каждый измерительный диапазон скважинного каппаметра должно быть

изготовлено 3-4 эталона с различной магнитной восприимчивостью. Типичный график градуировки $n=f(K_{\text{ист}})$ показан на рис. 16.4.

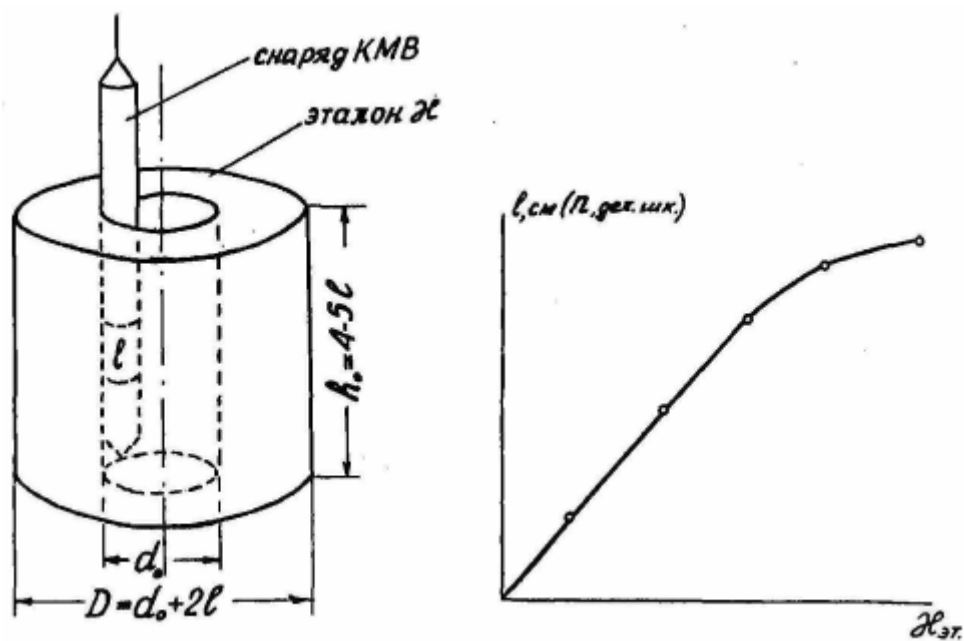


Рис. 16.3. Размещение скважинного прибора КМВ внутри эталона магнитной восприимчивости при градуировке

Рис. 16.4. Градуировочный график аппаратуры КМВ

Определение процентного содержания железа по диаграммам КМВ основано на том, что между ним и величиной k магнитных руд существует корреляционная зависимость $k_{ист} = \varphi(C_{Fe})$

В общем случае эта зависимость не является линейной. Для определения C_{Fe} можно использовать не истинные значения k , а отсчеты n , снятые, непосредственно с диаграмм КМВ. Поскольку $n = f(k_{ист})$, то и $n = \Psi(C_{Fe})$, причем последняя зависимость получается даже более близкой к линейной, чем предыдущая ($k_{ист} = \varphi(C_{Fe})$).

Для экспериментального построения зависимости $n = \Psi(C_{Fe})$ используют скважины с хорошим (близким к 100%) выходом керна. КERN, отобранный из рудных интервалов, опробуют и определяют содержание в нем железа с помощью химанализа. С диаграмм КМВ снимают осредненные значения k или средние отсчеты n против опробованных интервалов. Зависимость $n = \Psi(C_{Fe})$ (рис. 16.5) отсекает на оси содержаний небольшой отрезок p , который характеризует содержание в рудах железа, приходящегося на его немагнитные минералы (силикаты или карбонаты).

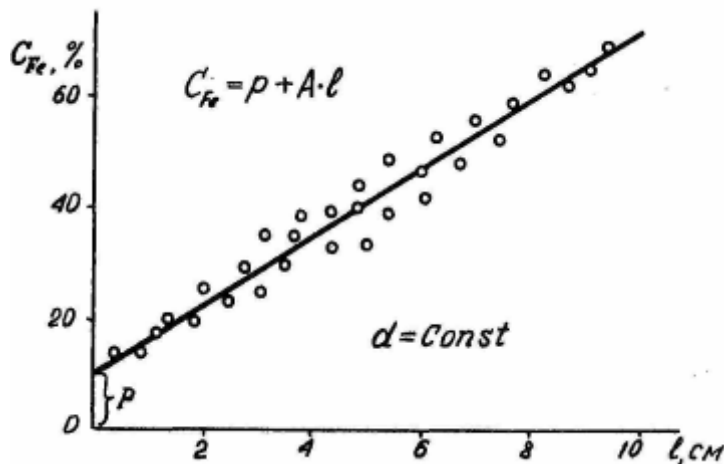


Рис. 16.5. Зависимость показаний КМВ от содержания железа в руде. Диаметр скважины 79 мм, месторождение Северо-Песчанское (по О.Н. Молчанову)

Содержание железа в руде может быть рассчитано как $C_{Fe} = A \cdot n + p$, (16.1)

где A - угловой коэффициент, показывающий, сколько процентов железа соответствует единичному отсчету по шкале измерительного прибора. Кстати, слагаемое $A \cdot n$ характеризует то количество железа, которое может быть извлечено из руды при ее магнитной сепарации.

Погрешность определения содержаний описываемым способом составляет 1-2 % абсолютных.

Описанные зависимости составляют обязательно для одного и того же диаметра скважины, поскольку диаметр скважины влияет на результаты измерений. По этой же причине КМВ обязательно сопровождают кавернометрией.

Зависимости $k = \varphi(C_{Fe})$, построенные для одного месторождения, не применимы для других, поскольку они являются не функциональными, а статистическими, и на них влияет еще целый ряд других факторов, таких, как минеральный состав руд, их структура и текстура и т.п.

Так, например, железистые кварциты с содержанием Fe 21% имеют $k = 3$ ед. СИ, а у диабазов с содержанием Fe 27% - $k = 0,9$ ед. СИ.

Скважинная магниторазведка

Скважинная магниторазведка заключается в измерении напряженности земного магнитного поля в скважинах. Поскольку в большинстве скважинных магнитометров измерения вектора напряженности магнитного поля осуществляются по его трем пространственным составляющим, то и метод получил название трехкомпонентной скважинной магниторазведки (ТСМ). В некоторых учебниках метод

называется "каротаж по напряженности магнитного поля", но это неверно с методологической точки зрения, т.к. все методы каротажа изучают геофизические характеристики стенок скважины, а напряженность магнитного поля в скважинах зависит не только от магнитных свойств пород, слагающих стенки скважины, но и от наличия намагниченных объектов, находящихся в десятках и сотнях метров от скважины.

Физические основы метода

Для измерений в ТСМ используют систему из 3-х взаимно перпендикулярны магнито-модуляционных датчиков (ММД), ориентированных по осевой или вертикальной схеме, как показано на рис. 16.6, а и б, соответственно. Ориентировка осуществляется под действием силы тяжести с помощью эксцентрично расположенных грузиков. При этом датчик Х-составляющей располагается в вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины в точке измерения, а датчик Y-составляющей - горизонтально, перпендикулярно этой плоскости.

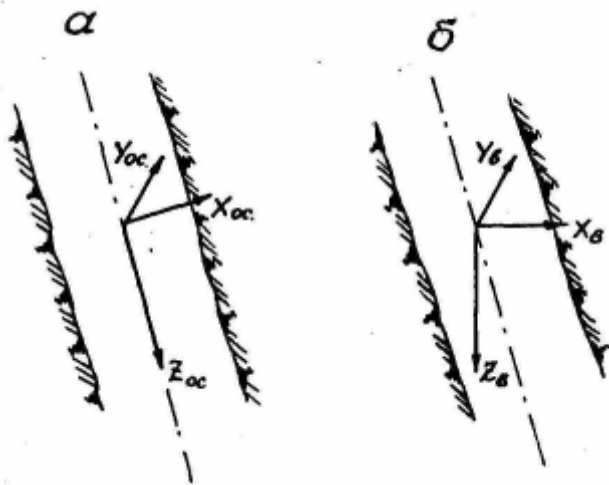


Рис. 16.6. Ориентировка датчиков скважинного магнитометра по осевой (а) и вертикальной (б) схеме

Поскольку на датчики в скважине воздействует суммарное магнитное поле T , складывающееся из нормального T_0 и аномального T_a полей, то вектор напряженности аномального поля, представляющий интерес с точки зрения разведки полезных ископаемых, вычисляют как разность:

$$\vec{T}_a = \vec{T} - \vec{T}_0 = (X - X_0)\vec{i} + (Y - Y_0)\vec{j} + (Z - Z_0)\vec{k}, \quad (16.2)$$

где X, Y, Z - составляющие магнитного поля, измеренные в скважине;

X_0, Y_0, Z_0 — составляющие нормального магнитного поля, измеренные на контрольном пункте;

$\vec{i}, \vec{j}, \vec{k}$ - единичные векторы-орты.

Сложность обработки результатов ТСМ заключается в том, что из-за применения гравитационных ориентаторов ориентировка системы датчиков в скважине зависит от углов искривления последней и не остается постоянной в процессе измерений. Соответственно, не остаются постоянными и значения составляющих нормального поля X_0, Y_0, Z_0 , которые нужно вычитать из измеренных значений X, Y, Z . Необходимые значения X_0, Y_0, Z_0 для соответствующих углов искривления скважины снимают с графиков нормального поля (рис. 16.7), которые заблаговременно строят по результатам измерений на контрольном пункте при различных ориентировках скважинного снаряда.

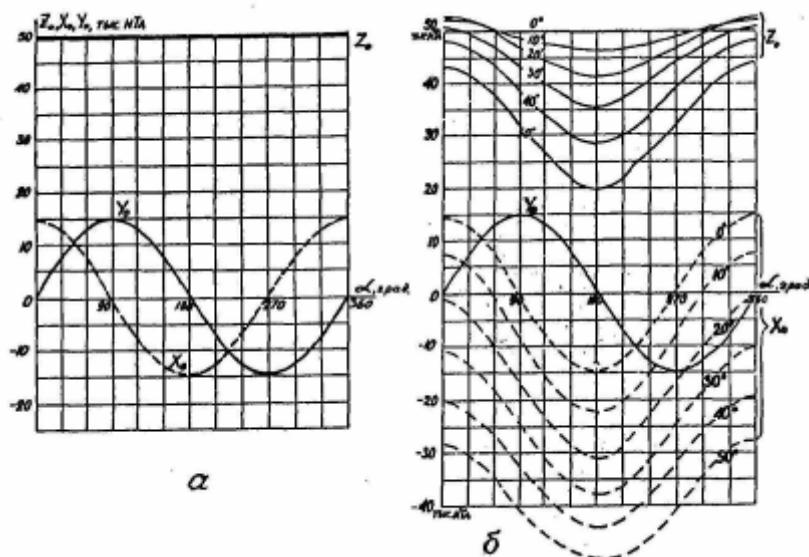


Рис. 16.7. Графики зависимости составляющих нормального поля Земли от углов искривления скважины при вертикальной (а) и осевой (б) схемах ориентировки датчиков скважинного магнитометра

Точность скважинной магнитометрии из-за погрешностей ориентировки датчиков не превышает ± 100 нТл, поэтому различные вариации земного магнитного поля в ней не учитывают.

Методика работ

Измерения в скважинах, как правило, выполняют в 2 этапа. На первом этапе измеряют k и Z -составляющую. В случае если в скважине выявляется аномалия Z -составляющей, которую невозможно объяснить зарегистрированной величиной k , проводят второй этап - измеряют X - и Y -составляющие для того, чтобы определить, в каком направлении от скважины находится объект, создающий аномалию магнитного поля. Измерения могут проводиться как поточно, так и непрерывно, обработка - только поточно.

Интерпретация результатов

Интерпретацию результатов ТСМ выполняют по кривым Z_a и k , а также по векторам T_a . Поскольку ориентировка векторов T_a в пространстве не постоянна, то для упрощения их изображения и интерпретации строят проекции векторов T_a на плоскость продольного (по простиранию пород) T и поперечного (вкрест простирания) T_a геологического разреза.

В принципе, для интерпретации результатов скважинной магниторазведки можно применять те же методические приемы, что и в полевой магниторазведке, если считать скважину прямолинейным профилем наблюдения, а расстояние до намагниченного объекта вычислять по нормали к оси скважины. Однако нужно иметь в виду следующие различия.

1. В полевой магниторазведке аномальный объект располагается всегда в нижнем полупространстве, в скважинной — где угодно. Поэтому, если в полевой магниторазведке положение объекта можно локализовать, измерив $2a$ по системе профилей, то в скважинных условиях это невозможно: и профиль наблюдения всего один, и положение объекта относительно профиля произвольно. Отсюда и вытекает необходимость трехкомпонентных измерений в скважинах, чтобы по трем составляющим построить вектор T_a , а по нему определить местоположение источника аномалии.

2. В скважинной магниторазведке к услугам наблюдателя всего только один профиль наблюдения (одна скважина), причем часто он даже не дает выхода в нормальное магнитное поле, знание которого необходимо для большей части методов интерпретации в полевой магниторазведке. Отсюда - необходимость разработки специфических приемов интерпретации для ТСМ.

3. При скважинных наблюдениях возможны измерения внутри намагниченных тел.
4. Аномалии Z -составляющей в скважинной магниторазведке имеют "обратный" вид по сравнению с полевой. Так, например, если в полевой магниторазведке аномалия Z -составляющей для шара, измеренная по профилю, имеет максимум над шаром с двумя небольшими минимумами на периферии, то в скважине, проходящей рядом с этим же объектом, наблюдается минимум Z -составляющей напротив центра шара и небольшие максимумы выше и ниже последнего (рис. 16.8). При этом по одной лишь аномалии Z -составляющей невозможно установить, с какой стороны от скважины находится этот шар.

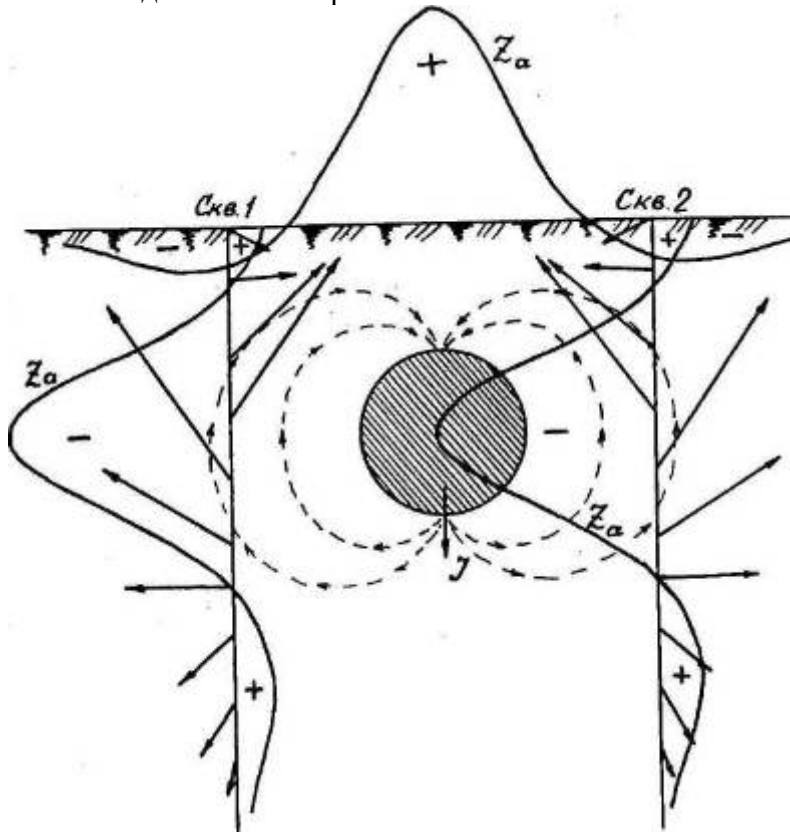


Рис. 16.8. Аномалии магнитного поля от намагниченного шара при наблюдениях на поверхности и в буровых скважинах

Задача определения местоположения намагниченного объекта легко решается по векторам T_a , нужно только помнить, что они направлены по касательным к магнитным силовым линиям аномального поля.

Как следует из того же рис. 16.8, векторы T_a от изометричных тел очень резко меняют свою амплитуду и направление.

Как видно из рис. 16.9, в северном полушарии Земли вектора T_a от вытянутого (эллиптического или линзовидного тела) образуют "сходящийся веер" у верхнего конца намагниченного объекта и "расходящийся веер" - у нижнего. При этом вектора "сходящегося веера" направлены к намагниченному объекту, и местоположение его верхнего конца можно определить по пересечении этих векторов; вектора "расходящегося веера" направлены от намагниченного объекта, положение нижнего конца объекта можно определить по пересечении продолжений этих векторов.

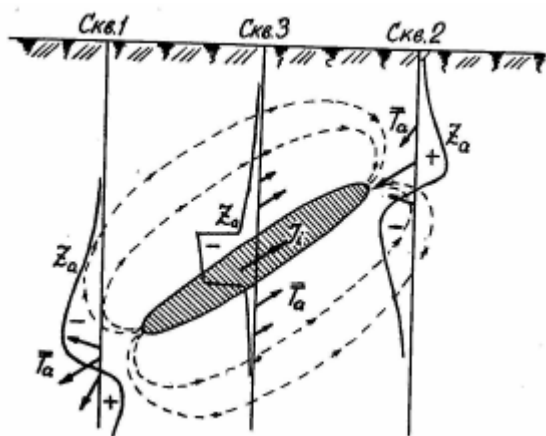


Рис. 16.9. Кривые Z_a и вектора T_a в скважинах от намагниченного объекта в форме наклонно залегающего эллипсоида вращения (линзы)

Разработаны специальные приемы интерпретации векторной магниторазведки, позволяющие определить не только направление из скважины на намагниченный объект и расстояние до него, но и его форму, размеры, элементы залегания.

Область применения ТСМ - это, прежде всего, магнетитовые месторождения, затем полиметаллические, реже - месторождения бокситов и марганцевых руд.

Решаемые задачи: обнаружение не выявленных ранее, "слепых" рудных тел, определение их местоположения, элементов залегания и размеров, оценка магнитных свойств, определение природы наземных магнитных аномалий.

При разведке магнетитовых месторождений рудные тела с минимальными промышленными запасами могут быть обнаружены с помощью ТСМ на расстоянии до 200-300 м.

Большой вклад в развитие скважинной магниторазведки внесли уральские ученые: проф. В.Н. Пономарев, доктора геол.-мин. наук А.Н. Авдонин и А.М. Мухаметшин.

Акустический каротаж

Акустический каротаж (АК) основан на изучении полей упругих волн в скважинах и заключается в измерении скорости распространения упругих волн ультразвуковой (УЗ) частоты и их затухания.

Как известно, скорость распространения упругих волн в различных горных породах не одинакова. Для примера в табл. 16.2 приведены скорости продольных волн в различных средах.

Таблица 16.2. Скорость распространения продольных волн в различных средах

Среда	$\overline{V_m} \cdot 10^3 \text{ м/с}$
Глина	1,2-2,5
Песчаник плотный	3-6
Известняк	3-7,1
Каменная соль	4,5-5,5
Кристаллические породы	4,5-6,5
Цемент	3,5
Сталь	5,2
Воздух	0,33
Нефть	1,3-1,4
Вода	1,5
Буровой раствор	1,5-1,7

Для АК обычно используются так называемые "трехэлементные" зонды, содержащие два излучателя и один приемник упругих волн или, наоборот, два приемника и один излучатель. Излучатели, как правило, магнитострикционного типа, приемники - пьезоэлектрического.

Работу аппаратуры АК рассмотрим на примере зонда с двумя излучателями и одним приемником ГЩИГ (рис. 16.10).

Излучатели периодически посылают пакеты из 3-4 периодов УЗ колебаний с частотой 10-75 кГц с колоколообразной формой огибающей. Частота посылки самих пакетов — 12,5-25,0 Гц.

Упругие импульсы от источников, пройдя через буровой раствор, возбуждают колебания в стенках скважины. Упругие колебания, попадающие на стенку скважины под углом полного внутреннего отражения, возбуждают в ней скользкую преломленную волну, которая, распространяясь со скоростью, присущей данной горной породе, достигает приемника.

Путь волны от источника I_1 до приемника P составит I_1O_1OP , а время пробега $\tau_1 = \tau_{I_1O_1} + \tau_{O_1O} + \tau_{OP}$. Путь волны от источника I_2 — $I_2O_2O_1P$, время пробега — $\tau_2 = \tau_{I_2O_2} + \tau_{O_2O_1} + \tau_{O_1O} + \tau_{OP}$. Интервал времени между первыми вступлениями волны от первого и второго источников $\Delta\tau$ составит $\Delta\tau = \tau_2 - \tau_1 = \tau_{O_2O_1}$.

Как следует из рис. 16.10, расстояние O_2O_1 равно расстоянию между обоими источниками L , называемому базой зонда. За точку записи принимают середину базы. Отсюда скорость

распространения упругих волн:

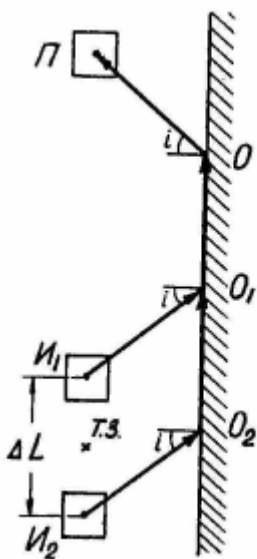
$$V = \frac{\Delta L}{\Delta\tau}, \quad (16.3)$$


Рис. 16.10. Трехэлементный зонд акустического каротажа и пути распространения упругих волн от источников к приемнику

Обратное отношение $\frac{\Delta\tau}{\Delta L} = \frac{1}{V}$, $\frac{\text{мкс}}{\text{м}}$ называется интервальным временем. Амплитуды колебаний от обоих источников одинаковы, поэтому отношение амплитуд A_1 и A_2 , зарегистрированных приемником, характеризует затухание упругих волн на участке ΔL . Коэффициент

затухания

$$\alpha = \lg\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \cdot \frac{1}{\Delta L}, \quad \frac{\text{дБ}}{\text{м}}.$$

Затухание упругих волн зависит от состава горных пород, пористости и состава флюида в порах (в газе затухание больше, чем в жидкости), а скорость их распространения - от состава и пористости.

Связь между пористостью K_n и скоростью распространения описывается так называемым "уравнением среднего времени":

$$\frac{1}{V} = \frac{K_n}{V_n} + \frac{1-K_n}{V_{sk}}, \quad (16.5)$$

где V_n - скорость упругих волн в жидкости, заполняющей поры породы; V_{sk} - скорость упругих волн в минеральном скелете.

V_n и V_{sk} определяют по результатам лабораторных измерений или берут из справочников; V —

$$K_p = \frac{V_{ac}(V_{cn} - V)}{V(V_{cn} - V_{ac})}$$

определяют по данным АК. Из этого уравнения можно найти пористость:

Кроме пористости и характера насыщения, по АК может быть определено положение контактов и мощность пластов, отличающихся по своим акустическим свойствам.

Для пластов большой мощности ($h > \Delta L$) она определяется по правилу полумаксимума, для тонких - мощность, найденная по правилу полумаксимума, больше истинной на размер базы зонда. В обоих случаях при равенстве акустических свойств подстилающих и перекрывающих пород аномалии V симметричны относительно середины пласта, но в первом случае $V_{max} = V_m$, а во втором $V_{max} < V_m$ (рис. 16.11, а и б).

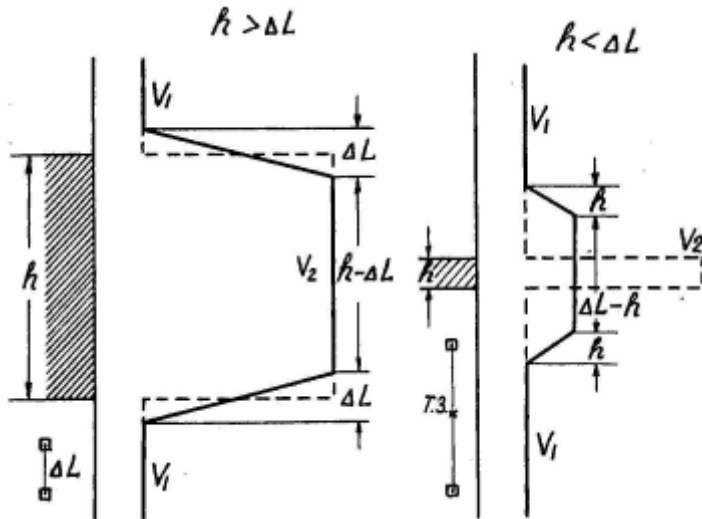


Рис. 16.11. Кривые акустического каротажа над пластами большой и малой мощности, отличающимися повышенной скоростью распространения упругих волн

Область применения метода АК - главным образом, месторождения нефти и газа, в последнее время метод начинает применяться и на рудных, и на угольных месторождениях.

Решаемые задачи: литологическое расчленение разрезов, определение пористости и характера насыщения пор, определение положения водонефтяного контакта (ВНК) и газо-жидкостных контактов (ГЖК), цементометрия скважин; на рудных месторождениях - изучение геолого-технических условий.

Кроме ультразвукового метода, описанного выше, при исследовании скважин находят применение низкочастотный широкополосный акустический метод (НШАМ), в котором изучается акустическое поле в диапазоне частот от 5 до 20 кГц; интегральный акустический метод и вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), при которых источник колебаний устанавливается на поверхности, а приемники в скважине; метод акустического прозвучивания (МАП), при котором источник и приемник упругих волн устанавливаются в разных скважинах, и некоторые др.

Контрольные вопросы

1. Что является предметом измерения в магнитном каротаже?
2. Как устроен датчик аппаратуры КМВ?
3. Какие геологические задачи решаются с помощью КМВ?
4. Как располагается скважинный прибор в цилиндрическом эталоне при градуировке аппаратуры КМВ?
5. С какими методами следует комплексировать КМВ?
6. Почему каротаж по напряженности магнитного поля правильнее считать не каротажем, а методом скважинной геофизики?
7. Почему в скважинной магниторазведке необходимо знать величину и направление вектора T_a ?
8. Какова погрешность трехкомпонентной скважинной магниторазведки и почему?
9. Назовите отличия скважинной магниторазведки от полевой.
10. Куда направлен сходящийся веер векторов T_a ? Куда -расходящийся?
11. Какие параметры измеряются в акустическом каротаже?
12. Как устроен зонд акустического каротажа?
13. Что такое база зонда АК?
14. Как связана скорость упругих волн с пористостью?
15. Нарисуйте диаграмму АК для пласта, мощность которого равна базе зонда.

Механический каротаж

Механический каротаж или каротаж по продолжительности проходки заключается в регистрации времени, затрачиваемого на разбуривание каждого погонного метра скважины - τ , мин./м.

При одинаковых технических условиях бурения продолжительность проходки зависит от сопротивляемости горных пород их механическому разрушению, т.е. их прочности, которая характеризуется критическим сопротивлением механическому разрушению - $\sigma_{кр}$.

Наиболее крепкими являются изверженные и метаморфические породы, особенно некоторые кварциты и базальты, затем идут карбонатные осадочные породы, конгломераты, песчаники, глинистые сланцы. Наименьшей крепостью отличаются глины и пески-пльвуны. Различие пород по их механической крепости и позволяет использовать измерения τ для литологического расчленения разреза скважин непосредственно в процессе бурения.

$$\tau = \frac{S}{k \cdot n \cdot p^2} \cdot \sigma_{кр}, \quad (17.1)$$

S- площадь породоразрушающего наконечника; число оборотов за единицу времени бурового снаряда; его давление на забой;

n- коэффициент, учитывающий тип породоразрушающего наконечника и степень его износа.

p- Параметры p и и регистрируются на самой буровой установке по показаниям приборов, входящих в комплект измерительной аппаратуры на буровой, коэффициент k определяется опытным путем. Величина k у различных горных пород может отличаться на несколько порядков.

Диаграммы продолжительности проходки имеют очень характерный вид - они представляют собой ломаные линии, длина каждого отрезка которых по вертикали равна в масштабе 1 м (рис. 17.1). Диаграммы механического каротажа очень хорошо коррелируются с диаграммами КС, хотя обе они отражают изменение совершенно различных физических свойств горных пород.

Большое преимущество механического каротажа перед КС заключается в том, что его диаграммы получают прямо в процессе бурения скважин, без дополнительных затрат времени и средств.

Интересно отметить, что хотя первый автоматический прибор для регистрации τ был предложен известным советским геофизиком-промысловиком В.Н. Дахновым еще в 1937 г., за границей к этому методу пришли сравнительно недавно, около 20 лет назад.

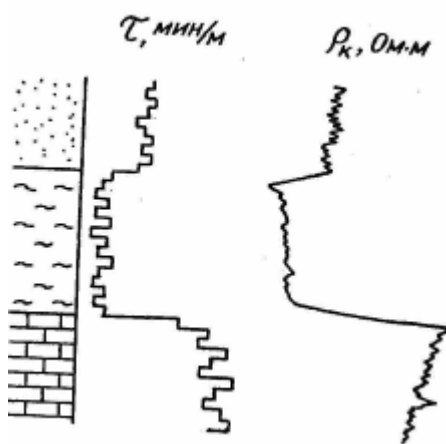


Рис. 17.1. Диаграмма механического каротажа и ее сопоставление с диаграммой КС

Газовый или геохимический каротаж

Газовый каротаж предназначен для своевременного выявления нефтеносных и газоносных пластов, к которым подходит забой скважины во время ее бурения. Этот метод был разработан в СССР в 1933-34 г.г., несколько позднее он появился в США под названием mud logging (mud -грязь).

Физические основы метода

В горных породах, даже залегающих на очень большой глубине, всегда содержится небольшое количество газов, которые могут находиться в них в свободном, сорбированном или растворенном состоянии. Это азот, гелий, углекислый газ, углеводородные газы. Последние распространены в горных породах нефтяных, газовых и угольных месторождений. Для газовых месторождений характерно преобладание метана (CH_4) доля которого составляет более 93%; в газах нефтяных месторождений преобладают тяжелые углеводороды: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}) и гексан (C_6H_{14}), доля метана составляет менее 48% (см. табл. 17.1).

Газ	Вид залежи		
	Газовая	Газоконденсатная	Нефтяная
Метан CH_4	93,5	82	48
Этан C_2H_6	3,0	4,5	3
Пропан	2,0	3,5	2
Бутан	1,0	4,3	2
Пентан	-	1	2
Гексан	-	1	2
Гептан	-	3,0	40

Таблица 17.1. Состав углеводородных газов на месторождениях углеводородного сырья

При высоких температурах сама нефть может находиться в газообразном состоянии (газоконденсат). На больших глубинах при высоком давлении в 1 м³ нефти может содержаться до 200 м³ природного газа, приведенного к нормальным условиям.

При вскрытии скважиной газоносного или нефтеносного пласта горная порода подвергается разрушению, а газ, содержащийся в ней, выделяется в буровой раствор и увлекается им на поверхность. Дегазируя раствор на поверхности и изучая количество и состав газов в нем, можно непрерывно определять содержание углеводородных газов в горных породах. В этом и заключается газовый каротаж.

Вместе с буровым раствором с забоя скважины извлекается и выносится на поверхность измельченная горная порода - шлам. В шламе горных пород нефтяных месторождений содержатся частицы битуминозных веществ, способных люминесцировать в ультрафиолетовых лучах. На изучении люминесценции битумов в шламе и буровом растворе основан люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА), который выполняется одновременно с газовым каротажем. ЛБА позволяет с высокой точностью определять малые (до 0,01-0,005%) содержания нефти, а в некоторых случаях по цвету свечения распознавать качество нефти: для легкой, маслянистой нефти характерны светлые тона, для тяжелой, густой — темные.

Аппаратура и регистрируемые параметры

Аппаратура для газового каротажа и ЛБА называется автоматическими газокаротажными станциями (АГКС).

Рассмотрим схему газовоздушных линий современной газокаротажной станции (рис. 17.2).

На пути бурового раствора, вытекающего из устья скважины в отстойник, устанавливают

дегазатор, в котором углеводородные газы (УВГ) выделяются из бурового раствора и, смешиваясь с атмосферным воздухом, образуют газовоздушную смесь (ГВС). Из дегазатора ГВС проходит через отстойник, где оседают капельки жидкости; реометр, который измеряет скорость движения ГВС; увлажнитель, придающий ей постоянную влажность, и нагреватель, служащий для поддержания постоянной температуры смеси, и поступает на катарометр для измерения содержания в ней УВГ.

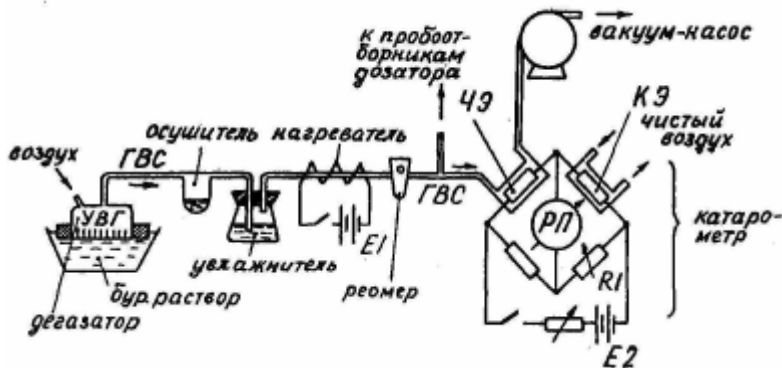


Рис. 17.2. Схема газовоздушных линий автоматической газокаротажной станции

Катарометр представляет собой мост сопротивлений, два плеча которого выполнены в виде тонкой платиновой проволоочки, нагреваемой током от источника E2 до температуры 850 °С. Одна такая проволоочка помещена в измерительную камеру, через которую прокачивается исследуемая ГВС, и образует так называемый чувствительный элемент ЧЭ. Другая, совершенно идентичная проволоочка, образует компенсирующий элемент КЭ, она помещена в такую же камеру, как измерительная, но через нее прокачивается чистый воздух с той же скоростью, что и УВГ через измерительную камеру. Служит КЭ для учета охлаждающего действия движущегося газа на чувствительный элемент. При температуре 850 °С мост сопротивлений уравнивается с помощью реостата R1, и регистрирующий прибор РП дает нулевые показания.

При наличии в ГВС, проходящей через измерительную камеру, УВГ они сгорают, выделяющееся тепло повышает температуру ЧЭ, его сопротивление увеличивается, баланс измерительной схемы нарушается и регистрирующий прибор дает показания, характеризующие суммарное содержание углеводородных газов (и легких, и тяжелых вместе) в газовоздушной смеси - $G_{\text{сум}} \%$. Эти показания непрерывно фиксируются на диаграммной ленте самописца, которая протягивается синхронно с углублением скважины.

Для градуировки катарометра через него пропускают газовоздушные смеси с известным содержанием УВГ. Чувствительность газоанализатора по метану составляет 0,1%, а диапазон измерений его - от 0 до 10 %.

После катарометра ГВС проходит через вакуумметр и вакуумным насосом выбрасывается в атмосферу.

Перед катарометром отдельные порции ГВС могут быть отобраны с помощью отводной линии для последующего покомпонентного анализа, позволяющего определить содержание в ГВС каждого из УВГ - от метана до гексана. Эти пробы отбираются по заданной программе (например, через 1 м проходки скважины) или по команде оператора в специальный пробоборборник емкостью около 200 см³. Пробоборборник представляет собой стеклянный стакан, в котором помещен баллон из полиамидной пленки. От баллона отходит трубка, через которую проба газа поступает в него из схемы газавоздушных линий станции или отбирается из него на анализ, а в пробке стакана имеется трубка, которую подключают либо к вакуум-насосу, либо к компрессору (рис. 17.3).

При отборе пробы трубку подключают к вакуум-насосу, полиамидный мешок раздувается и засасывает пробу ГВС, при подключении трубки к компрессору в стакан закачивается воздух, который выдавливает пробу из мешка для анализа.

Для покомпонентного анализа используется устройство, которое называется хроматермографом. Основными узлами его являются дозатор Д, разделительная колонка РК, пламенно-ионизационный детектор ПИД и прибор регулируемого нагрева ПРН (рис. 17.4).

Разделительная колонка представляет собой стеклянную трубку, заполненную сорбентом - веществом с большой удельной поверхностью. Поверх трубки намотана спираль нагревателя, подключенного к ПРН.

При анализе проба ГВС из дозатора выдувается на разделительную колонку. При комнатной температуре сорбент в РК впитывает все углеводородные газы, кроме метана.

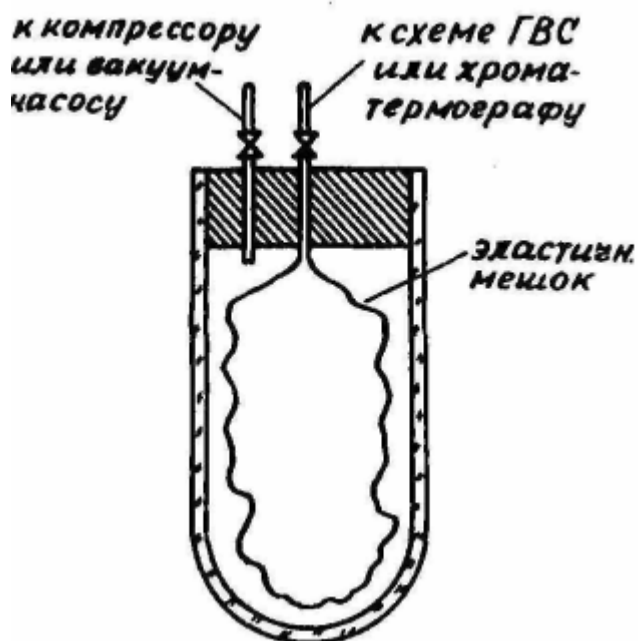


Рис. 17.3. Устройство дозатора

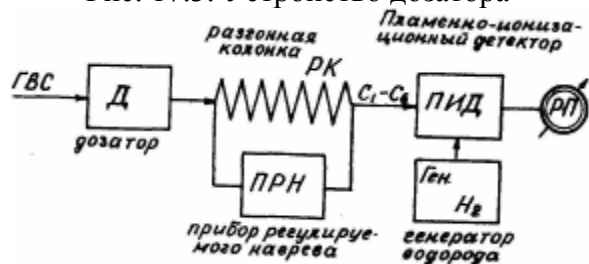


Рис. 17.4. Схема хроматографа газокаротажной станции

Метан проходит через РК и поступает на пламенно-ионизационный детектор ПИД. В ПИД находится горелка, в которой сжигается водород, поступающий с генератора водорода (Ген. H₂). Сопло горелки расположено между электродами, на которые подается высокое напряжение. Пламя чистого водорода почти не содержит ионов, и его электропроводность близка к 0, поэтому регистрирующий прибор, включенный в цепь электродов, фиксирует нулевой ток. При сгорании углеводородных газов образуются ионы, число которых пропорционально числу атомов углерода в молекуле УВГ и его концентрации. Благодаря этому в цепи электродов протекает ток. Амплитудное значение этого тока регистрируется самописцем РП на диаграммной ленте, протягиваемой с постоянной скоростью, т.е. в функции времени.

Таким образом, при анализе пробы первое показание РП пропорционально содержанию в ней метана Q (рис. 17.5).

Через некоторое время T₂ ПРН повышает температуру разделительной колонки, из нее выделяется этан и РП фиксирует его содержание - C₂.

Еще через некоторое время T₃ температура РК повышается еще больше, и РП фиксирует содержание пропана C₃ и так далее, до гексана C₆. Через интервал времени T₇ через РК прокачивается чистый воздух для ее очистки и охлаждения. Весь цикл измерения одной пробы занимает около 6 мин. Перед началом работ хроматограф калибруют пропусканием через него эталонной смеси с

содержанием $C_1^{эт} - C_6^{эт}$ около 2% и определяют пересчетный коэффициент

$$k_i = \frac{A_i}{C_i^{эт}}. \quad (17.2)$$

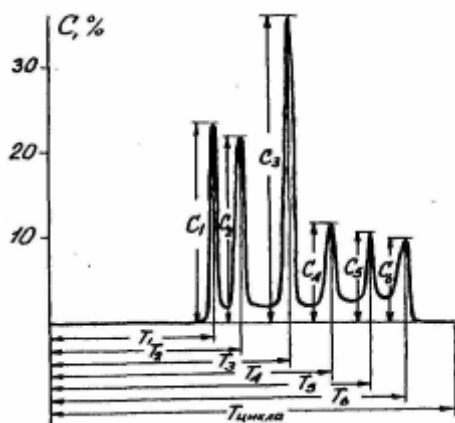


Рис. 17.5. Примерный вид хроматограммы компонентного анализа углеводородных газов нефтяного месторождения

Кроме параметров $\Gamma_{\text{сум}}$, % и C_1-C_6 , % на газокаротажной станции регистрируется еще продолжительность проходки τ , $\frac{\text{мин.}}{\text{м}}$, и расход бурового раствора на выходе из скважины $Q_{\text{вых}}$, л/с, л/с.

Последние два параметра необходимы для того, чтобы рассчитать коэффициент разбавления газа в буровом растворе E , м³/м³ и от $\Gamma_{\text{сум}}$ перейти к приведенному газосодержанию $\Gamma_{\text{пр}}$, м³/м³ (т.е. к количеству газа в м³, содержащемуся в каждом м³ горной породы, поскольку содержание УВГ в ГВС не равно их содержанию в самой породе из-за разубоживания газа в буровом растворе и не полного извлечения его из раствора в дегазаторе).

$$\Gamma_{\text{пр}} = K_d \cdot E \cdot \Gamma_{\text{сум}} \quad (17.3)$$

где K_d - коэффициент дегазации, который показывает, во сколько раз содержание газа в буровом растворе выше, чем в газовоздушной смеси;

E - коэффициент разбавления, который показывает, во сколько раз объем бурового раствора, прокачанного через скважину, больше объема горной породы, разрушенной за то же время при бурении.

K_d определяют опытным путем, сравнивая количество УВГ, извлеченное дегазатором из раствора, с их полным содержанием в растворе. Последнее определяют посредством глубокой дегазации раствора.

Коэффициент разбавления рассчитывают, зная продолжительность проходки τ и расход бурового раствора $Q_{\text{вых}}$

$$E = \frac{V_{\text{б.р.}}}{V_{\text{г.п.}}} = \frac{Q_{\text{вых}} \cdot \tau \cdot l}{\frac{\pi d^2}{4} \cdot l}, \quad (17.4)$$

где d — диаметр скважины;

l - интервал углубления скважины.

С учетом того, что в эту формулу d подставляют в см, τ измеряется в мин./м, $Q_{\text{вых}} \sim$ в л/с, а E - в м³/м³, окончательное значение

$$E = 0,77 \cdot 10^3 \frac{Q_{\text{вых}} \cdot \tau}{d^2}, \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}. \quad (17.5)$$

Диаграммная лента, на которой регистрируются показания $\Gamma_{\text{сум}}$, τ и $Q_{\text{вых}}$ с помощью сельсинной передачи протягивается синхронно с углублением бурового снаряда, поэтому при газовом каротаже

различают действующую H_d и истинную $H_{ист}$ глубину скважины.

Действующая глубина - это та, которую показывает счетчик глубин на АГКС, т.е. глубина забоя скважины в каждый момент.

Истинная глубина - это та глубина, к которой относятся результаты измерения $\Gamma_{сум}$, полученные в данный момент.

$$H_{ист} = H_d - \Delta H, \quad (17.6)$$

где ΔH называется глубиной отставания, она представляет собой интервал углубления скважины за то время $T_{от}$, которое тратит буровой раствор на движение от забоя скважины до поверхности

$$\Delta H = \frac{T_{от}}{\tau} \quad (17.7)$$

Время отставания $T_{от}$ определяют либо расчетным путем, как

$$T_{от} = \frac{V_{скв}}{Q_{вых}},$$

либо экспериментально, как половину промежутка времени, потраченного каким-либо индикатором, добавленным в буровой раствор (краситель анилин), на движение от устья скважины до забоя и обратно.

Для $Q_{вых}$ и τ действующая глубина совпадает с истинной $H_d = H_{ист}$.

В настоящее время механический и газовый каротаж выполняются с помощью станций геолого-технологических исследований (ГТИ), аппаратура которых обеспечивает не только регистрацию вышеперечисленных, но и многих дополнительных параметров, характеризующих процесс бурения (частоту вращения ротора, вес бурового инструмента, вращающий момент ротора, давление промывочной жидкости и ее уровень в емкостях), а также свойства промывочной жидкости (плотность, вязкость, температуру и сопротивление). Одновременно на станциях ГТИ исследуется и шлам.

Для выполнения люминесцентно-битуминологического анализа в комплект станции ГТИ входит люминоскоп. Внутри у него имеется приспособление для установки пробирки с жидкой пробой и для исследования твердых проб. Пробы бурового раствора отбирают вблизи устья скважины объемом около 200 см³, разбавляют в 2-3 раза чистой водой, часть пробы заливают в пробирку и ведут визуальное наблюдение за ее свечением в люминоскопе. Свечение исследуемой пробы сравнивают со свечением эталонной и таким образом определяют содержание нефти в пробе и качество нефти.

Пробы шлама перед люминесцентным анализом промывают в воде до полного удаления глинистого материала, высушивают и измельчают. Содержание битумов в пробе определяют также посредством сравнения их свечения со свечением эталонной пробы.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается механический каротаж?
2. Каковы преимущества механического перед др. видами каротажа?
3. Какие породы отличаются максимальной и какие минимальной продолжительностью проходки?
4. Каков состав углеводородных газов на нефтяных и газовых месторождениях?
5. Поясните схему газовоздушных линий газокаротажной станции.
6. Чем отличается суммарное газосодержание $\Gamma_{сум}$ от приведенного ГПР?
7. Каким образом изучают покомпонентный состав углеводородных газов?
8. В чем заключается люминесцентно-битуминологический анализ ЛБА?
9. Что такое истинная и действующая глубина скважины при газовом каротаже?
10. Как рассчитать время отставания бурового раствора?

Лекция 18
РАЗДЕЛ III
ОПЕРАЦИИ В СКВАЖИНАХ

Этот раздел ГИС включает методы исследования технического состояния самих скважин и выполнение ряда работ (операций) в них.

Кавернометрия

Кавернометрия (КМ) заключается в измерении среднего диаметра буровой скважины.

Дело в том, что фактический диаметр скважины не всегда определяется диаметром бурового наконечника (долота). Так, на хрупких породах (ископаемых углях, например), в зонах дробления диаметр скважин увеличивается по сравнению с номинальным dH ; из-за выкрашивания и вывалов пород в скважине образуются каверны. Каверны образуются и в глинистых пластах из-за размывания глин в процессе бурения. Уменьшение диаметра по сравнению с номинальным наблюдается обычно против пластов-коллекторов. Благодаря хорошей проницаемости в них залавливается буровой раствор. Из-за малого диаметра пор в пласт проникает только фильтрат (жидкая основа) бурового раствора, а глина оседает на стенках скважины, образуя глинистую корку, которая уменьшает диаметр скважины.

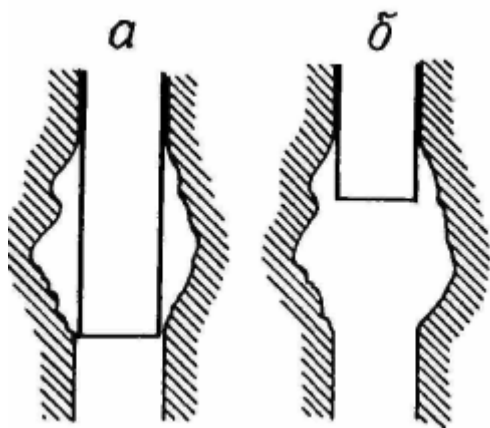


Рис. 18.1. Пример правильной (а) и неправильной (б) установки обсадной трубы в скважине

Знание диаметра скважины необходимо для решения как технических, так и геологических задач. Так, например, знать диаметр скважины нужно для того, чтобы правильно установить обсадную трубу в скважине (см. рис. 18.1), рассчитать объем цемента, необходимого для закрепления обсадных колонн, правильно выбрать скважинные приборы для каротажа.

Знание диаметра скважины необходимо при количественной интерпретации результатов таких методов, как КС, БКЗ, БК, ИК, ГК, НГК и др., а также для литологического расчленения разреза (рис. 18.2).

Приборы для измерения диаметра скважины называются каверномерами. Они бывают различными по конструкции: рычажными, фонарными, управляемыми и неуправляемыми. В любом случае в них имеется какой-то следящий механизм, скользящий по стенке скважины, и преобразователь положения этого механизма в электрический сигнал, чаще всего, посредством изменения активного сопротивления электрической цепи.

На рис. 18.3 показана нижняя часть рычажного каверномера.

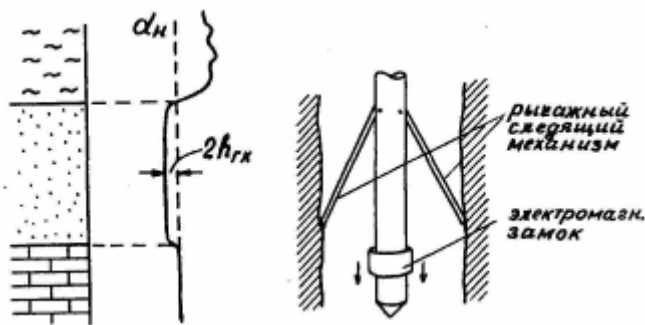


Рис. 18.2. Зависимость среднего диаметра скважины от литологии разреза

Рис. 18.3 Устройство каверномера рычажного

К корпусу этого скважинного прибора крепятся на шарнирах 3 подпружиненных рычага, образующих следающий механизм. Нижние концы рычагов скользят по стенке скважин. Один из рычагов управляет ползунком переменного сопротивления R_d , два других служат для центрирования каверномера по оси скважины (поэтому измеряемый параметр и характеризует средний диаметр скважины). Перед спуском такого каверномера в скважину его рычаги прижимаются к корпусу и удерживаются в этом состоянии с помощью специального чашеобразного замка, который по достижении снарядом забоя раскрывают с помощью специального электромагнита, на который подают питание с поверхности.

Каверномер фонарного типа (рис. 18.4) не нуждается в замковом устройстве, конструкция его рычагов, на виде сбоку напоминающих китайский фонарик, обеспечивает ему хорошее прохождение как вверх, так и вниз по скважине. На этом же рисунке изображена электрическая схема измерений с каверномером.

Перед спуском прибора в скважину выполняют градуировку прибора. Для этого на концы рычагов одевают кольца известного диаметра, и соответствующие им показания регистрирующего прибора записывают на диаграммной ленте в виде своеобразных ступенек. Масштаб записи регулируют посредством изменения питающего тока.

Современные каверномеры имеют абсолютную погрешность порядка $\pm 0,5$ см, микрокаверномеры - до $\pm 0,1$ см.

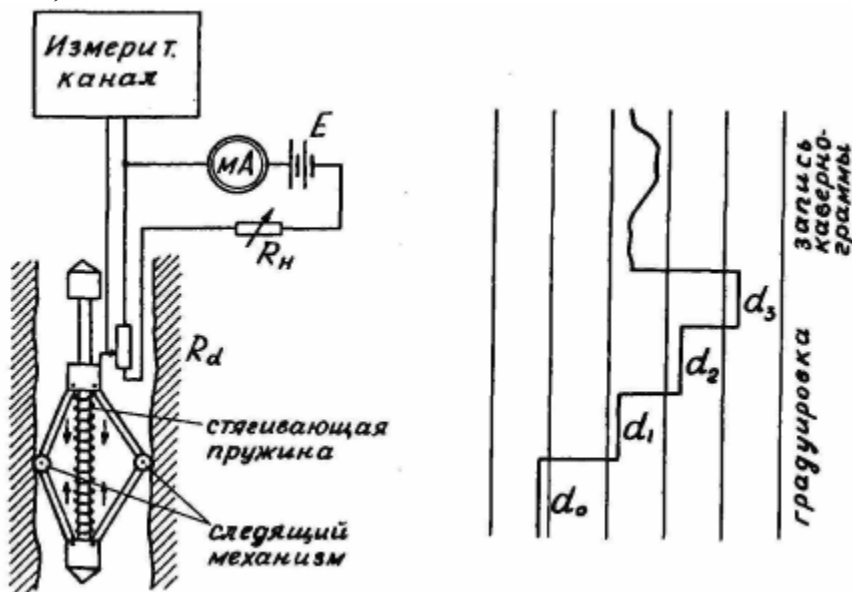


Рис.18.4. Схема измерений со скважинным каверномером и пример записи результатов градуировки

Профилеметрия

Профилеметрия - это измерение сразу нескольких диаметров в одном поперечном сечении скважины. Необходимость в таких измерениях возникает потому, что скважины не всегда имеют сечение круговой формы. На глинах, алевролитах и др. непрочных породах часто образуются так называемые "желоба" со стороны висячего бока наклонной скважины -трубы бурового набора, имеющие диаметр меньший, чем буровой наконечник, проделывают углубление в стенке скважины - желоб. Такие же углубления может образовывать и каротажный кабель при подъеме скважинного прибора (рис. 18.5).

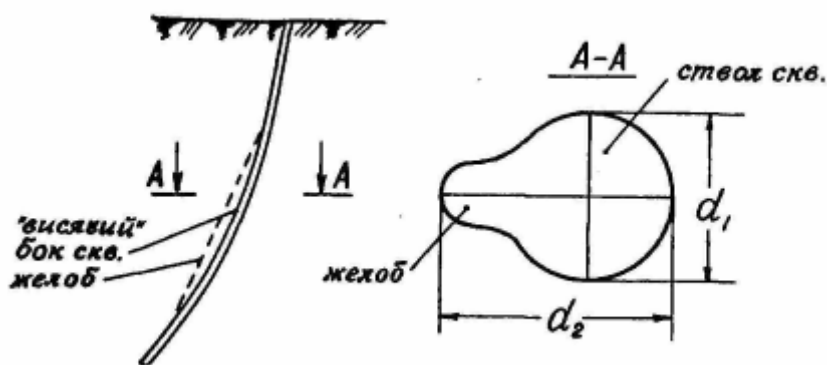
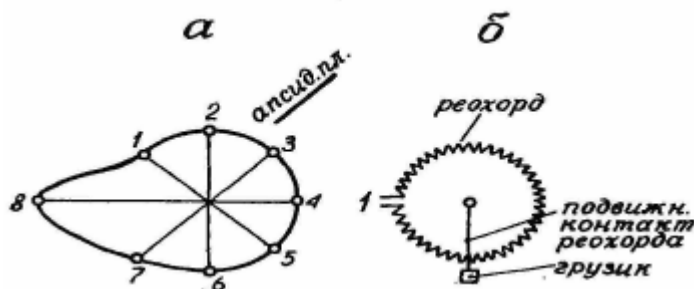


Рис. 18.5. Образование желоба в висячем боку наклонной буровой скважины

Эти желоба создают опасность "прихвата" бурового снаряда или скважинного прибора при их подъеме. Возможно также изменение сечения обсаженной скважины из-за неравномерного действия горного давления и сжатия обсадных труб.

При профилеметрии обычно измеряют 2 взаимно перпендикулярных диаметра с помощью 2 пар рычагов, каждый из которых управляет своим реостатным (или индуктивным) преобразователем, вырабатывающим электрический сигнал, пропорциональный отклонению рычагов от корпуса СП.

Имеются также приборы, называемые радиусомерами. Такой прибор имеет 8 рычагов, каждый из которых управляет своим реостатным преобразователем. Кроме того, в нем имеется еще и датчик положения прибора относительно апсидальной плоскости, т.е. вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины в точке измерения. Этот датчик (рис. 18.6, б) представляет собой кольцевой реостат (реохорд), установленный перпендикулярно продольной оси СП. Начало реохорда совмещено с положением первого рычага. Подвижный контакт реохорда снабжен грузиком, благодаря которому контакт располагается в апсидальной плоскости скважины в стороне, противоположной той, куда направлен забой скважины. Сопротивление участка реохорда от начала до подвижного контакта определяет положение первого рычага относительно апсидальной плоскости, положение последней относительно сторон света определяют по результатам инклинометрии. В СП радиусомера имеется переключатель, который по команде с поверхности производит опрос всех датчиков, включая датчик ориентировки прибора. В наземном измерительном пульте содержится также указатель позиций скважинного переключателя.



Результаты измерений с радиусомером представлены на рис. 18.6, а.

Рис. 18.6. Результаты измерений со скважинным радиусомером СПР-1 (а) и конструкция датчика положения радиусомера относительно апсидальной плоскости скважины (б)

Инклинометрия

Инклинометрия - это измерение углов искривления буровой скважины.

Буровые скважины задают либо вертикальными, либо наклонными, исходя из геологических или технических соображений. Наклонные скважины приходится бурить при добыче нефти с морских платформ, с насыпных оснований в болотистых районах Западной Сибири, чтобы, не меняя положения буровой вышки, вскрыть нефтяную залежь в нескольких местах (рис. 18.7, б), наклонными бурят и дополнительные стволы, ответвляющиеся от основного. На рудных месторождениях наклонные скважины задают при разведке крутопадающих рудных тел (рис. 18.7, а). В процессе бурения скважины могут отклоняться от заданного направления - искривляться.

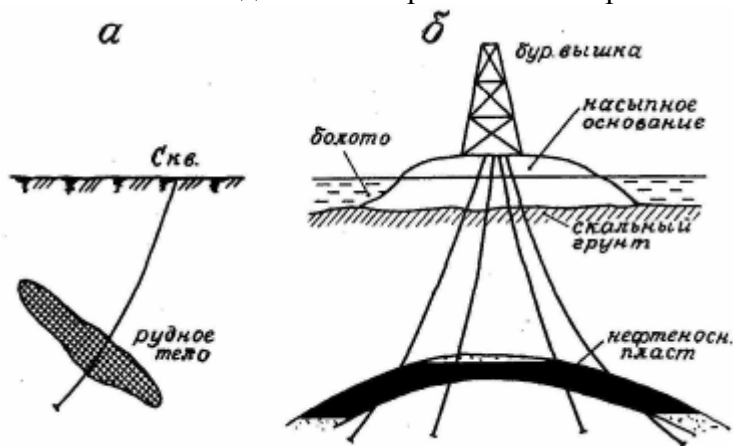


Рис. 18.7. Расположение наклонных скважин при разведке рудной (а) и нефтяной (б) залежи в Западной Сибири

Положение скважины в пространстве определяется ее глубиной и двумя угловыми параметрами - зенитным и азимутальным углами.

Зенитный угол - это угол между осью скважины и вертикалью.

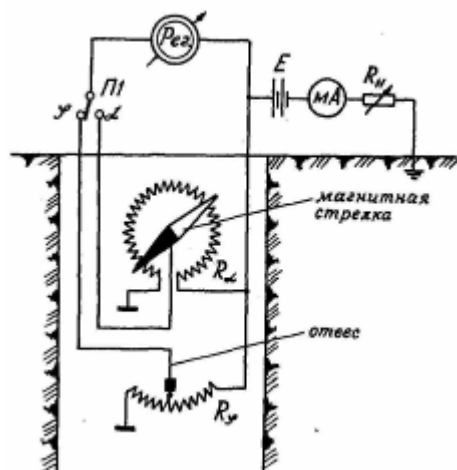
Азимутальный угол - это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией скважины.

Иногда прибегают к такому термину как угол наклона скважины - это угол, дополняющий зенитный до 90° .

Знать углы искривления необходимо, чтобы правильно определить, в какой точке пространства скважина пересекает полезное ископаемое, на какой истинной глубине, чтобы по видимой мощности рассчитать истинную, т.е. чтобы не допустить ошибок при подсчете запасов. Приборы для измерения искривления скважин называются инклинометрами.

Наибольшим распространением пользуются электроинклинометры с датчиком азимутального угла в виде компаса с магнитной стрелкой.

Упрощенная электрическая схема такого инклинометра приведена на рис. 18.8,



Рнс. 18.8. Упрощенная электрическая схема скважинного инклинометра

Датчик азимутального угла представляет собой буссоль с магнитной стрелкой. Вместо лимба с отсчетами в ней имеется кольцевой реостат (реохорд) R_{φ} а магнитная стрелка снабжена контактом, скользящим по этому реостату.

Датчик зенитного угла - это отвес, положение которого преобразуется в электрический сигнал с помощью аналогичного реохорда

Оба датчика размещены в поворотной рамке, снабженной осью, совпадающей с продольной осью СП, и эксцентричным грузиком. Под действием грузика рамка устанавливается так, что плоскость качания отвеса совпадает с апсидальной плоскостью скважины, плоскость буссоли располагается горизонтально благодаря горизонтальной оси, закрепленной в поворотной рамке, и собственному грузику буссоли.

Начало реохорда азимутального угла совмещено с плоскостью качания отвеса и смотрит в сторону направления нижнего конца прибора.

При измерениях, которые выполняют поточно, контакты магнитной стрелки и отвеса прижимают с помощью специального арретирного устройства к соответствующим реохордам и поочередно (в зависимости от положения переключателя Ш) измеряют величину сопротивления между началом каждого из реохордов и его подвижным контактом. Величина этих сопротивлений характеризует, соответственно, азимутальный и зенитный углы.

Измерения углов искривления проводят через 20, 50 или 100 м в зависимости от глубины скважины.

Кроме электроинклинометров, есть еще так называемые одноразовые инклинометры. Эти инклинометры также имеют буссоль и отвес, но их положение просто фиксируется в приборе с помощью часового механизма и определяется визуально после извлечения прибора из скважины. Одноразовые инклинометры свободно опускают в устье скважины и через некоторое время извлекают с помощью бурового инструмента. Измерения производятся силами буровой бригады без привлечения геофизической службы.

Инклинометры с магнитной стрелкой не пригодны для измерений в обсаженных скважинах или скважинах, пересекающих магнитные руды.

В таких случаях используют гироскопические инклинометры. В этих приборах датчиком азимута служит раскрученный гироскоп - гироскоп, уравновешенный в карданном подвесе. Уравновешенный, т.е. подвешенный за центр тяжести, гироскоп обладает свойством сохранять постоянной ориентировку оси своего вращения. Как магнитная стрелка смотрит северным концом на северный полюс, так и уравновешенный гироскоп, как его ни поворачивай, направляет свою ось туда, куда она смотрела при его раскручивании.

Зенитный угол в гироскопическом инклинометре измеряется с помощью такого же отвеса, как и в других инклинометрах.

Абсолютная погрешность описанных инклинометров по азимутальному углу составляет $\pm 4-5^\circ$, а по зенитному - $\pm 0,5^\circ$.

Точность измерения зенитного угла может быть повышена при использовании датчика, предложенного автором совместно с проф. А.В. Давыдовым. Конструкция датчика приведена на рис. 18.9. Он состоит из цилиндрической измерительной камеры, в которую залита жидкость с высокими отражающими свойствами, например, ртуть. Выше на оси прибора находится источник света и кольцевой фотоприемник. При вертикальном положении датчика на фотоприемник попадает наибольшее количество света, и он вырабатывает максимальный сигнал.

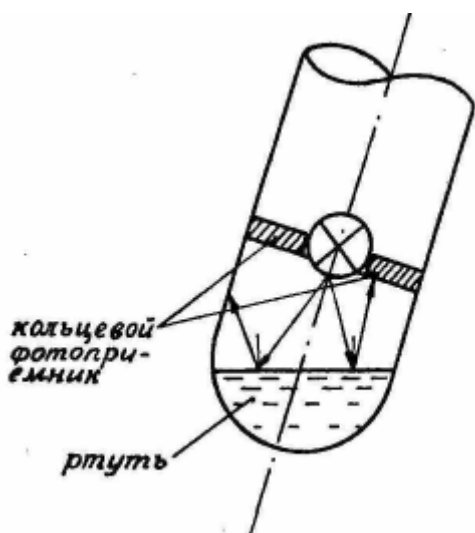


Рис. 18.9. Жидкостный датчик угла наклона скважины, предложенный А.В. Давыдовым и И.Г. Сковородниковым

При отклонении датчика от вертикали часть отраженных лучей уходит за пределы фотоприемника, и его выходной сигнал уменьшается.

Дополнительное достоинство такого датчика - возможность непрерывного измерения зенитного угла. Описанный датчик признан изобретением СССР (авт. свид. №1509518).

Вопросы обработки результатов инклинометрии и построения инклинограмм будут рассмотрены нами на практических занятиях.

Пластовая наклонометрия

Пластовая наклонометрия (ПН) заключается в определении угла и азимута падения пластов, пересеченных скважиной.

Скважинный прибор для ПН представляет собой комбинацию из 3-х датчиков, предназначенных для записи диаграмм ПС, МСК, СЭЗ, ГК или КМВ, расположенных в одной горизонтальной плоскости под углом 120° друг к другу. Прибор дополняется устройством для определения его ориентировки относительно апсидальной плоскости скважины.

На рис. 18.10 изображен такой наклономер, пересекающий наклонный контакт пород, обладающих различными свойствами, например, разной магнитной восприимчивостью. Датчики 1, 2, 3 в этом случае должны быть датчиками КМВ. Если бы скважина пересекала контакт по нормали к нему, скачок на диаграммах, записанных всеми тремя датчиками, наблюдался бы на одной и той же глубине, т.к. все датчики перешли бы контакт одновременно.

При наклонном пересечении скважиной контакта сначала его пересечет датчик 1, затем 2 и только потом датчик 3 (при движении накломера снизу вверх). Соответственно, и аномалии, зафиксированные этими датчиками, придутся на разную глубину (рис. 18.10).

Разработаны приемы, с помощью которых по разности глубин Δh_{1-2} , Δh_{2-3} и Δh_{1-3} можно рассчитать угол встречи скважины и контакта и, следовательно, зная зенитный угол скважины, определить угол падения пласта. Направление падения определяют с помощью датчика ориентировки прибора относительно апсидальной плоскости.

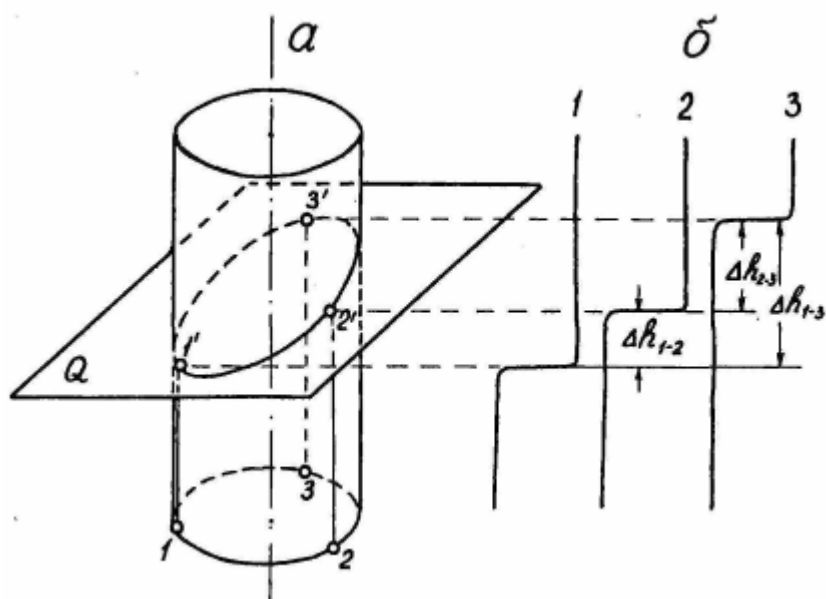


Рис. 18.10. Принцип действия пластового накломера: а - расположение датчиков накломера; б - диаграммы, зарегистрированные этими датчиками на контакте пород с различными физическими свойствами

Для более подробного знакомства с методом пластовой наклонотрии рассмотрим устройство и принцип действия пластового накломера НП-3 (рис. 18.11).

В этом приборе имеются 3 электрода для записи диаграмм МСК. Они располагаются по окружности прибора через 120° и питаются от источника постоянного тока E через диоды Д1-Д3.

В левом положении переключателя Ш на электроды подается "-" питающего напряжения, диоды Д1-Д3 включены в прямом направлении и измерительные приборы И1-И3 регистрируют 3 диаграммы МСК. Токовая цепь замыкается через поверхностное заземление, к которому подключается "+" источника (плата П1-5). Через каждые 50-100 м зонд останавливают и определяют его ориентировку относительно апсидальной плоскости скважины.

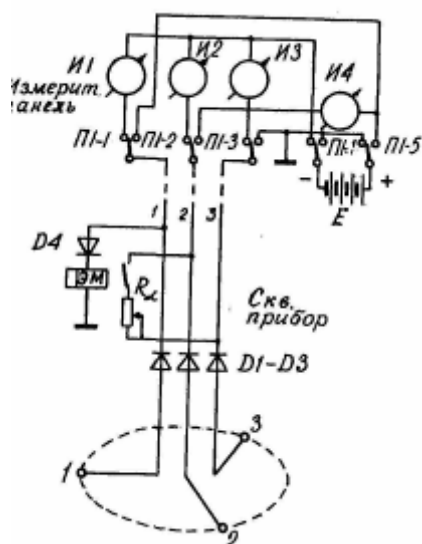


Рис. 18.11. Принципиальная электрическая схема пластового накломера НП-3

Для этого переключатель П1 переводят в правую позицию. В результате ко всем 3 жилам подключается "+" источника тока, а к "земле" - "-". Диоды Д1-Д3 закрываются, и ток через электроды 1-3 не проходит. Зато открывается диод Д4, и ток проходит через электромагнит ЭМ, который между 2 и 3 жилами кабеля подключает датчик ориентировки скважинного прибора. Этот датчик устроен так же, как

и в радиусомере (см. рис. 18.6, б). Начало реохорда датчика совмещено с положением 1 электрода. Сопротивление датчика измеряют регистратором И4, после чего возвращают переключатель П1 в правую позицию и продолжают подъем.

По разности в глубинах аномалий, записанных тремя регистраторами И1-И3, и по данным инклинометрии скважины вычисляют угол и азимут падения пластов, пересеченных скважиной.

Контрольные вопросы

1. Почему каверномер измеряет средний диаметр скважины?
2. Для чего нужно знать средний диаметр скважины?
3. На каких породах фактический диаметр больше номинального?
На каких меньше? На каких породах они равны?
4. Для чего нужна профилометрия скважин?
5. Дайте определение зенитному и азимутальному углу скважины.
6. В чем заключаются недостатки скважинного электроинклинометра с магнитной стрелкой?
7. Почему такой инклинометр нельзя использовать в обсаженных скважинах?
8. В чем, на Ваш взгляд, заключается разница между гироскопическим инклинометром и гирокомпасом?
9. Какие задачи решают с помощью пластовых наклономеров?
10. Каким образом определяют геологи угол и азимут падения пластов, пересеченных скважиной?

Лекция 19

Цементометрия скважин

Цементометрия — это исследования, имеющие целью оценку качества цементирования обсадных колонн (ОК) в скважинах.

Эксплуатационные скважины на нефтяных и газовых месторождениях по окончании бурения обсаживают стальными колоннами, пространство между колонной и стенкой скважины заполняют цементом высоких марок и только после этого вскрывают продуктивные пласты с помощью перфораторов, чтобы открыть доступ нефти (или газа) из пласта в скважину (рис. 19.1).

Цементирование ОК необходимо для предотвращения затрубных перетоков подземных вод из ниже- и вышележащих пластов в продуктивные горизонты.

Качество цементирования характеризуется:

- высотой подъема цемента в затрубном пространстве;
- полнотой и равномерностью заполнения затрубного пространства цементом;
- степенью сцепления цементного камня (ЦК) с колонной и с породой.

Определение высоты подъема цемента в затрубном пространстве — эта операция называется еще "отбивкой цементного кольца" (ОЦК) — проще всего производится методом термометрии в течение 6-24 часов после заливки цемента (см. лекцию 15, рис. 15.15).

Определить высоту подъема цемента можно также с помощью метода радиоактивных изотопов. Для этого в цемент добавляют какой-либо искусственный радионуклид с небольшим периодом

полураспада (например, $I^{131}, T_{1/2} = 8$ дней), или размельченную урановую руду с

забалансовым содержанием U. Недостаток этого метода - необходимость соблюдения правил техники безопасности при работе с радиоактивными веществами. Зато этот метод позволяет не только выполнить ОЦК, но и оценить полноту заполнения затрубного пространства цементным камнем, если

детектор γ -излучения поместить во вращающийся экран с прорезью.

Изучение равномерности заполнения затрубного пространства цементным камнем успешно осуществляется методом ГТК. При этом используется различие в плотности цементного камня (1,8-2,0 г/см³) и жидкости (1,0-1,2 г/см³), заполняющей пустоты. Приборы для γ - γ -цементометрии содержат несколько зондов ГПС, состоящих из источника ^{60}Co ($E_\gamma = 1,33 \text{ МэВ}$) или ^{137}Cs ($E_\gamma = 0,66 \text{ МэВ}$) и отделенного от него свинцовым экраном детектора рассеянного γ -излучения.

В аппаратуре ЦМТУ-1 таких зондов 3, и они расположены в одной плоскости под углом 120° друг к другу (рис. 19.2).

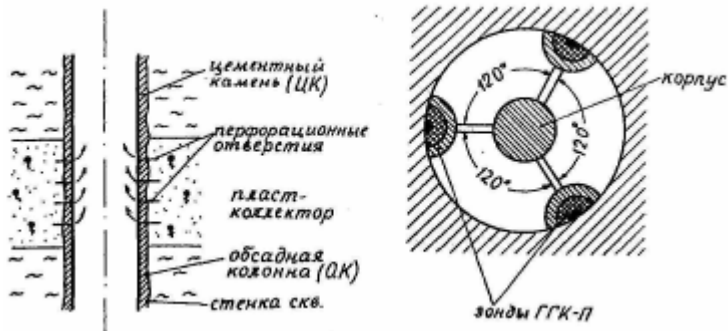


Рис. 19.1. Схема оборудования эксплуатационной скважины на нефтегазовом месторождении

Рис. 19.2. Расположение датчиков скважинного гамма-гамма-цементомера в поперечном сечении скважины

В цементометре ЦФ-4 их 4, расположенных под углом 90° друг к другу. Мощность источника около 50 мКи, счетчики - газоразрядные. Каждый счетчик экранирован так, что на него попадает рассеянное γ -излучение только с той стороны, где он примыкает к колонне. Такие цементометры как бы осматривают скважину изнутри по 3 или 4 образующим. Интервалы, где цементный камень (ЦК) отсутствует или не полностью заполняет затрубное пространство, отмечаются как участки пониженной плотности. Одновременно решается задача ОЦК.

Однако γ - γ -цементометрия не позволяет исследовать распределение цемента по всему периметру скважины в ее поперечном сечении.

Изучение степени сцепления цемента с колонной и с горной породой определяется только по данным акустической цементометрии (АКЦ). Если колонна труб не имеет сцепления с цементом, свободна, то упругие колебания, возбужденные в ОК, не передаются цементному камню, и упругая волна распространяется по колонне со скоростью 5200 м/с при относительно небольшом ослаблении.

В случае качественной заливки и при хорошем сцеплении, между колонной и цементом имеется акустический контакт, упругие колебания в колонне возбуждают такие же колебания в цементном камне, в связи с чем большая часть их энергии рассеивается на пути между источником и приемником. Приемник регистрирует значительное ослабление и быстрое затухание этих колебаний.

Амплитуда первого вступления A_p обычно меньше амплитуды последующих колебаний, поэтому в АКЦ регистрируется величина A_k , характеризующая амплитуду нескольких колебаний - выпрямленный сигнал 3 периодов волны в условных единицах - мВ, в виде непрерывной кривой.

Хорошее сцепление цемента со стенкой скважины проявляется повышенным временем T пробега волны со значительной амплитудой колебаний A_p , т.к. в этом случае большая часть энергии упругих колебаний распространяется по горной породе с характерной для этой породы скоростью. Для большинства осадочных горных пород эта скорость меньше, чем скорость в стальных трубах (см. табл. 16.3). Исключение составляют только крепкие, кремнистые известняки, для которых V_p достигает 7000 м/с. Таким образом, совместное рассмотрение кривых A_k и T позволяет определить высоту подъема цемента в затрубном пространстве (ЗТП), полноту заполнения ЗТП цементом, качество сцепления цемента с колонной, а при благоприятных условиях - и с горной породой.

Акустические цементометры, как правило, представляют собой двухэлементный акустический зонд с кольцевым магнитострикционным излучателем и кольцевым пьезоэлектрическим приемником. Длина зонда - около 2,5 м. Источник и приемник изолированы друг от друга акустически - резиновыми поглотителями колебаний. Источник вырабатывает пакеты ультразвуковых импульсов с частотой 25 кГц.

Частота следования пачек -12,5 Гц. Сигналы с приемника усиливаются и передаются на поверхность, где обрабатываются и фиксируются в виде трех диаграмм: A_k - амплитуды волны, пришедшей по колонне, A_n - амплитуды волны, пришедшей по породе и T — времени прихода волны с наибольшей амплитудой. Кроме того, предусмотрена возможность регистрации волновых картин с определенным шагом дискретизации. Имеются программы для обработки и интерпретации данных АКЦ на ЭВМ.

На рис. 19.3 представлены результаты АКЦ для нескольких частных случаев.

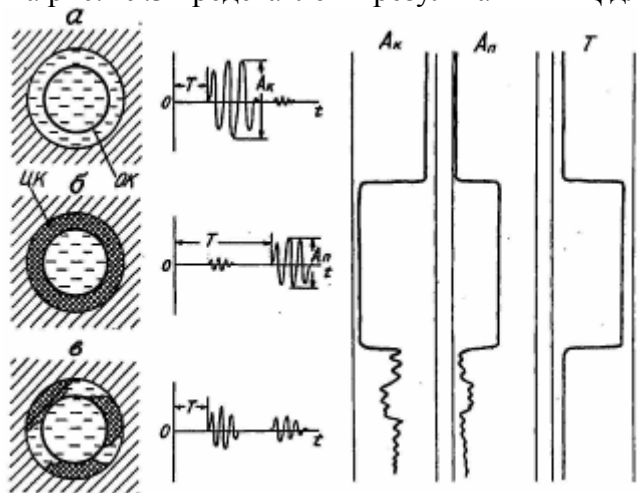


Рис. 19.3. Результаты акустической цементометрии: а - при отсутствии цемента в затрубном пространстве; б - при полном заполнении затрубного пространства и хорошем сцеплении цементного камня с обсадной колонной и стенкой скважины; в- при частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем

В случае отсутствия цемента в затрубном пространстве (а) пришедшая первой волна по колонне имеет максимальную амплитуду. Этому случаю соответствуют высокие показания на кривой A_k и низкие — A_n и T . В случае полного заполнения ЗТП и хорошего сцепления (б) волна, пришедшая по колонне, имеет малую амплитуду, пришедшая позднее волна по породе - большую. Этому случаю соответствует минимум на кривой A_k и повышенные показания A_n и T . В случае неполного заполнения ЗТП (в) первой приходит волна по колонне, T минимально, на кривых A_k и A_n - промежуточные показания.

Таким образом, АКЦ является наиболее универсальным и информативным методом оценки качества цементирования скважин.

Дефектометрия обсадных колонн

Дефектометрия ОК имеет целью контроль состояния обсадных колонн и выявление их дефектов.

К характеристикам ОК, опущенных в скважину, относятся; внутренний диаметр колонн, толщина стенок, местоположение муфтовых соединений и участков нарушения целостности труб в результате перфорации, трещин и коррозии, местоположение "прихватов" труб горными породами.

Для контроля состояния ОК применяют механические, радиоактивные, индуктивные и оптические методы.

Внутренний диаметр ОК определяют с помощью специальных микрокавернометров и профиломеров. Эти приборы устроены, в принципе, так же, как и кавернометры и профиломеры для открытого ствола, но имеют более высокую точность ($\pm 0,1$ см).

Внутренний диаметр необходимо знать для количественной и качественной интерпретации данных цементометрии, расходомерии и радиометрии.

Толщина стенок труб может изменяться под воздействием механических напряжений, коррозии, взрывных работ.

Для определения толщины стенок применяют ГГМ и индукционный метод.

Приборы, осуществляющие γ - γ -дефектометрию, обычно являются комплексными и, кроме дефектометрии, решают еще и задачи цементометрии скважин. Примером могут служить скважинные гамма-гамма-дефектомеры-толщинометры, такие как СГДТ-2 и СГДТ-3. На рис. 19.4 показано устройство скважинного прибора СГДТ-3 в продольном разрезе. Прибор представляет собой комбинацию 2 зондов ГГК, короткого и длинного, с одним источником.

В качестве источника γ -квантов использован радионуклид Cs137. Детектор короткого зонда-толщинометра размещен в 19 см от источника. Это расстояние и углы наклона коллимационных отверстий выбраны так, чтобы интенсивность рассеянного γ -излучения зависела, главным образом, от толщины обсадной колонны. На рис. 19.5 приведен пример диаграммы 1п зонда-толщинометра. Детектор длинного зонда-дефектомера состоит из

3 (через 120°) сцинтилляционных счетчиков.

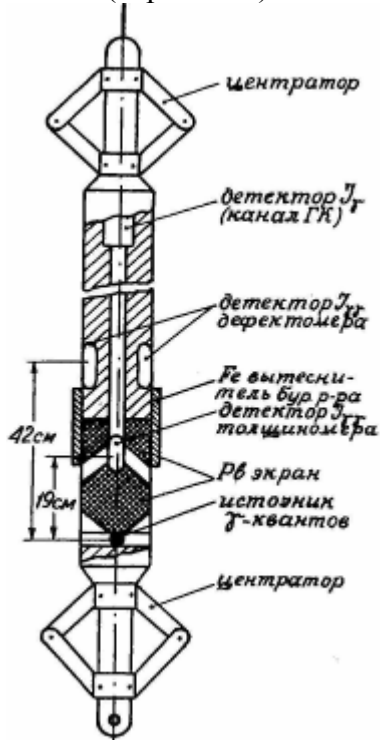


Рис. 19.4. Конструкция гамма-дефектомера-толщинометра СГДТ-3

Рис. 19.5. Пример записи результатов гамма-гамма-дефектометрии

Размер длинного зонда (42 см) выбран таким, чтобы на его показания влияла, в основном, плотность среды за стенкой ОК. Между детекторами и источником размещен свинцовый экран. Устранение фона излучения, существующего за счет рассеяния γ -квантов скважинной жидкостью, добиваются уменьшением зазора между кожухом СП и стенкой ОК до 8-10 мм с помощью стального вытеснителя промывочной жидкости.

В верхней части СП установлен детектор канала ГГК, диаграммы которого служат для привязки к разрезу скважины кривых толщинометра и дефектомера. Прибор центрируется в скважине рычагами центрирующих фонарей, обеспечивающих его устойчивое положение по оси скважины при углах наклона до 30° .

Электронная схема прибора выполнена на интегральных микросхемах и обеспечивает формирование и передачу на поверхность сигналов по трехжильному кабелю.

Индукционные дефектомеры основаны на принципе электромагнитной дефектоскопии. Скважинный прибор содержит генераторную и приемную катушки, электромагнитная связь между которыми осуществляется по обсадным трубам. Частота переменного тока генератора - 300-400 Гц. Затухание сигнала зависит от толщины стенок труб. По этой причине измеряют либо амплитуду сигнала в приемной катушке, либо сдвиг фаз между сигналами в приемной и генераторной катушках.

Для примера на рис. 19.6 приведена запись результатов индукционной дефектометрии, на которой хорошо фиксируются как дефекты ОК, так и соединительные муфты.

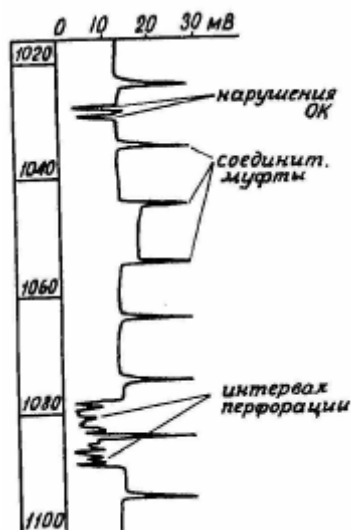


Рис. 19.6. Пример записи результатов индукционной дефектометрии

Оптические методы включают фотографирование и телепередачу изображения из скважины. Они используются для изучения состояния обсадных колонн и фильтров, а в необсаженных скважинах - для изучения геологического разреза.

При фотосъемке или передаче изображения стенки скважины освещается лампой-вспышкой. Естественно, жидкость в скважине должна быть прозрачной.

Определение положения соединительных муфт производится с помощью прибора, называемого локатором муфт (ЛМ).

Простейший локатор муфт (рис. 19.7) состоит из катушки индуктивности с большим количеством витков и 2-х постоянных стержневых магнитов, установленных по обе стороны от катушки одноименными полюсами навстречу друг другу. Оси катушки и магнитов совпадают. Магнитные силовые линии постоянных магнитов пронизывают катушку индуктивности и замыкаются через трубу. При движении локатора в трубе, имеющей постоянную толщину стенок, магнитные потоки обоих магнитов одинаковы и компенсируют друг друга. Сигнал на выходе катушки индуктивности равен 0. При прохождении локатора мимо стальной соединительной муфты сначала усиливается магнитный поток верхнего магнита, затем - нижнего.

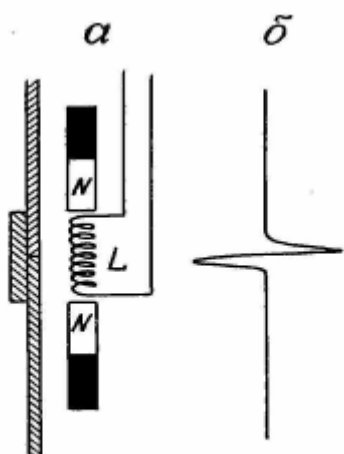


Рис. 19.7. Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

Рис. 19.7. Устройство простейшего локатора муфт (а) и вид диаграммы локатора (б)

На выводах катушки появляется двупольный импульс напряжения (рис. 19.7, б), который и регистрируется на поверхности. Амплитуда сигнала достаточно велика, так что никаких усилителей здесь не требуется. Локатор реагирует и на некоторые повреждения ОК - трещины,

перфорационные отверстия. Диаграммы ЛМ используют для точной привязки интервалов перфорации. Муфты служат реперами. Их положение увязывают с маркирующими горизонтами обычных каротажных диаграмм необсаженных скважин путем совместной записи диаграмм ГК и ЛМ. Затем глубину спуска перфораторов проверяют по муфтам колонны. Обычное расстояние между соединительными муфтами - около 10 м. Определение мест прихвата ОК осуществляют с помощью приборов, называемых прихватоопределителями. Эти приборы используют изменение магнитных свойств ОК, связанное с ее механическим напряжением. Как известно, выше прихвата напряжение меньше; (здесь трубы как бы опираются на породу), чем под ним. Прихватоопределители так же, как и локатор муфт, содержат катушку индуктивности и пару постоянных магнитов, магнитный поток которых замыкается через стенку колонны и пересекает витки катушки индуктивности.

Положение "прихвата" можно определить и с помощью обычного локатора муфт. Методика таких работ поясняется рис. 19.8.

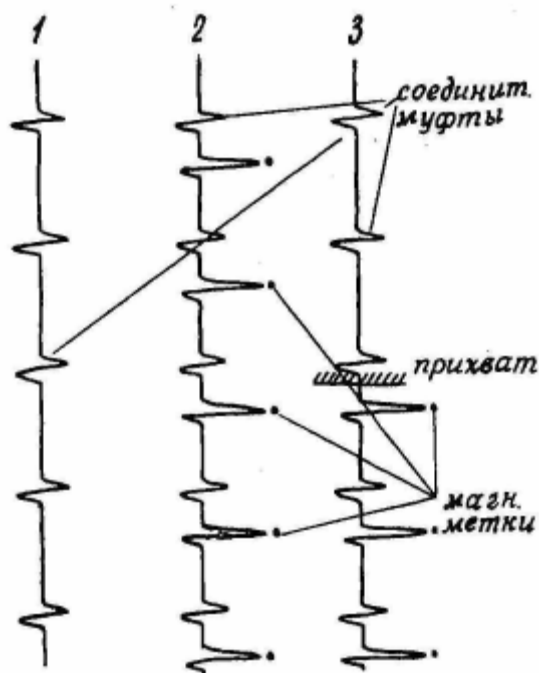


Рис 19.8 Определение местоположения прихвата обсадной колонны с помощью локатора муфт: 1 - первичная диаграмма локатора; 2 - после простановки магнитных меток; 3 - после закручивания колонны

Сначала снимают обычную диаграмму ЛМ (кривая 1). Затем в скважину опускают намагничивающее устройство и через определенный интервал ставят на колонне магнитные метки - намагничивают небольшие участки ОК. Снова снимают диаграмму ЛМ (кривая 2), на которой будут отбиты уже не только соединительные муфты, но и магнитные метки. На диаграмме 2 они помечены точками. После этого трубу подвергают механическому усилию - начинают вытаскивать ее с помощью специальных домкратов или закручивать. Это механическое воздействие вызывает размагничивание магнитных меток, и они исчезают. Но ниже прихвата механическое усилие не передается, и магнитные метки там сохраняются. Еще раз снимают диаграмму ЛМ (кривая 3). По промежутку, где исчезают магнитные метки, определяют положение прихвата. После этого труба может быть обрезана выше места прихвата и извлечена на поверхность для повторного использования.

Потокометрия в скважинах

Потокометрия — это измерение скорости потока (или расхода) жидкости по стволу скважины. Другие названия этого метода: расходометрия, дебитометрия.

Задачи, решаемые этим методом: определение дебита нефти по пластам и проилластам в добывающих скважинах или расхода воды в нагнетательных; определение мест притока и поглощения жидкости в скважинах; изучение гидродинамических характеристик пластов-коллекторов.

Приборы, применяемые в этом методе, называются скважинными расходомерами (дебитомерами). Наибольшее распространение имеют инъекционные, термокондуктивные и тахометрические расходомеры.

Инъекционные расходомеры (рис. 19.9) состоят из корпуса с центрирующими фонарями, внутри которого располагается инжектор метки потока и 2 детектора меток. Инжектор впрыскивает в поток метку, т.е. порцию жидкости, отличающуюся от промывочной жидкости по какому-либо физическому свойству (радиоактивности, температуре, прозрачности или электропроводности). Эта метка переносится потоком и улавливается сначала первым, а затем вторым детектором.

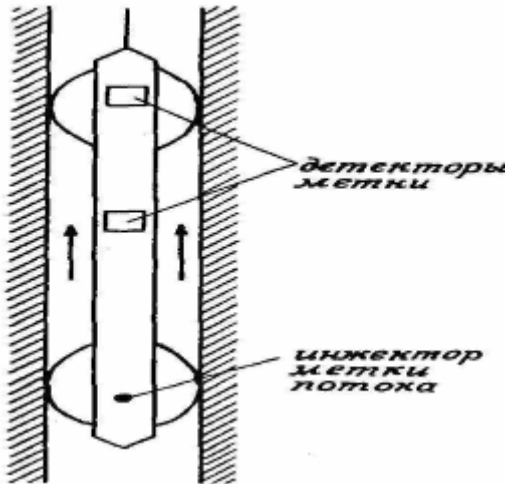


Рис. 19.9. Принцип действия скважинного инъекционного дебитомера

Засекают время продвижения метки от 1 до 2 детектора и, зная расстояние между ними, рассчитывают скорость потока, а зная диаметр скважины и диаметр самого прибора - расход потока. Относительная погрешность измерений — 2-5%.

Термокондуктивные расходомеры (термоанемометры) представляют собой термочувствительный элемент R_t , помещаемый в исследуемый поток и нагретый до температуры, превышающей температуру потока. Схема измерений с термоанемометром приведена на рис. 19.10. При первоначальной температуре (в неподвижной жидкости) измерительный мост сбалансирован, и прибор, включенный в его диагональ, дает нулевые показания.

Набегающий поток жидкости охлаждает чувствительный элемент тем интенсивнее, чем выше скорость потока. Баланс моста нарушается, и регистрирующий прибор начинает давать показания.

Приборы этого типа обладают хорошей чувствительностью, однако результаты измерений с ними трудно поддаются количественной интерпретации. К тому же, на результаты сильно влияет изменение теплофизических свойств среды, например, примесь газа, изменение состава, плотности среды и т.п. Тахометрические (механические) расходомеры состоят из первичного преобразователя — датчика скорости потока в виде турбинки или крыльчатки, соосной с потоком, и вторичного преобразователя, вырабатывающего электрический сигнал, пропорциональный числу оборотов крыльчатки за единицу времени.

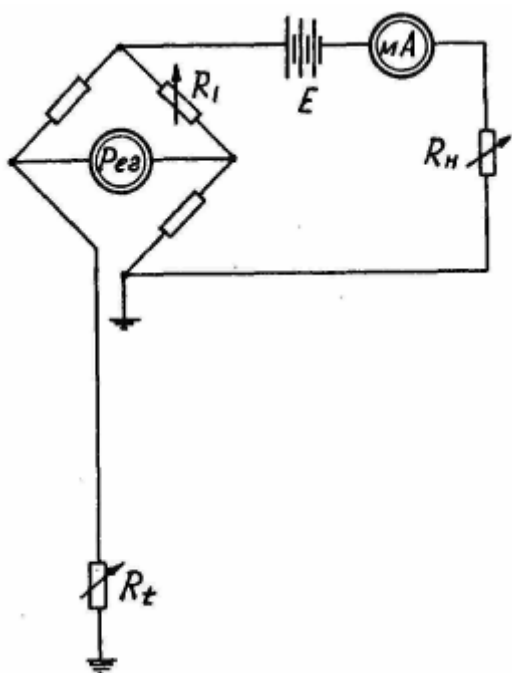


Рис. 19.10. Электрическая схема измерений с термокондуктивным расходомером-дебитомером

Сам преобразователь устанавливают в корпусе расходомера, а на валу Крыльчатки размещают элемент, управляющий его работой (рис. 19.11).

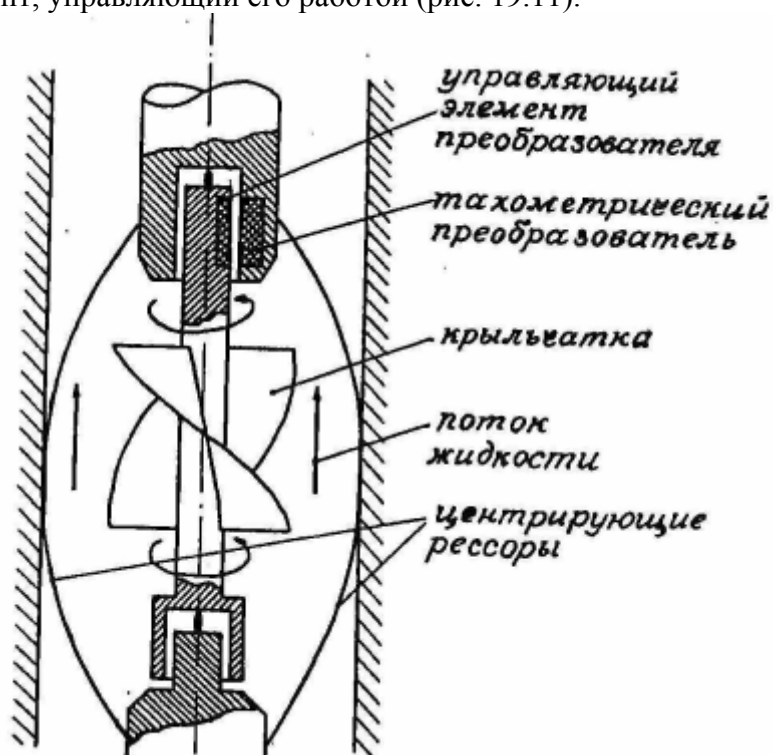


Рис 19.11. Принцип действия скважинного тахометрического расходомера

Тахометрические преобразователи могут быть разные: омические, индуктивные, магнитоуправляемые, оптические. Соответственно преобразователю различаются и их управляющие элементы. Например, если преобразователь магнитоуправляемый (т.е. магнитный контакт, или феррозонд), то управляющий элемент - постоянный магнит; если индуктивный (катушка индуктивности на незамкнутом сердечнике), то управляющий элемент - пластина из ферромагнитного материала, замыкающая сердечник, и т.п.

От числа оборотов крыльчатки и переходят к расходу потока Q с помощью специальных тарировочных графиков (рис. 19.12) $n = f(Q)$ при $d_{скв} = const$, которые строят опытным путем, проводя измерения с расходомером на специальных тарировочных стендах.

Как следует из тарировочных графиков, число оборотов крыльчатки за единицу времени линейно зависит от расхода. Порог чувствительности до таких приборов составляет порядка 0,01 л/с.

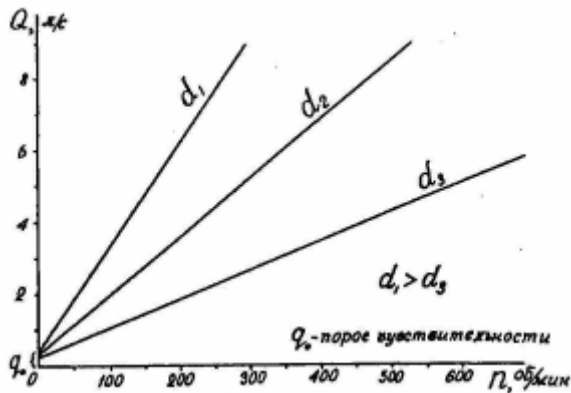


Рис. 19.12. Тарировочные графики расходомера тахометрического типа

На нефтяных месторождениях в добывающих и нагнетательных скважинах наблюдения с тахометрическими расходомерами выполняют либо поточно, либо непрерывно. В последнем случае проводят запись дважды: при движении снаряда вниз и вверх по стволу скважины. В одном случае скорость движения потока складывается со скоростью перемещения расходомера, в другом — вычитается. По разности результатов вычисляют скорость потока.

При исследовании гидрогеологических скважин измерения выполняют, как правило, поточно. При этом, чтобы вызвать движение жидкости по скважине, ее предварительно возбуждают до квазистационарного режима посредством откачки или долива жидкости. Степень возбуждения скважины зависит от разницы Δh между статическим уровнем жидкости в скважине и динамическим уровнем в ней при откачке или доливке.

Результаты расходомерии в гидрогеологических скважинах позволяют определить границы водоносных горизонтов, их дебит и рассчитать коэффициент фильтрации.

На рис. 19.13 приведены результаты расходомерии по одной из скважин. Уменьшение числа оборотов n крыльчатки при входе в обсадную трубу (рис. 19.13, а) объясняется большим диаметром трубы по сравнению с открытым стволом. По числу оборотов крыльчатки определен расход потока в каждой точке скважины Q (рис. 19.13, б), а по нему вычислен дебит Q_i определена мощность 2-х водоносных горизонтов.

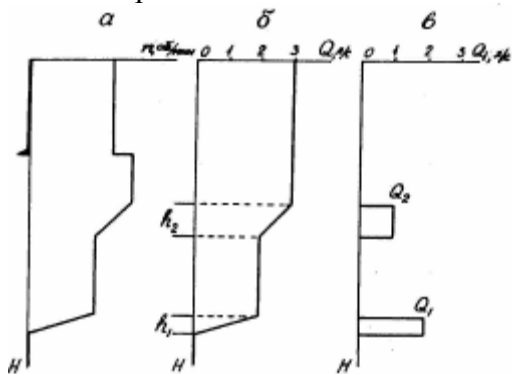


Рис. 19.13. Результаты измерений с тахометрическим расходомером: а — график изменения числа оборотов крыльчатки по оси скважины; б — интегральная расходограмма; в — дифференциальная расходограмма.

Как известно, при стационарном режиме возбуждения приток Q в скважину описывается уравнением Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \cdot K_{\phi} \cdot h (p_K - p_0)}{\ln \frac{R_K}{r}}, \quad (19.1)$$

где h - мощность водоносного горизонта;

p_K и p_0 - давления в водоносном горизонте у контура питания и у стенки скважины;

R_K - радиус влияния скважины;

r - радиус самой скважины.

Учитывая, что $p_K - p_0 = S$ - понижение уровня при откачке (или повышение при доливе), и заменяя в формуле 19.1 натуральный логарифм на десятичный, можно получить формулу для коэффициента

фильтрации:

$$K_{\phi} = 0.366 \frac{Q}{h \cdot S} \cdot \lg \frac{R_K}{r}$$

Радиус влияния определяют по замерам уровня в наблюдательных скважинах как радиус депрессионной воронки или по данным полевых геофизических методов, проведенных во время возбуждения скважины. Однако, поскольку этот параметр находится под знаком логарифма и, следовательно, не сильно влияет на конечный результат, для расчета можно воспользоваться данными о R_K , определенными для соседних участков со сходными геологическими условиями.

Контрольные вопросы

1. Какими параметрами характеризуется качество цементирования скважин?
2. Назовите геофизические методы, с помощью которых можно провести ОЦК.
3. Какие методы используются для определения полноты заполнения цементом затрубного пространства?
4. Какой из методов цементометрии является наиболее информативным?
5. Как устроен скважинный акустический цементомер?
6. Какими параметрами характеризуется состояние обсадных колонн в скважине?
7. Какие методы применяются при дефектометрии ОК?
8. Как устроен локатор соединительных муфт?
9. Как определяют положение мест прихвата ОК в скважинах?
10. На каких принципах основаны приборы для измерения скорости потока жидкости в скважине? Укажите их достоинства и недостатки.
11. Поясните устройство скважинного расходомера тахометрического типа.
12. Какие задачи решаются с помощью расходометрии скважин?

Отбор проб пластовых флюидов

Обычное опробование пластов занимает много времени. Его выполняют после завершения бурения, спуска и цементирования обсадной колонны методом пробной эксплуатации: исследуемый интервал вскрывают перфораторами, изолируют от др. интервалов и откачивают из него нефть, газ или воду (в зависимости от характера насыщения пласта). Интервалы для опробования выделяют на основании изучения комплекса каротажных диаграмм и керна.

Ускорить этот процесс и повысить эффективность буровых работ можно, если опробовать перспективные пласты сразу после их вскрытия бурением, без крепления скважины. Для этого используют испытатели пластов на трубах (ИПТ) и опробователи пластов на кабеле (ОГЖ).

Применением ОГЖ занимаются сотрудники геофизической службы.

Опробователь пластов содержит корпус с прижимным устройством и герметизирующий башмак с каналом для прохождения флюида, камеру для сбора пробы, а также привод.

Более подробно принцип действия и конструкцию опробователей пластов разберем на примере прибора ОПУ-65 (рис. 20.1).

В ОПУ-65 применен электрогидравлический привод.

В корпусе прибора, заполненном рабочей жидкостью РЖ, размещены электромотор ЭМ с поршнем П и поршни прижимного устройства ПУ и герметизирующего башмака ГБ, а также подпружиненный шток Ш. Прибор опускают в скважину на каротажном кабеле и устанавливают напротив исследуемого пласта. При подаче питания на электромотор ЭМ он приходит во вращение и начинает опускать поршень П. Давление рабочей жидкости РЖ возрастает и выдвигает прижимное устройство ПУ и герметизирующий башмак ГБ. Прибор оказывается прочно заклиненным в скважине. Подпружиненный шток Ш, опускаясь, открывает камеру К для сбора пробы и соединяет ее с отверстием в герметизирующем башмаке ГБ, который разобщает исследуемый участок стенки скважины и саму скважину. Давление в камере К равно атмосферному, давление в пласте -много больше. Под действием пластового давления флюид из пласта поступает в канал ГБ и заполняет камеру К. О поступлении пробы в камеру К свидетельствует повышение давления в ней, зарегистрированное датчиком давления ДД. После заполнения камеры двигатель ЭМ реверсируют. Давление рабочей жидкости РЖ на поршни ГБ и ПУ падает.

Шток Ш поднимется, закупоривая своей нижней частью камеру К и одновременно соединяя отверстие разгерметизации ОР с каналом в герметизирующем башмаке.

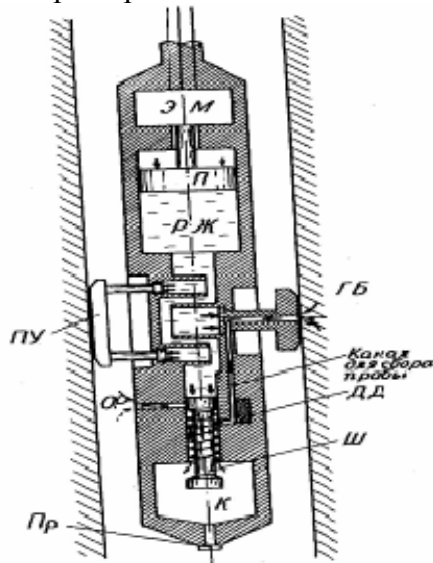


Рис. 20.1. Устройство опробователя пластов на кабеле ОПУ-65

Давление под башмаком ГБ и снаружи его выравнивается, происходит разгерметизация башмака, и он втягивается в углубление корпуса опробователя. Втягивается и прижимное устройство ПУ. После

этого опробователь можно поднимать к устью скважины и извлекать на поверхность. По извлечении опробователя из скважины его подвешивают над ведром или др. емкостью, вывинчивают пробку Пр и сливают туда отобранную пробу. Емкость камеры К составляет 4,5 л.

При отсутствии притока прибор можно переместить на другую точку и попытаться отобрать пробу еще раз. Опробователь допускает до 8 повторений попыток отобрать пробу. ОПУ-65 является универсальным прибором, его можно применять не только в нефтяных и газовых, но и в рудных, угольных и гидрогеологических скважинах. Его длина - 3,7 м, масса - 65 кг, диаметр - 65 мм.

ОПУ-65 является одним из наиболее простых. Другие опробователи (ОПН, ОПТ, ОПТ и т.д.) имеют большие размеры и снабжаются зарядами взрывчатого вещества для пробивания канала в породе и для отрыва герметизирующего башмака от стенки скважины.

Результаты опробования пластов приборами на кабеле позволяют выделять в разрезе породы коллекторы и неколлекторы, определять характер насыщения пластов и, следовательно, устанавливать положение водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов, а также оценивать гидродинамические характеристики пластов. Так, например, наличие притока в камеру свидетельствует, что пласт является коллектором, отсутствие притока - неколлектором.

Характер насыщения определяют по результатам анализа отобранных проб. Нефтеносные пласты выделяются по составу УВГ с повышенным содержанием тяжелых углеводородов. Признак водоносного пласта - низкое газосодержание с преобладанием метана. Высокое содержание метана свидетельствует о газоносности пластов.

Наиболее эффективно применение ОПК в случае опробования гранулярных коллекторов. В случае коллекторов трещинного типа велика вероятность того, что отверстие в герметизирующем башмаке расположится против непроницаемого промежутка и, следовательно, потребуется много точек опробования.

Результаты опробования позволяют оперативно уточнить результаты интерпретации каротажных диаграмм.

Прострелочно-взрывные работы в скважинах

Прострелочно-взрывные работы в скважинах (ПВР) включают отбор грунтов (отбор образцов пород из стенок скважины), перфорацию обсадных колонн, торпедирование и некоторые др. операции.

Отбор грунтов

Основные сведения о геологическом разрезе пробуренных скважин геологи получают на основании изучения керна, извлеченного при бурении, и уточняют по каротажу. В тех случаях, когда эти данные недостаточны или вступают в противоречие, или когда отсутствует керн, строение геологического разреза уточняют с помощью образцов, добытых из стенок скважин с помощью так называемых "грунтоносов". Работы по отбору грунтов выполняются геофизиками с использованием кабеля и спуско-подъемного оборудования каротажных станций (или подъемников).

Наибольшим распространением пользуются боковые стреляющие грунтоносы (рис. 20.2).

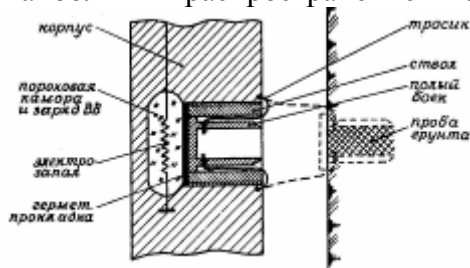


Рис. 20.2. Устройство бокового стреляющего грунтоноса

Такой грунтонос состоит из массивного корпуса, в котором высверлено несколько отверстий для стволов. Позади каждого отверстия располагается пороховая камера, которая заполняется зарядом взрывчатых веществ (ВВ) и отделяется от ствола герметизирующей прокладкой, после чего в отверстие ввинчивается короткий стальной ствол. Ствол заряжается стальным бойком, имеющим форму стаканчика с острыми кромками и утолщенным днищем. Через отверстия вблизи днища бойка продернут гибкий стальной тросик, которым боек крепится к корпусу.

В пороховой камере располагается электрозапал. Грунтонос подсоединяют к каротажному кабелю и опускают на необходимую глубину. Через электрозапал пропускают электрический ток, который

воспламеняет заряд в пороховой камере. Происходит выстрел, боек вылетает из ствола и вонзается в стенку скважины, внутренняя полость его заполняется горной породой.

Заряд подбирают таким, чтобы боек входил в породу до доньшка, но не глубже (обычно это от 0,5 до 6 г пороха, в зависимости от крепости породы). После выстрела каротажный кабель наматывают на лебедку, грунтонос начинает подниматься и выдергивает бойки из стенки скважины.

Число стволов в одном грунтоносе - от 10 до 30. Диаметр образцов в разных грунтоносах - от 10 до 26 мм, длина - 20-65 мм, объем пробы — 3-27 см³.

При отборе грунтов количество выносимых образцов не превышает 50-70% от количества стволов в грунтоносе, т.к. какая-то часть стволов не "выстреливает" из-за нарушения герметичности прокладки и попадания воды в пороховую камеру, часть бойков обрывается, еще из какой-то части бойков при подъеме высыпается проба.

Наряду со стреляющими грунтоносами существуют и невзрывные, сверлящие и фрезерующие керноотборники.

Сверлящий керноотборник состоит из корпуса с прижимным устройством и миниатюрного пустотелого цилиндрического бура, ось которого перпендикулярна оси прибора. Привод и подача бура электрические. В корпусе имеется бункер для сбора образцов. Диаметр каждого образца около 20 мм, длина - 40 мм. За один спуск отбирают от 5 до 15 образцов.

Представляет интерес конструкция фрезерующего грунтоноса, впервые разработанного американскими инженерами в рамках проекта "Могол", имевшего целью бурение сверхглубоких скважин в дне мирового океана, достигающих до мантии. Сейчас такие грунтоносы выпускаются и отечественной промышленностью (например, дисковый призматический керноотборник ДПК-140).

Прибор, изображенный на рис. 20.3, состоит из массивного корпуса с прижимным устройством и двух армированных алмазами дисковых фрез, выступающих из корпуса под острым углом. С помощью электродвигателя фрезы приводятся во вращение и получают еще и поступательное движение. Двигаясь снизу вверх, фрезы вырезают из стенки скважины трехгранную призму длиной 1,5 м.

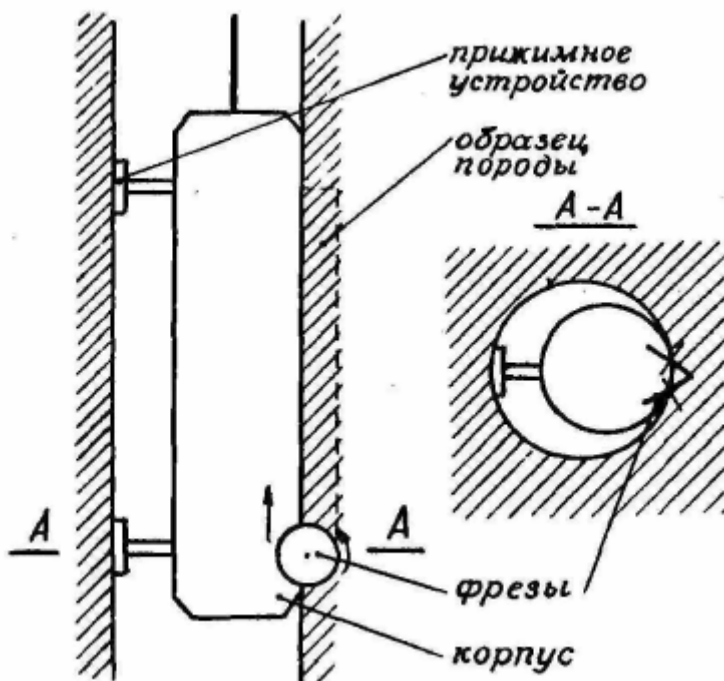


Рис. 20.3. Устройство дискового призматического грунтоноса (по Р. Дебранду)

В нефтяных и газовых скважинах по образцам из стенок скважины уточняют интерпретацию геофизических данных, проверяют заключение о нефтегазоносности пластов и их коллекторских свойствах.

В углеразведочных скважинах контролируют правильность выделения угольных пластов и изучают их качественные характеристики.

В рудных скважинах уточняют интерпретацию и определяют процентное содержание металла.

Перфорация обсадных колонн

Перфорация ОК необходима для того, чтобы вскрыть нефтеносные или газоносные пласты и

обеспечить доступ флюида из пласта в скважину.

Пулевые перфораторы устроены, в принципе, так же, как боковые стреляющие грунтоносы, только заряжают их не полым бойком, а сплошной стальной пулей, которая должна пробить обсадную колонну, цементный камень и войти в пласт на 30-40 см.

Для повышения пробивной способности пули стволы в перфораторах удлиняют за счет того, что располагают их вертикально, закругляя в нижней части до выхода из корпуса (рис. 20.4). Это так называемые вертикальные пулевые перфораторы (например, ПВН-90).

Пулевые перфораторы бывают селективные и залповые. В залповых все пороховые камеры соединяются друг с другом, и все стволы выстреливают одновременно. В селективных перфораторах имеется переключатель контактов, позволяющий производить выстрелы поочередно. Кумулятивные перфораторы прожигают отверстие в ОК и стенке скважины струей раскаленных газов и расплавленного металла.



Рис. 20.4. Устройство вертикального пулевого перфоратора

Устройство кумулятивного перфоратора показано на рис. 20.5. Он состоит из корпуса, металлической воронки и крышки. Пространство между корпусом и металлической воронкой

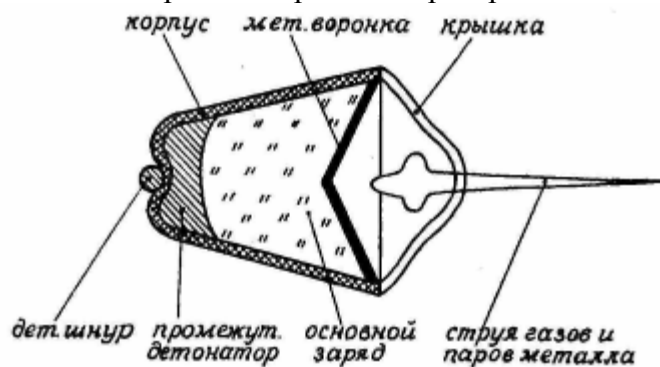


Рис. 20.5, Принцип действия перфоратора кумулятивного типа

заполнено промежуточным детонатором и основным зарядом ВВ. Промежуточный детонатор нужен для более быстрого инициирования взрыва основного заряда. Подрыв промежуточного детонатора обычно производится с помощью детонирующего шнура, проходящего у дна корпуса заряда. Пространство между металлической воронкой и крышкой заряда остается свободным. Это необходимо для формирования узкой струи раскаленных газов и расплавленного металла. При взрыве эта струя вылетает со скоростью 8-10 км/с и развивает давление 250-300 тыс. кг/см².

Кумулятивные перфораторы бывают корпусные и бескорпусные. Корпусные имеют примерно такие же стволы, как и боковые стреляющие грунтоносы, но вставляют в них не бойки, а кумулятивные заряды. В бескорпусных заряды крепятся к раме из продольных железных прутьев.

Кроме описанных перфораторов, существуют еще и перфораторы невзрывные, например, гидроабразивные.

В гидроабразивных перфораторах отверстие в ОК и породе проделывает струя воды, насыщенная кварцевым песком, которая под большим давлением подается на стенку скважины. Время проделывания одного отверстия - несколько минут.

Достоинство гидроабразивных перфораторов в том, что, медленно поворачивая их вокруг продольной оси, ими можно обрезать ОК.

Оптимальное количество перфорационных отверстий, как показали специальные исследования, -

от 4 до 30 на 1 погонный метр ствола скважины.

Торпедирование скважин

Торпедированием называют взрыв в скважине.

Торпедирование производят с целью ликвидации прихватов бурильных, насосно-компрессорных и др. труб в скважинах, для ликвидации аварий при бурении, для очистки фильтров в скважинах, а также для "оживления" старых нефтяных и газовых месторождений.

Скважинная торпеда состоит из заряда ВВ и средства взрывания -электрозапала, капсуля-детонатора и шашки высокобризантного ВВ, усиливающего начальный импульс детонации.

Торпеды различают герметичные и негерметичные, фугасные и кумулятивные и пр.

Для "встряхивания" бурового инструмента или ОК в скважинах с целью облегчения последующего развинчивания, для очистки фильтров используют так называемые "торпеды детонирующего шнура" (ТДШ) -отрезки обычного детонирующего шнура.

Для оживления старых нефтяных месторождений в скважинах взрывают очень большие заряды, включая атомные мощностью 4-5 кт.

Ядерный взрыв создает в горных породах давление более чем в миллион атмосфер. Часть горной породы превращается в газ, на месте взрыва образуется полость диаметром около 30 м. В толще горных пород появляется множество мелких трещин, проникающих на расстояние до 100 м от центра. Увеличивается проницаемость горных пород, и в результате возрастает дебит нефтяных и газовых скважин. Такие "мирные" взрывы неоднократно производились на территории СССР. Два ядерных взрыва, проведенных на газовых месторождениях Восточной Сибири в конце 70-х годов, привели к увеличению добычи газа в 20 раз и позволили дополнительно добывать нефть. Еще 2 ядерных взрыва в 1969 г. на Осинском месторождении в Пермской области обеспечили добычу более 300 тыс. т нефти (газета "Уральский рабочий" от 15.03.95).

Однако, кроме положительных результатов, ядерные взрывы в скважинах имеют и очень существенные отрицательные последствия, связанные с заражением подземных вод радиоактивными элементами.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляется опробование продуктивных пластов методом пробной эксплуатации?
2. В чем преимущества опробования пластов приборами на кабеле перед опробованием по традиционной методике?
3. Какие устройства входят в состав опробователя на кабеле?
4. Какие задачи позволяют решить результаты ОПК?
5. В каких случаях прибегают к отбору грунтов из стенок скважин?
6. Поясните, как устроен боковой стреляющий грунтонос.
7. С помощью каких устройств невзрывного действия могут быть отобраны пробы грунтов из стенок скважин?
8. Как устроены скважинные пулевые перфораторы?
9. Как устроен кумулятивный перфоратор?
10. Каково оптимальное количество перфорационных отверстий на 1 погонный метр ствола скважины?
11. Что такое торпедирование скважин?
12. С какой целью производят торпедирование скважин?
13. Каковы достоинства и недостатки ядерных взрывов в скважинах?

СКВАЖИННАЯ ГЕОФИЗИКА

Скважинная геофизика, в отличие от каротажа, - это геофизические методы исследования больших объемов горных пород, находящихся в межскважинном пространстве или околоскважинном пространстве, с целью поисков и разведки полезных ископаемых.

Как самостоятельный раздел ГИС скважинная геофизика сформировалась в 50-х годах XX века, хотя отдельные ее методы были известны с начала века (например, метод заряженного тела - с 1908 г.).

В настоящее время скважинная геофизика имеет на вооружении почти те же методы, что и полевая геофизика, но при этом отличается большей глубиной, т.к. позволяет приблизиться к объекту исследования измерители естественных и искусственных физических полей и источники последних.

Иногда скважинную геофизику объединяют с шахтной под общим названием "подземная геофизика" (А.Г. Тархов, 1973).

Большой вклад в развитие скважинной геофизики внесли уральские ученые - сотрудники Института геофизики УрО РАН и геофизического факультета Уральской государственной горно-геологической академии.

Из-за ограниченного объема курса ГИС далее будут рассмотрены только несколько методов скважинной геофизики, к тому же метод трехкомпонентной скважинной магниторазведки был обсужден в лекции 16, а метод заряженного тела знаком студентам по изучавшемуся ранее курсу "Электроразведка".

Метод электрической корреляции

Метод электрической корреляции (МЭК) разработан в Свердловском горном институте проф. А.К. Козыриным. МЭК применяется в двух вариантах - скважинном и поисково-картировочном.

Назначение скважинного варианта - увязка проводящих подсечений в разных скважинах, поисково-картировочного - поиски проводников в окрестностях скважин и картирование геоэлектрических неоднородностей под наносами.

Физические основы метода

Сущность скважинного варианта МЭК поясняется рис. 21,1. В рудное (проводящее) подсечение в скважине С-1 помещают токовый электрод А, подключенный к "+" источника тока. Второй электрод В относят на достаточно большое расстояние (в "бесконечность"). По соседней скважине С-2, также имеющей рудное (проводящее) подсечение, перемещают электрод М и измеряют разность потенциалов между ним и электродом N, заземленным на поверхности, вблизи устья скважины С-2.

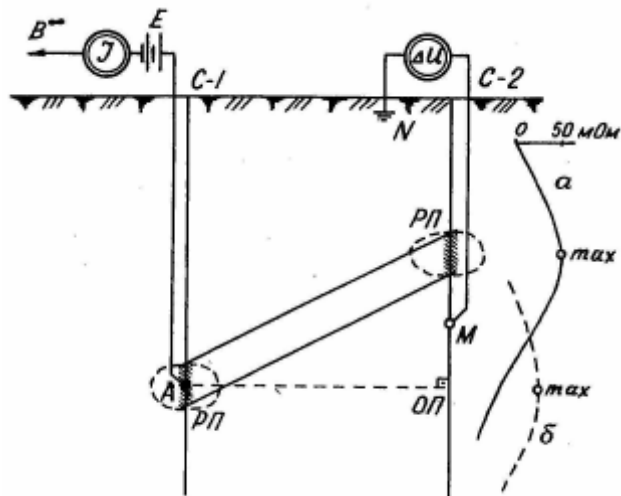


Рис. 21.1. Схема наблюдений и кривые потенциала в скважинном варианте МЭК при наличии (а) электрической связи рудных подсечений в скважинах С-1 и С-2 и при ее отсутствии (б)

В случае, если рудные подсечения в обеих скважинах электрически связаны между собой, ток по хорошему проводнику устремляется из зарядной скважины С-1 в исследуемую скважину С-2, и против рудного подсечения в ней будет зафиксирован максимум потенциала (кривая а). Если же электрической

связи нет, а среда между скважинами однородная и изотропная, то максимум потенциала будет наблюдаться там, где электрод М ближе всего к источнику тока А, т.е. в точке ОП – основании перпендикуляра, опущенного из точки заряда на ось исследуемой скважины (кривая б).

Таким образом, признаком увязки или идентификации рудных подсечений является смещение максимума потенциала корреляционной кривой с точки ОП на проводящее подсечение в исследуемой скважине.

При поисково-картировочном варианте МЭК токовый электрод А помещают на поверхности, в точках, расположенных на лучах, проходящих через устье скважины на разных расстояниях от него (рис. 21.2, а), а измерения потенциала проводят по стволу скважины так же, как и в предыдущем варианте.

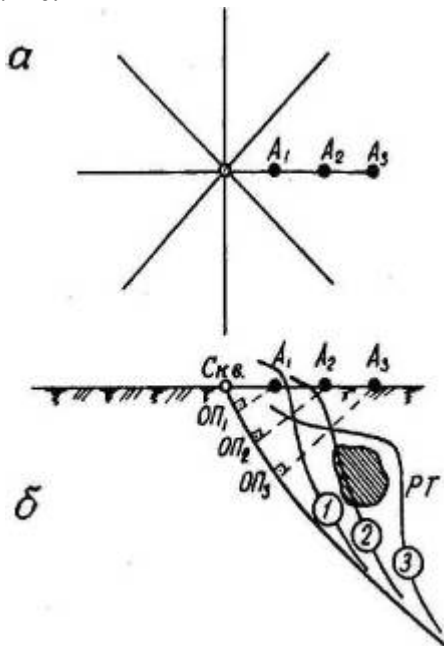


Рис. 21.2. Поисково-картировочный вариант МЭК. Расположение питающего электрода (а) и кривые потенциала (б)

Если между токовым электродом и скважиной оказывается проводник, это проявляется в том, что максимум потенциала смещается с точки основания перпендикуляра и располагается там, где проводник ближе всего подходит к скважине (рис. 21.2, б). Рассмотрим более детально скважинный вариант МЭК.

Измеренные значения потенциала в мВ приводят к единичному току мВ в 1 А и получают в результате масштаб кривых $\frac{\text{мВ}}{\text{А}} = \text{мОм}$. Масштаб изображается в виде стрелки, указывающей направление возрастания потенциала.

Получаемая величина имеет простой физический смысл. Она представляет собой сопротивление фиктивного объемного питающего электрода, по форме и положению совпадающего с эквипотенциальной поверхностью, пересекаемой скважиной в данной точке.

Интерпретация и изображение результатов

В основу интерпретации данных МЭК положены геометрические принципы, а именно: анализ взаимного расположения осей исследуемых скважин, точек заряда и оснований перпендикуляров ОП, а также точек максимумов, минимумов и площадок равных значений на кривых потенциала.

Максимумы потенциала формируются на кривых МЭК, как это показано на рис. 21.1, там, где исследуемая скважина пересекает заряженный проводник. При хорошей проводимости проводника над ним может наблюдаться площадка равных значений потенциала, т.к. здесь происходит осреднение потенциала по всей мощности проводника.

Максимум потенциала может наблюдаться и в скважине, не пересекающей заряженное тело, если она находится в зоне эмиссии тока хорошим проводником (см. скважину С-4 на рис. 21.3). Наличие максимума потенциала свидетельствует о том, что между зарядом и исследуемой скважиной располагается хороший проводник или вблизи скважины находится оконечность заряженного проводника. Разработаны приемы геометрической интерпретации, позволяющие определить расстояние проводника от скважины.

Важной особенностью корреляционных кривых являются точки минимума, которые наблюдаются в зонах натекания тока на проводник (скважина С-2 на рис. 21.3). Явление натекания тока имеет место на ближней к точке заряда части проводника, не связанного электрически с зарядным подсечением. Как показано на рис. 21.3, токовые линии здесь изгибаются, как бы втягиваясь в проводник, а т.к. изолинии потенциала перпендикулярны токовым линиям, то над проводником образуется зона минимума потенциала.

Таким образом, наличие минимума на корреляционной кривой свидетельствует, во-первых, о том, что проводник в исследуемой скважине не имеет электрической связи с зарядом и, во-вторых, о том, что этот проводник имеет большую протяженность в сторону, противоположную от заряда.

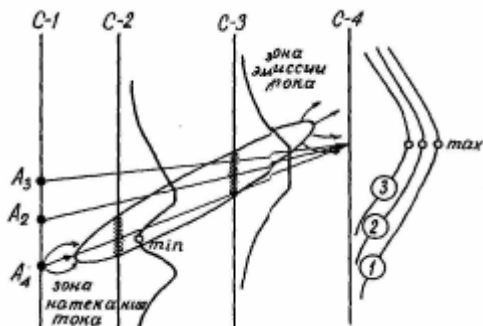


Рис. 21.3. Формирование кривых потенциала в зоне натекания и эмиссии тока

Результаты наблюдений по МЭК изображаются в виде схем корреляционной увязки, корреляционных профилей и планов корреляционных осей.

Схемы корреляционной увязки строят с учетом рельефа. На них выносят спрямленные оси скважин с рудными подсечениями, геологическими колонками и диаграммами КС, выносят точки зарядов и кривые МЭК (рис. 21.4).

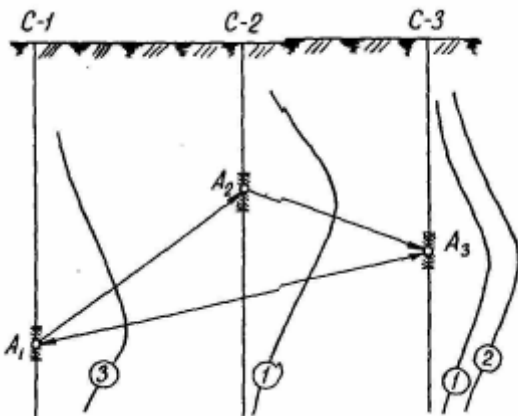


Рис. 21.4. Схема корреляционной увязки рудных подсечений по данным МЭК

Кривые нумеруют в соответствии с номером заряда. На схеме проводят корреляционные оси, соединяя точки заряда с точками других скважин, над которыми наблюдаются максимумы потенциала при этом заряде, и делают заключение о наличии электрической связи между рудными подсечениями в разных скважинах.

Корреляционные профили - это обычные профильные геолого-геофизические разрезы с нанесенными на них результатами МЭК. Их составляют в том случае, когда все исследуемые МЭК скважины лежат в одном разрезе.

Планы корреляционных осей изображают результаты МЭК в горизонтальной плоскости. На план выносят устья скважин и между ними наносят корреляционные оси в виде стрелок. Направление стрелки указывает, в какой скважине располагался заряд. Сплошные стрелки означают наличие электрической связи, стрелки с разрывом - ее отсутствие. С учетом этих результатов отрисовывают контуры рудных тел в плане. Пример плана корреляционных осей представлен на рис. 21.5.

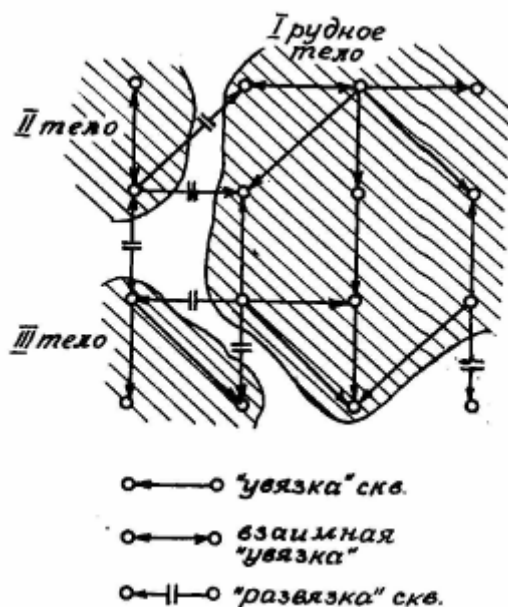


Рис. 21.5. План корреляционных осей

Метод электрической корреляции позволяет увязывать не только проводящие, но и высокоомные образования. Соответствующие примеры будут рассмотрены нами на практических занятиях.

Радиоволновое просвечивание

Физические основы метода

Метод радиоволнового просвечивания (РВП) основан на изучении распространения электромагнитного поля (ЭМП) высокой частоты в [Х]рных породах. Хорошо проводящие геологические образования обладают способностью повышенного поглощения этих полей.

В РВП используют ЭМП радиочастот от 150 кГц до 40 МГц. Скорость распространения ЭМП в воздухе равна скорости света $V=c$, а длина волны λ_0 связана с ней соотношением:

$$\lambda_0 = \frac{c}{f}, \quad (21)$$

где f - частота ЭМП.

В горных породах происходит укорочение длины волны по сравнению с воздухом в $\sqrt{\epsilon}$ раз (ϵ -

$$\lambda = \frac{\lambda_0}{\sqrt{\epsilon}}.$$

диэлектрическая постоянная среды):

В настоящее время не существует теории, достаточно полно объясняющей процессы распространения радиоволн в горных породах. По этой причине во многих случаях для объяснения результатов РВП приходится пользоваться теоретическими положениями, справедливыми только для однородных и изотропных сред. Многие особенности ДОЦдаоволновых полей хорошо объясняются при помощи принципов геометрической оптики.

Напомним коротко основные из них.

1. В однородной изотропной среде лучи, по которым волны распространяются от источника, - прямые.
2. На границе раздела двух сред с разными свойствами происходит отражение и преломление волн.
3. За "непрозрачными" объектами образуется зона тени, границы которой определяются лучами, проходящими через края препятствия.
4. В неоднородной среде путь волны определяется принципом Ферма, т.е. он должен быть таким, чтобы время, затрачиваемое на его прохождение, было минимальным.
5. Все отклонения от принципов геометрической оптики называются дифракцией.

РВП проводят с целью выявления проводников в окрестностях скважин или горных выработок и в пространстве между ними, а также для определения длины выclinки и размеров рудных тел, подсеченных выработками и скважинами.

Работы выполняют в вариантах: скважина-скважина, скважина-горная выработка, скважина-поверхность и т.д. При этом в одной скважине (горной выработке, на поверхности) устанавливают источник радиоволн (передатчик), а в другой - приемник. Проводя измерения при различных положениях приемника и передатчика, "просвечивают" радиоволнами исследуемое пространство.

Аппаратура РВП обеспечивает возможность работы на разных фиксированных частотах. Переход с одной частоты на другую осуществляется за счет смены частотных фильтров в схемах передатчика и приемника и за счет изменения параметров антенн.

В качестве антенн, излучающих и принимающих радиоволны, при работах в скважинах используют электрические диполи, при работах в горных выработках и на поверхности - магнитные диполи. И те, и другие характеризуются определенной направленностью излучения и приема.

Напряженность E электрической компоненты ЭМП вычисляют по формуле:

$$E = E_0 \frac{e^{-\alpha_k r}}{r} \sin \theta_1 \cdot \sin \theta_2 \cdot \cos \varphi \quad (21.2)$$

где E_0 - напряженность поля при $r=0$ (мощность передатчика);

r - расстояние между приемником и передатчиком;

θ_1 — угол между осью передающей антенны и направлением на приемник (см. рис. 21.6, а);

θ_2 - угол между осью приемной антенны и направлением на передатчик;

φ - угол между плоскостями, одна из которых проходит через антенну передатчика и отрезок r , соединяющий передатчик с приемником, другая - через антенну приемника и тот же отрезок r (см. рис. 21.6, б);

α_k — кажущийся коэффициент поглощения радиоволн. Таким образом, $\sin \theta_1$, $\sin \theta_2$ и $\cos \varphi$ учитывают взаимную ориентировку антенн передатчика и приемника и являются множителями направленности.

Множитель $\frac{1}{r}$ - характеризует рассеяние поля в пространстве, а $e^{-\alpha_k r}$ - его поглощение на пути от передатчика к приемнику.

Коэффициент поглощения α_k зависит от электромагнитных свойств среды и частоты поля

$$\alpha_k = \Psi(f, \gamma, \mu, \epsilon) \quad (21.3)$$

При этом поглощение тем больше, чем выше частота поля f и чем больше электропроводность γ , магнитная проницаемость μ и диэлектрическая постоянная ϵ среды, в которой распространяется ЭМП.

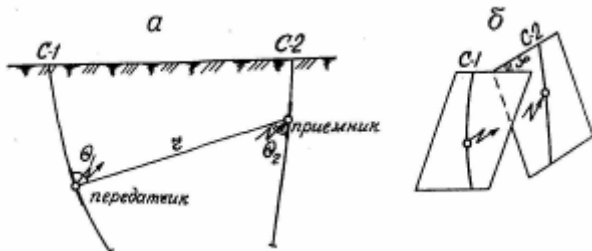


Рис. 21.6. Схема наблюдений в скважинном варианте метода РВП (а). Угол между вертикальными плоскостями, в которых лежат антенны передатчика и приемника радиоволн (б)

Влиянием μ на коэффициент поглощения можно пренебречь, поскольку для большинства горных пород и руд $\mu \approx 1$; ϵ изменяется в пределах от 1 до 81, а диапазон изменения γ составляет несколько (до 6) порядков. Это означает, что наибольшее влияние на величину коэффициента поглощения оказывает электропроводность горных пород: чем больше электропроводность, тем большая часть энергии ЭМП

уходит на возбуждение в среде вихревых токов.

Методика измерений в скважинах

При измерениях в скважинах (вариант скважина-скважина) используют несколько способов просвечивания: синхронный, шаговый, односкважинный.

При синхронном способе (рис. 21.7.1) приемник и передатчик помещают в разные скважины (не обязательно на одинаковую глубину) и начинают их синхронный подъем с одинаковой скоростью. Лучи просвечивания в этом случае можно изобразить в виде параллельных отрезков. Преимущество этого способа - высокая производительность, недостаток - невозможность точной локализации поглощающего объекта в пространстве между скважинами.

При шаговом способе передатчик неподвижно устанавливают в одной скважине, по другой перемещают приемник. Точки стояния передатчика меняют (делают шаги по скважине). Такая методика наблюдений (рис. 21.7.2) требует больших затрат времени, но зато позволяет точно определить местоположение поглощающего объекта.

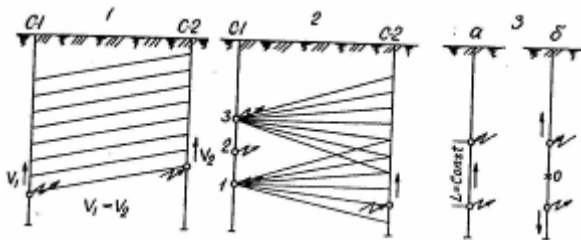


Рис. 21.7. Различные способы наблюдений в методе РВП: 1 - синхронный; 2 - шаговый; 3 - односкважинный (а - односкважинное РВ профилирование; б - РВ зондирование. Односкважинный способ применяют в тех случаях, когда в распоряжении исследователя имеется только одна скважина. В эту скважину и помещают и приемник, и передатчик (рис. 21.7.3). При этом возможны варианты радиоволнового профилирования (когда передатчик и приемник перемещают по скважине с сохранением постоянного расстояния между ними) и РВ зондирования (когда передатчик и приемник разносят на разные расстояния или при сохранении постоянного расстояния меняют частоты просвечивания).

Важным вопросом методики РВП является выбор оптимальной частоты ЭМП. С одной стороны, желательно, чтобы частота была наименьшей, т.к. чем меньше частота, тем меньше поглощение и, следовательно, больше дальность просвечивания. С другой стороны, чем меньше частота, тем больше длина волны и тем легче такие волны огибают препятствия (проводники), следовательно, уменьшается разрешающая способность метода. По этой причине работы в РВП, как правило, проводят на 2-х частотах: основной и дополнительной. В качестве основной выбирают наиболее высокую частоту, обеспечивающую необходимую дальность просвечивания; в качестве дополнительной - ближайшую к ней более низкую частоту из диапазона частот, на которых работает аппаратура.

Интерпретация результатов

Интерпретацию результатов РВП выполняют разными способами. Наиболее простым является способ засечек. Суть этого способа поясняется рис. 21.8, а.

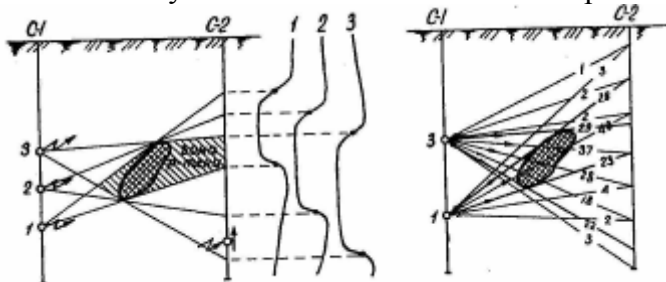


Рис. 21.8. Интерпретация результатов РВП методом засечек (а) и лучевым методом (б)

При каждой точке стояния передатчика определяют границы радиотени, пользуясь правилом полумаксима аномалии, и эти границы соединяют с точкой стояния передатчика - проводят засечки. Проводя засечки при разных стоянках передатчика, оконтуривают общую для всех точек стояния передатчика зону, где располагается поглощающий объект. Этот способ позволяет определить местоположение и размеры объекта, но не дает информации о распределении поглощающих свойств внутри него.

Более информативен лучевой способ. Согласно этому способу, по различным лучам просвечивания вычисляют так называемые "коэффициенты экранирования"

$$\mathfrak{E} = \frac{E}{E_{изм}}, \quad (21.4)$$

где E - напряженность нормального поля, вычисленная для данного расстояния просвечивания по формуле (21.2) или определенная по соответствующей номограмме;

$E_{изм}$ измеренная напряженность поля по тому же лучу. Рассчитанные значения коэффициентов экранирования подписывают на соответствующих лучах или откладывают в виде стрелок в определенном масштабе, а затем по лучам с повышенными значениями \mathfrak{E}

РВП проводят с целью выявления проводников в окрестностях скважин или горных выработок и в пространстве между ними, а также для определения длины выклинка и размеров рудных тел, подсеченных выработками и скважинами.

Работы выполняют в вариантах: скважина-скважина, скважина-горная выработка, скважина-поверхность и т.д. При этом в одной скважине (горной выработке, на поверхности) устанавливают источник радиоволн (передатчик), а в другой - приемник. Проводя измерения при различных положениях приемника и передатчика, "просвечивают" радиоволнами исследуемое пространство.

Аппаратура РВП обеспечивает возможность работы на разных фиксированных частотах. Переход с одной частоты на другую осуществляется за счет смены частотных фильтров в схемах передатчика и приемника и за счет изменения параметров антенн.

В качестве антенн, излучающих и принимающих радиоволны, при работах в скважинах используют электрические диполи, при работах в горных выработках и на поверхности - магнитные диполи. И те, и другие характеризуются определенной направленностью излучения и приема.

Напряженность E электрической компоненты ЭМП вычисляют по формуле:

$$E = E_0 \frac{e^{-\alpha_k r}}{r} \sin \theta_1 \cdot \sin \theta_2 \cdot \cos \varphi \quad (21.2)$$

где E_0 напряженность поля при $r=0$ (мощность передатчика);

r - расстояние между приемником и передатчиком;

θ_1 - угол между осью передающей антенны и направлением на приемник (см. рис. 21.6, а);

θ_2 - угол между осью приемной антенны и направлением на передатчик;

φ - угол между плоскостями, одна из которых проходит через антенну передатчика и отрезок r , соединяющий передатчик с приемником, другая - через антенну приемника и тот же отрезок r (см. рис. 21.6, б);

α_k кажущийся коэффициент поглощения радиоволн.

Таким образом, $\sin \theta_1$, $\sin \theta_2$ и $\cos \varphi$ учитывают взаимную ориентировку антенн передатчика и приемника и являются множителями направленности.

Множитель $\frac{1}{r}$ - характеризует рассеяние поля в пространстве, а $e^{-\alpha_k r}$ - его поглощение на пути от передатчика к приемнику.

Коэффициент поглощения α_k зависит от электромагнитных свойств среды и частоты поля

$$\alpha_k = \Psi(f, \gamma, \mu, \varepsilon) \quad (21.3)$$

При этом поглощение тем больше, чем выше частота поля f и чем больше электропроводность γ , магнитная проницаемость μ и диэлектрическая постоянная ε среды, в которой распространяется ЭМП.

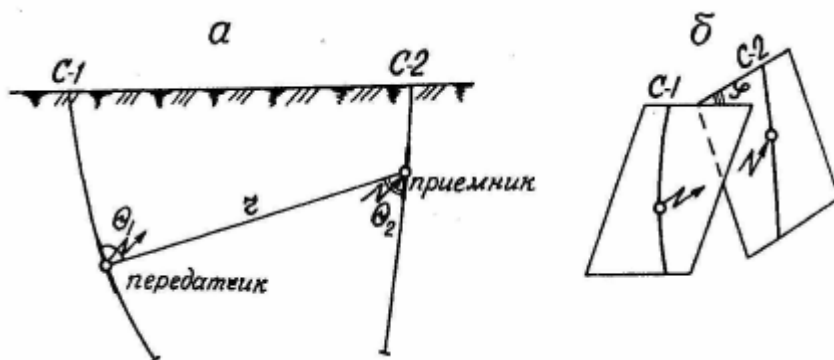


Рис. 21.6. Схема наблюдений в скважинном варианте метода РВП (а). Угол между вертикальными плоскостями, в которых лежат антенны передатчика и приемника радиоволн (б)

Влиянием μ на коэффициент поглощения можно пренебречь, поскольку для большинства горных пород и руд $\mu=1$; ε изменяется в пределах от 1 до 81, а диапазон изменения γ составляет несколько (до 6) порядков. Это означает, что наибольшее влияние на величину коэффициента поглощения оказывает электропроводность горных пород: чем больше электропроводность, тем большая часть энергии ЭМП уходит на возбуждение в среде вихревых токов.

Методика измерений в скважинах

При измерениях в скважинах (вариант скважина-скважина) используют несколько способов просвечивания: синхронный, шаговый, односкважинный.

При синхронном способе (рис. 21.7.1) приемник и передатчик помещают в разные скважины (не обязательно на одинаковую глубину) и начинают их синхронный подъем с одинаковой скоростью. Лучи просвечивания в этом случае можно изобразить в виде параллельных отрезков. Преимущество этого способа - высокая производительность, недостаток - невозможность точной локализации поглощающего объекта в пространстве между скважинами.

При шаговом способе передатчик неподвижно устанавливают в одной скважине, по другой перемещают приемник. Точки стояния передатчика меняют (делают шаги по скважине). Такая методика наблюдений (рис. 21.7.2) требует больших затрат времени, но зато позволяет точно определить местоположение поглощающего объекта.

Односкважинный способ применяют в тех случаях, когда в распоряжении исследователя имеется только одна скважина. В эту скважину и помещают и приемник, и передатчик (рис. 21.7.3). При этом возможны варианты радиоволнового профилирования (когда передатчик и приемник перемещают по скважине с сохранением постоянного расстояния между ними) и РВ зондирования (когда передатчик и приемник разносят на разные расстояния или при сохранении постоянного расстояния меняют частоты просвечивания).

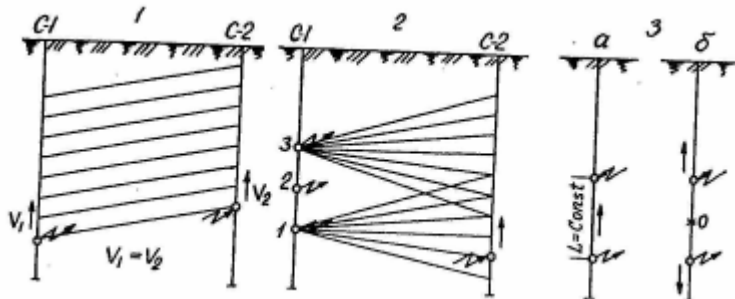


Рис. 21.7. Различные способы наблюдений в методе РВП: 1 - синхронный; 2 - шаговый; 3 - односкважинный (а - односкважинное РВ профилирование; б - РВ зондирование)

Важным вопросом методики РВП является выбор оптимальной частоты ЭМП. С одной стороны, желательно, чтобы частота была наименьшей, т.к. чем меньше частота, тем меньше поглощение и, следовательно, больше дальность просвечивания. С другой стороны, чем меньше частота, тем больше длина волны и тем легче такие волны огибают препятствия (проводники), следовательно, уменьшается

разрешающая способность метода. По этой причине работы в РВП, как правило, проводят на 2-х частотах: основной и дополнительной. В качестве основной выбирают наиболее высокую частоту, обеспечивающую необходимую дальность просвечивания; в качестве дополнительной - ближайшую к ней более низкую частоту из диапазона частот, на которых работает аппаратура.

Интерпретация результатов

Интерпретацию результатов РВП выполняют разными способами. Наиболее простым является способ засечек. Суть этого способа поясняется рис. 21.8, а.

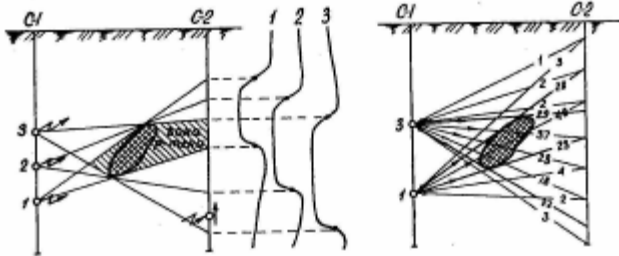


Рис. 21.8. Интерпретация результатов РВП методом засечек (а) и лучевым методом (б)

При каждой точке стояния передатчика определяют границы радиотени, пользуясь правилом полумаксимум аномалии, и эти границы соединяют с точкой стояния передатчика - проводят засечки. Проводя засечки при разных стоянках передатчика, оконтуривают общую для всех точек стояния передатчика зону, где располагается поглощающий объект. Этот способ позволяет определить местоположение и размеры объекта, но не дает информации о распределении поглощающих свойств внутри него.

Более информативен лучевой способ. Согласно этому способу, по различным лучам просвечивания вычисляют так называемые "коэффициенты экранирования"

$$\mathcal{E} = \frac{E}{E_{\text{изм}}} \quad (21.4)$$

где E - напряженность нормального поля, вычисленная для данного расстояния просвечивания по формуле (21.2) или определенная по соответствующей номограмме;

$E_{\text{изм}}$ - измеренная напряженность поля по тому же лучу. Рассчитанные значения коэффициентов экранирования подписывают на соответствующих лучах или откладывают в виде стрелок в определенном масштабе, а затем по лучам с повышенными значениями \mathcal{E} проводят засечки, как и в предыдущем случае. Значения коэффициентов экранирования на лучах, проходящих через поглощающий объект, характеризуют его поглощающие свойства.

Есть и более сложные способы обработки и интерпретации результатов РВП, дающие количественную характеристику поглощающих свойств всего просвечиваемого пространства. Примером может служить способ обобщенной плоскости наблюдения.

Областью применения метода РВП являются месторождения хорошо проводящих руд и месторождения калийных солей, на которых метод используют для поисков карстовых пустот, заполненных минерализованными водами.

Контрольные вопросы

1. Какие преимущества имеют методы скважинной геофизики перед методами полевой геофизики?
2. Каково назначение скважинного варианта метода электрической корреляции?
3. Назовите признак увязки рудных подсечений в коррелируемых скважинах.
4. О чем свидетельствует наличие минимума потенциала на корреляционной кривой?
5. В каком виде изображаются результаты МЭК?
6. Какие частоты электромагнитных полей используются в методе радиоволнового просвечивания?
7. Напишите формулу для расчета электрической составляющей нормального поля в РВП.
8. От чего зависит коэффициент поглощения электромагнитного поля в среде?
9. Какое из электромагнитных свойств горных пород сильнее других влияет на их

поглощение? Почему?

10. Назовите и поясните способы РВП в скважинах.
11. В чем заключается способ интерпретации результатов РВП с помощью "засечек"?
12. Назовите достоинства и недостатки способа засечек.
13. Определите область применения методов МЭК и РВП.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ПРИ РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Прежде чем рассматривать вопросы комплексирования ГИС, отметим, что интерпретация данных ГИС условно может быть подразделена на 2 этапа.

I этап - оперативная или геофизическая интерпретация.

Здесь определяют местоположение в разрезе скважины отдельных литологических разностей и определяют их физические свойства; выделяют интервалы, занимаемые полезным ископаемым, и определяют его качественные и количественные характеристики.

II этап - сводная или комплексная геологическая интерпретация.

На этом этапе по совокупности геофизических данных об отдельных пластах и имеющимся геологическим материалам дают заключение о строении залежей полезного ископаемого и его запасах.

На этом этапе производят корреляцию разрезов скважин, строят профильные геолого-геофизические разрезы, структурные и пластовые карты, подсчитывают запасы полезного ископаемого.

Комплексирование методов ГИС на месторождениях нефти и газа

Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин имеют особенно важное значение. Это объясняется, с одной стороны, необходимостью бурения глубоких скважин с минимальным отбором керна или вообще без него (для удешевления и ускорения работ) и, с другой стороны, хорошей дифференциацией осадочных толщ по легко измеряемым электрическим и ядерно-физическим параметрам, выдержанностью разрезов осадочных пород по простиранию, что дает возможность привязки каротажных диаграмм многих скважин к разрезу одной или нескольких опорных скважин, пробуренных с отбором керна. Основные задачи, решаемые с помощью ГИС на месторождениях нефти и газа:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение в разрезах коллекторов, определение их мощности и строения.
3. Определение коллекторских свойств:

- пористости;
- проницаемости;
- глинистости.

4. Определение нефтегазонасыщенности коллекторов.
5. Определение положения ВНК, ГНК, ГВК.
6. Корреляция разрезов скважин.
7. Изучение технического состояния скважин.
8. Контроль над разработкой месторождений.

При каротаже скважин на месторождениях нефти и газа применяют обширный комплекс методов ГИС, утвержденный в 1999 г. Минприроды и Минтопэнерго Российской Федерации.

Литологическое расчленение разреза

Расчленение геологического разреза скважины по составу пород и составление предварительной литологической колонки представляют основное содержание оперативной интерпретации.

Прежде чем приступить к решению этого вопроса, диаграммы различных методов увязывают по глубине. Для этого выбирают пласты с наиболее четкими особенностями на каротажных диаграммах. Решение вопроса о литологическом расчленении зависит от типа геологического разреза.

Песчано-глинистый разрез. Песчано-глинистый (терригенный) разрез обычно содержит пески, песчаники, глины, глинистые песчаники, алевролиты. Реже в его состав входят: конгломераты, глинистые сланцы, аргиллиты (каменистые глины), мергели.

Типичным примером песчано-глинистого разреза на территории России могут служить мезозойские отложения Западной Сибири и девонские отложения Волго-Уральской провинции.

Такие разрезы разбуриваются на пресном буровом растворе, т.е. при минерализации бурового

раствора ρ_0 меньше, чем минерализация св пластовых вод и, следовательно, при $\rho_0 > \rho_v$. Это обуславливает существование "прямого поля" ПС и образование положительного приращения Лрк на диаграммах микрозондов (см. лекцию 10).

Кратко охарактеризуем основные литологические разности песчано-глинистого разреза.

Глины и глинистые породы отличаются положительными аномалиями ПС; самыми низкими КС (от 2 до 20 Ом-м), $\rho_K^{МГЗ} \approx \rho_K^{МПЗ}$; повышенной естественной радиоактивностью; минимальными показаниями на диаграммах НГК-60; высокими значениями интервального времени на диаграммах АК; увеличением фактического диаметра скважины против номинального. ($\Delta T = 300 - 500 \frac{мкс}{м}$)

КС глин зависит от их отсортированностиTM, оно минимально у морских, глубоководных глин и несколько выше у континентальных.

Песчаники и алевролиты имеют отрицательные показания на диаграммах ПС; более высокие значения КС (от единиц до сотен Ом-м); положительные приращения $\Delta \rho_K$ на диаграммах микрозондов; промежуточные показания на диаграммах ГК и НГК; более низкие значения интервального времени по АК (у песчаников $\Delta T = 175 - 330 \frac{мкс}{м}$ у алевролитов $200 - 275 \frac{мкс}{м}$ на кавернограммах фиксируется уменьшение диаметра против номинального.

КС песчаников и алевролитов меняется в очень широких пределах в зависимости от их плотности и пористости, характера насыщения пор, состава цемента и примеси глинистого материала.

Алевролиты характеризуются, в общем, такими же признаками, как и песчаники, но выраженными менее отчетливо.

На рис. 22.1 представлен условный песчано-глинистый разрез и схематизированный вид каротажных диаграмм.

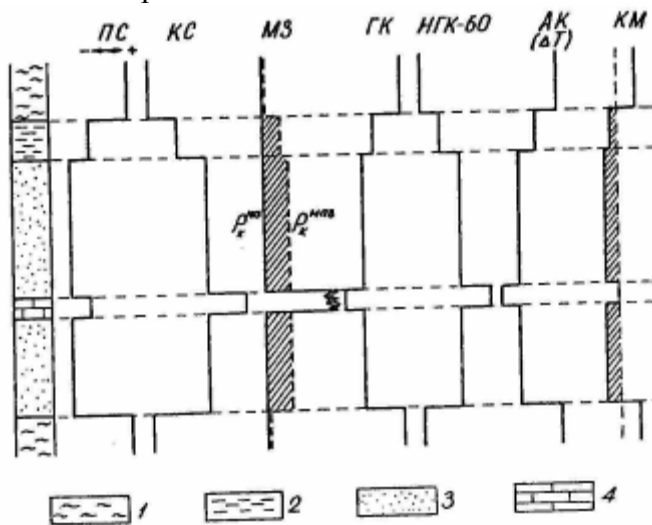


Рис. 22.1. Литологическое расчленение песчано-глинистого разреза по данным комплекса методов ГИС: 1 - глина; 2 - алевролит; 3 - песчаник; 4 - известняк

Для песчано-глинистого разреза основными методами ГИС являются: МЗ, ПС и КС, дополнительными: ГК, НТК, АК, КМ.

Карбонатный разрез. Карбонатный разрез содержит обычно известняки и доломиты в разных видах: плотные и крепкие, пористые и трещиноватые, глинистые и т.п. Реже в разрезе присутствуют гипс, ангидрит, каменная соль. Примером карбонатного разреза могут служить пермские отложения Волго-Уральской провинции.

Расчленение карбонатного разреза - более трудная задача, нежели расчленение песчано-глинистого.

С помощью ГИС в карбонатных разрезах можно отделить рыхлые, высокопористые известняки, известняки-ракушечники от плотных кристаллических и кремненных известняков.

На рис. 22.2 представлен разрез карбонатной толщи, содержащей плотные и пористые разновидности известняков с разным характером насыщения, и схематизированные каротажные диаграммы над ними.

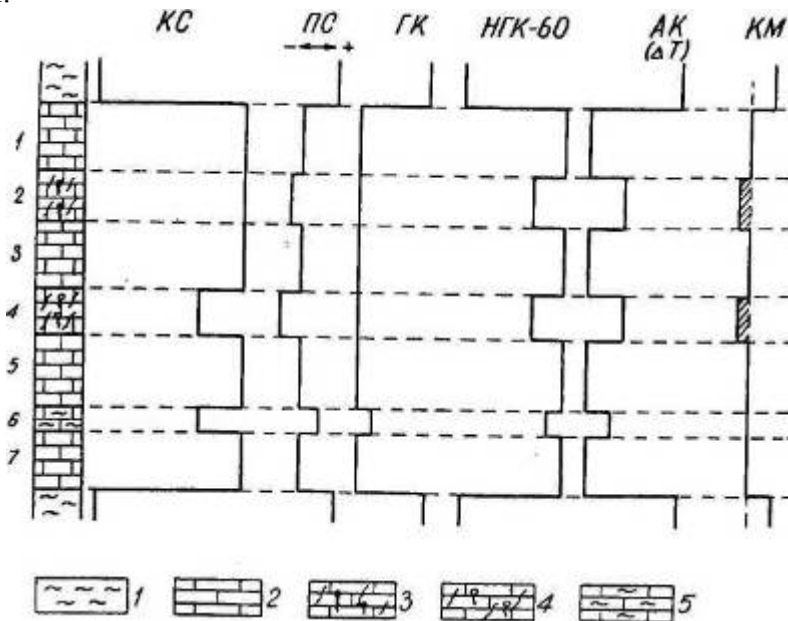


Рис. 22.2. Литологическое расчленение карбонатного разреза по данным комплекса методов ГИС: 1 - глина; 2 - известняк плотный; 3 - известняк трещиноватый нефтенасыщенный; 4 - известняк трещиноватый водонасыщенный; 5 - известняк

На диаграммах КС карбонатные толщи выделяются как зоны высокого сопротивления - от сотен до тысяч и десятков тысяч Ом. Рыхлые, кавернозные известняки обладают пониженным КС. В случае нефтегазонасыщенности, а пористые известняки могут быть нефтегазонасыщенными, их сопротивление соизмеримо с сопротивлением плотных известняков. Примером может служить пласт 2 на рис. 22.2.

На диаграммах ПС карбонатные породы выделяются отрицательными аномалиями на фоне глин. Амплитуда аномалий увеличивается с ростом пористости (пласты 2 и 4) и уменьшается с ростом глинистости (пласт 6). В общем случае диаграммы ПС на карбонатном разрезе слабо дифференцированы.

Микрозонды очень редко, только в случае хорошей пористости пластов, образуют зоны положительных приращений $L_{рк}$, в остальных случаях их диаграммы не дают полезной информации.

Диаграммы ГК выделяют карбонатную толщу пониженными значениями естественной радиоактивности (3-6 мкР/час), которая несколько повышается с увеличением глинистости (пласт 6).

На диаграммах НГК-60 разности карбонатных пород отмечаются высокими показаниями $I_{пу}$, поскольку содержат очень мало водорода (пласты 1, 3, 5, 7). В кавернозных и пористых разностях $I_{пу}$ значительно понижается, что позволяет надежно выделять их среди плотных пород. - Примером может служить пласт 2, который не выделяется по КС из-за своей нефтенасыщенности.

Акустический каротаж хорошо "отбивает" всю карбонатную толщу пониженными значениями

$$[\Delta T = 140 - 250 \frac{\text{мКс}}{\text{м}}]$$

интервального времени выделяя внутри нее все пористые и трещиноватые разности (пласты 2 и 4) повышением ΔT , независимо от характера насыщения.

По кавернограмметрии плотным известнякам соответствуют зоны, где фактический диаметр скважины равен номинальному.

Таким образом, основными при расчленении карбонатного разреза являются методы: КС, НТК и АК; дополнительными: ПС, ГК, КМ.

Выделение коллекторов в разрезах скважин

Прежде чем рассматривать решение этого вопроса, напомним основные характеристики пластов-коллекторов.

Коллекторами называются породы, способные содержать в себе жидкость или газ и отдавать их. Основные коллекторские свойства - пористость и проницаемость.

Для выделения таких коллекторов нужен тщательный количественный анализ данных всех методов ГИС.

Межзерновые коллектора карбонатных отложений отличаются меньшей пористостью ($\#_{\text{ж}} = 10-20\%$), но зато и меньшей глинистостью, чем терригенные.

Основные признаки на каротажных диаграммах у них те же, что и у терригенных коллекторов.

При их выделении поступают так: отмечают в разрезе глинистые породы (глины, аргиллиты, глинистые известняки) по положительным значениям ПС, повышенным значениям ГК и ΔT , пониженным КС. Оставшиеся неглинистые породы разделяют на пористые (возможные коллекторы) и малопористые по данным МЗ, НТК и АК.

Трещинные коллектора всех разновидностей не имеют четких особенностей на каротажных диаграммах. Это связано с тем, что пористость их мала и поэтому на диаграммах ГИС они проявляют себя как плотные породы. Для их установления в разрезе необходим количественный анализ всех данных.

В отдельных случаях хорошие результаты дает акустический каротаж (увеличение ΔT) и ГГК-П (уменьшение плотности).

Существуют также специальные методики выделения таких коллекторов, например, методика "каротаж-воздействие-каротаж", которая заключается в том, что на пласты в скважине воздействуют определенной жидкостью, отличающейся по каким-либо свойствам (магнитным, плотностным, ядерным) от бурового раствора и пластовых флюидов, а затем выявляют результаты этого воздействия по каротажным диаграммам, записанным до воздействия и после. Очевидно, что такое воздействие сильнее всего проявляется на пластах-коллекторах.

В перспективе хорошие результаты при выделении трещинных коллекторов могут дать скважинные гравиметровые наблюдения, позволяющие вычислять среднюю плотность больших объемов пород, а по ней устанавливать пласты-коллекторы.

Определение пористости коллекторов

Пористость является важнейшей емкостной характеристикой пластов-коллекторов и знание ее необходимо для подсчета запасов месторождений нефти и газа.

В настоящее время разработаны способы определения пористости по данным различных методов каротажа. Некоторых из них мы уже касались, когда знакомились с методами ПГГК, НГК и АК. Ниже мы рассмотрим определение пористости по данным электрического каротажа.

Определение пористости по удельному электрическому сопротивлению пород. Этот способ применяют для определения $K_{\text{ж}}$ межзерновых коллекторов терригенных и карбонатных отложений.

Способ основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости R_p (или относительным сопротивлением породы).

Параметр пористости есть коэффициент пропорциональности между сопротивлением водонасыщенной породы $\rho_{\text{вп}}$ и сопротивлением $\rho_{\text{в}}$ воды, ее насыщающей:

$$\rho_{\text{ан}} = P_n \cdot \rho_s, \text{ откуда } P_n = \frac{\rho_{\text{ан}}}{\rho_s}, \quad (22.1)$$

откуда

Параметр пористости зависит от пористости, характера порового пространства, извилистости пор, степени цементации и др. факторов. Экспериментально выведенная формула имеет общий вид:

$$P_n = \frac{a_n}{K_n^m} \quad (22.2)$$

где a_n - постоянная, называемая структурным коэффициентом, которая зависит от состава породы и составляет от 0,4 до 1,4; m - так называемый "показатель цементации", который зависит от степени сцементированное™ и имеет величину от 1,3 для несцементированных до 2,3 для сильно сцементированных пород. Известны варианты формулы

(22.2), справедливые для каких-то конкретных геологических условий: формула Арчи $P_n = \frac{1}{K_n^2}$,

формула Хамбл $P_n = \frac{0,625}{K_n^{2,15}}$ и др.

Осредненные зависимости $P_n = f(K_n)$ для осадочных пород различного состава по В.Н. Дахнову приведены на рис. 22.4.

Таким образом, чтобы определить K_p , нужно найти значение P_p , а для этого нужно знать r_v и r_{vp} (см. формулу 22.1).

Соппротивление пластовых вод может быть найдено по измерению УЭС проб воды, отобранных из пласта, например, с помощью ОПК, или по данным интерпретации ПС.

С определением сопротивления пластовых вод по пробам, отобранным опробователями пластов, дело обстоит не так просто потому, что в пробу вместе с пластовой водой попадает и какое-то количество фильтрата бурового раствора, которое трудно оценить и учесть.

УЭС водонасыщенного пласта можно определить по данным БКЗ, ИК, ВИКИЗ или БК.

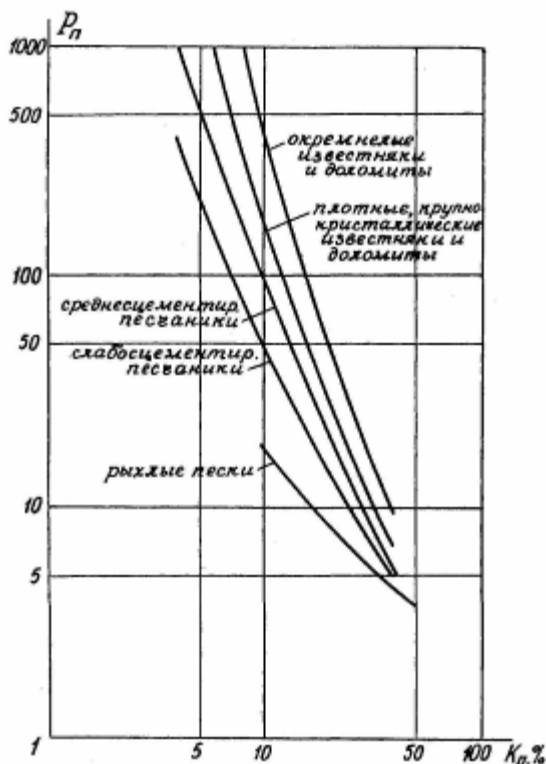


Рис. 22.4. Осредненные зависимости параметра пористости от коэффициента пористости для горных пород разного состава (по В.Н. Дахнову)

Для расчета параметра пористости можно воспользоваться результатами измерений с

микрондами, поскольку в этом случае легче определить сопротивление жидкости в порах зоны проникновения, т.е. фильтрата бурового раствора, сопротивление которого рфМ легко рассчитать, например, по эмпирической формуле:

$$\rho_{\text{фил}} = \frac{2,6 - \gamma}{2,6 - 1} \cdot \rho_0, \quad (22.3)$$

где ρ_0 - сопротивление бурового раствора;
 γ - его плотность.

А сопротивление водонасыщенной породы, т. е. $\rho_{\text{пп}}$ определяется по данным микрондов. Однако для зоны проникновения формула (22.1), имеющая вид

$$P_n \approx \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{фил}}} \quad (23.4),$$

будет не точной, а приблизительной, поскольку даже в зоне полностью промытых пород с сопротивлением рпп фильтрат бурового раствора замещает не весь пластовый флюид. И хотя его доля в порах зоны проникновения невелика, его присутствие сильно сказывается на общем сопротивлении флюида в этой зоне. В нефтенасыщенных пластах этот остаточный флюид (нефть) повышает, а в водонасыщенных (минерализованная пластовая вода) занижает общее сопротивление смеси пластового флюида и фильтрата бурового раствора.

Ниже приведены более точные значения формулы (22.4).

Для нефтенасыщенных пластов:

$$P_n = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{фил}} \cdot \Pi \cdot Q_{\text{но}}} \quad (22.5)$$

где Π - коэффициент поверхностной проводимости, учитывающий влияние глинистости, его определяют по специальным номограммам $\Pi = f(C_{\text{зл}}, \rho_{\text{фил}})$ для слабоглинистых коллекторов можно принять $\Pi=1$;

$Q_{\text{но}}$ — коэффициент увеличения сопротивления за счет остаточного содержания нефти в промытой зоне:

$$Q_{\text{но}} = \frac{1}{(1 - K_{\text{но}})^2}, \quad (22.6)$$

где $K_{\text{но}}$ - коэффициент остаточного нефтенасыщения, который характеризует условия вытеснения нефти из коллектора; обычно при расчетах принимают $K_{\text{но}}=0,2-0,3$. Для водонасыщенных коллекторов:

$$P_n = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\rho_{\text{см}}}, \quad (22.7)$$

$\rho_{\text{см}}$ - сопротивление смеси фильтрата бурового раствора пластовой воды в зоне $\rho_{\text{пп}}$.

Сопротивление $\rho_{\text{см}}$ можно рассчитать как сопротивление двух параллельно соединенных проводников - пластовой воды и фильтрата - из соотношения

$$\frac{1}{\rho_{\text{см}}} = \frac{z}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1-z}{\rho_{\text{фил}}}, \quad (22.8)$$

где z — доля объемного содержания пластовых вод в зоне полностью промытых пород.

Эта доля зависит от коллекторских свойств пласта и варьирует в пределах 0,01-0,2. Для хорошо проницаемых коллекторов принимают $z=0,05$.

Таким образом, здесь нами рассмотрен общий подход к оценке пористости по данным каротажа сопротивлений. Существуют специальные методики С.Г. Комарова, Шлюмберже, Н.Д. Русакова, А.

де Уитте, 3. Барлаи и др., отличающиеся основными физическими моделями пласта-коллектора и представлениями о распределении в нем глинистого материала.

Определение пористости по комплексу методов НГК и ПГГК. Как уже отмечалось в лекциях по НГК, этот метод дает результаты, которые определяются полным содержанием водорода - и в составе свободной воды, и в составе связанной, которая входит в глины. По этой причине в значения коэффициента пористости, найденные по методу НГК - $K_n^{НГК}$ необходимо вводить поправку за глинистость (см. лекцию 13). В то же время наличие глинистого материала сказывается и на плотности $\sigma_n^{ПГК}$ коллекторов а,, , которая определяется по ПГГК. По этой причине открывается возможность комплексного использования методов НГК и ПГГК для определения и пористости (уже исправленной за глинистость), и глинистости коллекторов.

С этой целью фирмой Шлюмберже была предложена номограмма, на которой в координатных осях $K_n^{НГК}$ и $\sigma_n^{ПГК}$ построен треугольник по трем точкам АВС, плотность и пористость которых соответствует: для точки А - минеральному скелету кварцевого песчаника, точки В - воде, точки С - чистой глине. Эта номограмма изображена на рис. 22.5, на котором показано также, как пользоваться этой номограммой.

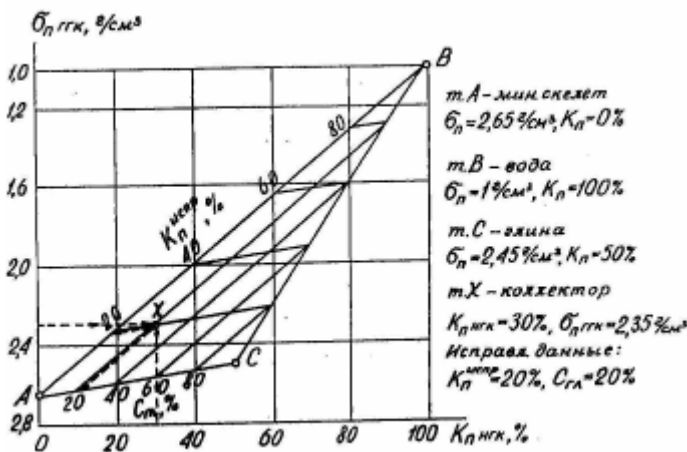


Рис. 22.5. Номограмма для определения пористости коллекторов по данным комплекса методов НГК и ГГКП (фирма Шлюмберже)

Контрольные вопросы

1. Перечислите вопросы, которые решаются при оперативной и при сводной интерпретации данных каротажа.
2. Почему каротажу на месторождениях нефти и газа придается большое значение?
3. Перечислите основные задачи, решаемые с помощью ГИС на нефтяных и газовых месторождениях.
4. Какие породы входят в состав песчано-глинистого разреза?
5. Какие породы входят в состав карбонатного разреза?
6. Укажите основные и дополнительные методы для расчленения песчано-глинистого и карбонатного разреза.
7. Дайте определение породы-коллектора, охарактеризуйте основные коллекторские свойства.
8. Перечислите основные типы коллекторов и дайте их характеристику.
9. Укажите признаки коллекторов на диаграммах различных каротажных методов.

10.10. Перечислите, по данным каких методов каротажа можно определить коэффициент пористости?

11. Что такое параметр пористости?

12. Поясните, какие величины входят в формулу, связывающую параметр пористости с K_n определение.

13. Как можно определить сопротивление водонасыщенного пласта?

14. Как можно определить сопротивление пластовых вод?

Лекция 23

Определение нефтегазонасыщенности коллекторов

Нефтегазонасыщенность коллекторов характеризуется

коэффициентом нефтегазонасыщенности $K_{нг}$, равным отношению объема, занимаемого нефтью и газом $V_{нг}$, к объему всех пор $V_{пор}$ коллектора:

$$K_{нг} = \frac{V_{нг}}{V_{пор}}. \quad (23-1)$$

Оставшаяся часть пор, не занятая нефтью и газом, заполняется водой, так что

$$K_{нг} + K_{в} = 1. \quad (23.2)$$

При этом $K_{в}$ характеризует суммарное водосодержание, т.е. содержание воды свободной и связанной с поверхностью минерального скелета породы силами молекулярного сцепления. Содержание связанной воды определяется коэффициентом остаточного водонасыщения $K_{в0}$, который называется также коэффициентом минимально неснижаемого водонасыщения.

Таким образом, содержание воды в породе не может быть меньше $K_{в0}$

Определение $K_{нг}$ и $K_{в}$ по образцам керна не может быть достоверным, т.к. в процессе бурения керна пропитывается фильтратом бурового раствора. Их можно определить только при условии бурения скважин с применением нефилтующегося известково-битумного раствора - раствора на нефтяной основе (РНО), использование которого приводит к удорожанию бурения и осложняет выполнение каротажа.

По этой причине при определении нефтегазонасыщенности коллекторов большое значение придается геофизическим методам.

В наиболее простых случаях состав и количество флюида, насыщающего поры породы, можно определить по УЭС пластов, т.к. водоносные пласты имеют низкое, а нефте- и газонасыщенные - высокое сопротивление. Однако абсолютные значения УЭС пласта еще не дают объективной характеристики, т.к. они зависят не только от $K_{нг}$ и $K_{в}$, но еще и от литологии пласта и от его пористости.

Заключение о нефтегазонасыщенности пластов делают по коэффициенту увеличения сопротивления Q , который показывает, во сколько раз сопротивление нефтенасыщенного пласта $\rho_{нг}$ больше, чем сопротивление того же пласта при 100% насыщении его пор водой $\rho_{вп}$

$$Q = \frac{\rho_{нг}}{\rho_{вп}}, \quad (23.3)$$

Между Q и $K_{в}$ существует обратная степенная зависимость:

$$Q = \frac{1}{K_{в}^n}, \quad \text{где } n = 1,73-4,33 \text{ в зависимости от литологии и свойств воды.}$$

Эта зависимость для песчано-глинистых и для карбонатных пород представлена на рис. 23.1. По этим графикам можно найти $K_{нг}$ и $K_{в}$, если известны $\rho_{нг}$ и $\rho_{в}$

Сопротивление нефтегазонасыщенного пласта $\rho_{нг}$ может быть определено по результатам БКЗ, ИК, ВИКИЗ или БК.

Сопротивление водонасыщенного пласта $\rho_{вп}$ можно определить теми же методами, но в других скважинах, пересекающих этот пласт за пределами контура нефтеносности, при условии неизменности коллекторских свойств пласта.

$\rho_{вп}$ можно также вычислить, если известен параметр пористости $P_{п}$ и сопротивление $\rho_{в}$ пластовых вод, насыщающих пласт.

Значение $\rho_{п}$ можно определить по результатам измерений с микрозондами (см. лекцию 22), арв - по диаграммам ПС (см. лекцию 11).

Повышенные значения $Q > 1$ свидетельствуют о наличии нефти или газа в порах пласта.

Коэффициент Q , также как и $K_{нг}$, характеризует нефте- или газонасыщенность, но не нефте- или газоносность, под которыми понимают способность пласта отдавать нефть или газ.

Существуют так называемые "критические значения" $Q_{кр}$, начиная с которых пласт способен отдавать нефть или газ. Эти значения не одинаковы для пластов разной литологии.

Для чистых песчано-алевролитовых пластов Волго-Уральской провинции $Q_{кр} = 10$; при $Q < 4$ из пластов можно получить только воду.

Для полимиктовых песчаных коллекторов Западной Сибири $Q_{кр}=4$.

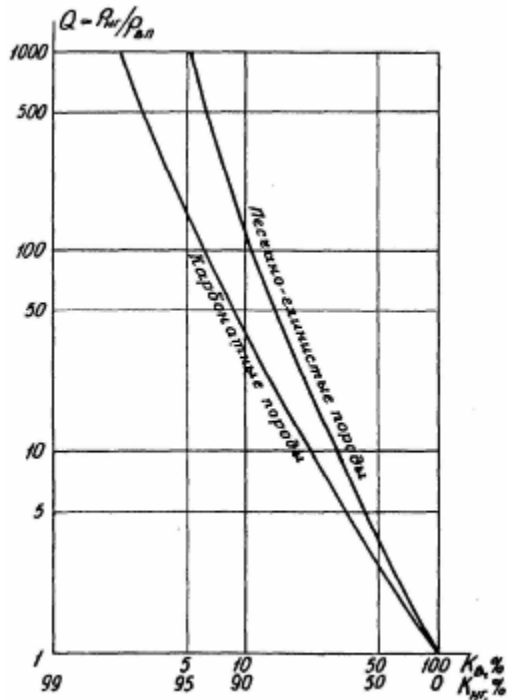


Рис. 23.1. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления коллекторов Q от их нефтенасыщенности

Чем больше глинистого материала в коллекторе, тем меньше значения $K_{из}$, при которых пласт способен отдавать нефть. Так, например, из глинистых песчаников можно получать нефть уже при $K_{из} \geq 30\%$ тогда как из карбонатных коллекторов - только при $K_{из} \geq 60\%$. Это объясняется тем, что с увеличением глинистости растет содержание связанной воды, тогда как на подвижность нефти глинистость практически не влияет.

Определение проницаемости коллекторов

Качественная оценка проницаемости по данным ГИС может быть получена достаточно легко.

Проницаемые горизонты хорошо выделяются по диаграммам ПС, микрозондрв. В результате интерпретации БКЗ можно определить диаметр зоны проникновения D , а он тем больше, чем выше $k_{пр}$.

Количественная оценка проницаемости сложнее, т.к. $k_{пр}$ является сложной функцией пористости, водонасыщенности и глинистости. Существует несколько различных методик количественной оценки $k_{пр}$.

Методика Г.С. Морозова основана на предположении о наличии зависимости между содержанием связанной воды ($K_{в0}$) и проницаемостью. При этом делается допущение, что содержание остаточной воды пропорционально удельной поверхности пор. $K_{в0}$ полагается равным $K_{в}$, который определяют по величине Q в нефтенасыщенной части пласта. Далее используют экспериментально построенную

зависимость $Q = f(k_{пр})$, где Q определяют по каротажу, а $k_{пр}$ - по лабораторным исследованиям керна.

Методика Морозова была опробована на Туймазинском, Ромашкинском, Шкаповском и др. месторождениях.

Методика Шлюмберже основана на связи проницаемости с пористостью, формой зерен и содержанием остаточной воды.

Фирмой Шлюмберже предложена эмпирическая формула:

$$k_{пр}^{1/2} = 250 \frac{K_n^3}{K_{в0}} \quad (23.5)$$

По этой формуле рассчитаны и графики (рис. 23.2), по которым можно определить проницаемость коллектора, зная его пористость и остаточную водонасыщенность.

Методика Тиксы использует градиент сопротивления в переходной зоне водонефтяного или газовойодяного контакта

$$k_{пр} = 4,6 a^2 (\sigma_a - \sigma_n)^2, \quad (23.6)$$

где σ_a, σ_n плотности воды и нефти;

$$\alpha = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\text{вн}} \cdot \Delta h}$$

приведенный градиент сопротивления,

где $\Delta \rho$ - приращение сопротивления на разных уровнях Δh в

нефтеносной и водоносной частях пласта: $\Delta \rho = \rho_{\text{нз}} - \rho_{\text{вн}}$

Сопоставление результатов определения проницаемости по данным каротажа и по керну показывает, что даже в благоприятных случаях относительная ошибка определений по каротажу может достигать 35-50%.

Столь большая ошибка, как в свое время показал С.Г. Комаров, обусловлена не погрешностями измерений при каротаже, а недостаточно тесной связью коэффициента проницаемости с теми параметрами, которые определяются по каротажу.

В то же время определение k_p и др. свойств пластов по каротажу имеет и свои преимущества, такие, как оперативность определений, большая представительность и большая детальность результатов, возможность бурения без отбора керна

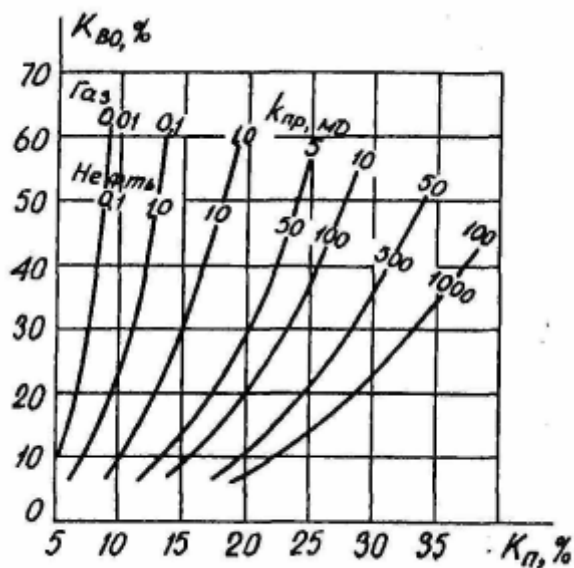


Рис. 23.2. Зависимость проницаемости коллекторов от их пористости и остаточного водонасыщения (фирма Шлюмберже)

Определение положения водонефтяного и газожидкостных контактов

Под действием гравитационных сил нефть собирается в верхней части пласта, вода - в нижней.

Переход от нефтенасыщенного пласта к водонасыщенному происходит не резко, а постепенно на некотором интервале по вертикали, называемом переходной зоной. В пределах этой зоны $K_{\text{нг}}$ меняется от 0 до наибольшего значения $(0 \leq K_{\text{нг}} \leq 1 - K_{\text{во}})$, а $K_{\text{в}}$ - от 1 до $K_{\text{во}}$ $(1 \leq K_{\text{в}} \leq K_{\text{во}})$. Вместе с водонасыщенностью изменяется и УЭС пласта - от уровня рт до уровня рнг, как это показано на рис. 23.3.

Переходная зона имеет в зависимости от состава пласта, свойств нефти и пластовых вод протяженность по вертикали от 1 до 20 м.

Обычно полагают, что нефтенасыщенная и водонасыщенная части пласта разделены некоторой условной поверхностью, называемой водонефтяным контактом (ВНК).

За условный ВНК принимают такой уровень в переходной зоне, выше которого пласт способен отдавать нефть.

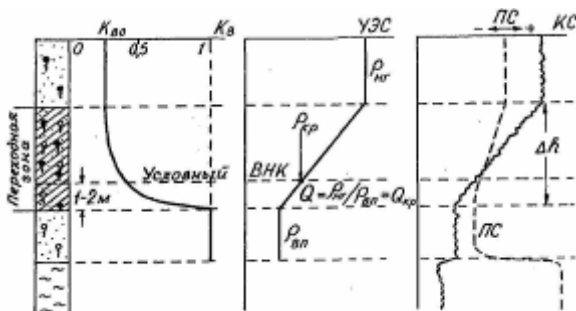


Рис. 23.3. Строение водонефтяного контакта и определение его положения по данным методов КС и ПС

Удельное сопротивление пласта на этом уровне соответствует критическому значению коэффициента увеличения сопротивления $Q_{кр}$. Для большинства месторождений этот уровень располагается выше подошвы переходной зоны на 1,0-1,5 м.

Определить положение ВНК можно по данным КС, нейтронных методов или по акустическому каротажу (по коэффициенту затухания).

Знать же положение ВНК необходимо для правильной перфорации, для определения эффективной мощности пластов и подсчета запасов месторождения.

Газоводяной контакт (ГВК) также не является резким, однако мощность переходной зоны здесь много меньше, чем в ВНК. Методика определения ГВК аналогична отбивке ВНК. Кроме того, здесь можно применить и нейтронные методы, поскольку водородосодержание в газонасыщенной части пласта во много раз меньше, чем в водонасыщенной.

Газонефтяной контакт (ГНК) обычно резкий. Установить местоположение ГНК по электрическому каротажу не удастся, поскольку сопротивление газонасыщенных и нефтенасыщенных пластов примерно одинаковое.

ГНК устанавливается по данным нейтронных методов НГК, ННК-Т и ННК-НТ, ИННК, поскольку содержание водорода в нефтенасыщенной части в 623/р раз больше, чем в газонасыщенной (р - давление газа в пласте).

Для большей достоверности отбивки ГНК нейтронный каротаж выполняют двумя зондами разной длины. Малый зонд фиксирует, в основном, вариации пористости и литологии пород, т.к. его глубина исследования не выходит за пределы зоны проникновения бурового раствора; большой зонд фиксирует положение ГНК (рис. 23.4).

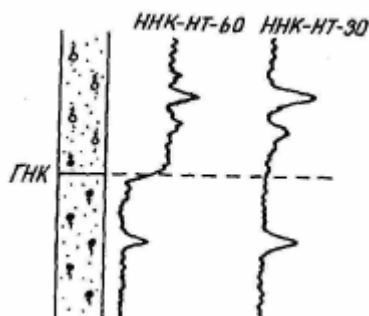


Рис. 23.4. Определение положения газонефтяного контакта по данным многозондового нейтронного каротажа

Положение ГНК может быть определено также с помощью акустического каротажа - по изменению коэффициента затухания упругих волн.

Контроль за разработкой нефтяных месторождений

Контроль за разработкой - это новая область приложения геофизических методов исследования скважин, которой уделяется все больше внимания при добыче нефти и газа.

Контроль за разработкой включает в себя решение следующих вопросов:

1. Контроль за текущим положением водонефтяного и газожидкостных контактов и за обводнением пластов. Эти вопросы решаются с помощью методов ИННК, ННК-Т, акустического каротажа и метода изотопов.
2. Исследование притока и поглощения жидкости и газа в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Здесь основные методы - дебитометрия и термометрия скважин.
3. Определение состава флюида в стволе эксплуатационных скважин. Основные методы - влагометрия, плотнометрия и резистивиметрия.
4. Определение технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин. Для решения этих задач применяются методы термометрии, индукционной и гамма-гамма-

дефектометрии, акустической цементометрии и пр.

Геологические построения по данным каротажа на нефтяных и газовых месторождениях

Составление типового, нормального и сводного геолого-геофизического разреза. Типовой, нормальный, сводный разрезы являются основой корреляции (т.е. увязки) геологических разрезов разных скважин и эталоном интерпретации.

Типовой разрез — это осредненный геолого-геофизический разрез, на котором сопоставляются литологические и основные геофизические характеристики. Он отражает последовательность геологических напластований, их среднюю видимую мощность, литологический состав, возраст и нефтенасыщенность, с одной стороны, и осредненные значения основных геофизических характеристик (КС, ПС, ГК, НТК и др.), с другой стороны.

На разрезе выделяются пласты-реперы с указанием их геологических обозначений. Составляется разрез в масштабе глубин, принятом при каротаже (как правило, 1;500). Скважины, на основе которых строят типовой разрез, не должны иметь тектонических осложнений. Пример типового геолого-геофизического разреза приведен на рис. 23.5.

Нормальный разрез отличается от типового только использованием истинных, а не видимых, мощностей пластов. Его можно получить из типового посредством умножения видимых мощностей на косинус среднего угла встречи пластов и скважины.

Сводный разрез составляют в тех случаях, когда геологическое строение месторождения отличается изменчивостью литологии и мощности пластов. При построении сводного геолого-геофизического разреза колонки берут из нескольких скважин, а каротажные диаграммы - из одной.

Корреляция разрезов скважин и составление профильных геолого-геофизических разрезов. Корреляция разрезов скважин играет важную роль в изучении геологического строения месторождений. Для корреляции отбирают только качественные диаграммы и на них выносят результаты исследования керна. Масштаб каротажных диаграмм в разных скважинах должен быть одинаковым.

Корреляция заключается в выделении пластов-реперов и в определении глубины их залегания в разных скважинах.

В качестве реперов выбирают пласты, которые удовлетворяют двум требованиям: во-первых, они должны создавать характерные аномалии на каротажных диаграммах, во-вторых, - прослеживаться на большой площади.

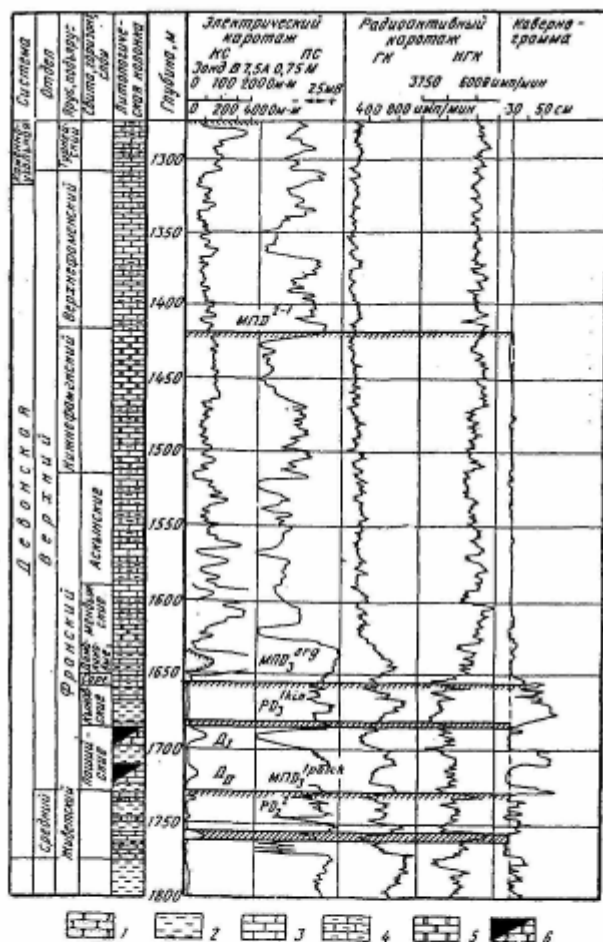


Рис. 23.5. Типовой геолого-геофизический разрез девонских отложений месторождения Туймазы (по В.Б. Шамковой и Р.С. Сабитову). На разрезе указаны реперы (Р) и маркирующие поверхности (МП): PD_2^2 - известняк; $МПД_3^{1расч}$ - пашийские слои, кровля известняка; PD_3^{1kin} - кыновский известняк "кинжал"; $МПД_3^{срг}$ - саргаевский известняк; $МПД^{2-1}$ - фаменская свита, известняк; D_I и D_{II} - нефтеносные песчаники; 1 - песчаник; 2 - аргиллит; 3 - известняк; 4 - глинистый известняк; 5 - доломит; 6 - нефтеносный песчаник

Хорошими реперами, например, могут служить песчано-глинистые пласты среди карбонатных отложений или, наоборот, известняки среди терригенных пород.

Очень часто данные каротажа позволяют выделить реперы, которые не выделяются по геологическим данным.

При корреляции строят корреляционные схемы, нанося на чертеж каротажные диаграммы в порядке расположения скважин и соединяя между собой границы соответствующих пластов-реперов. При этом отметки, изображающие поверхность какого-то определенного репера, располагают на одной горизонтальной линии.

Корреляционные схемы позволяют оценить степень выдержанности отдельных горизонтов, выявить тектонические нарушения, неразрывные структуры, трансгрессивные налегания и т.п.

На рис. 23.6 приведен пример корреляции, выявляющей трансгрессивное залегание одной свиты на другой (по В.Н. Дахнову).

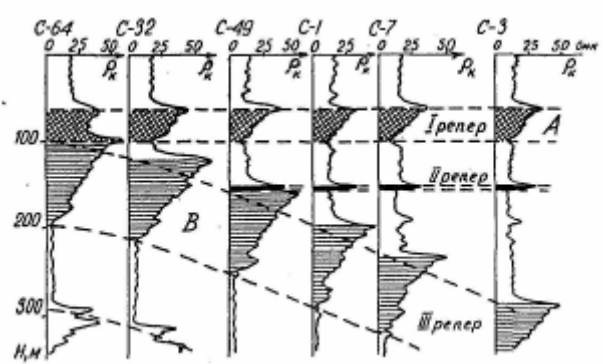


Рис. 23.6. Пример корреляции, выявляющей трансгрессивное залегание свиты А на толще пород (по В.Н. Дахнову)

Профильные разрезы показывают геологическое строение месторождения в вертикальной плоскости. Их строят вкрест простирания и по простиранию пород. Для построения разрезов могут быть использованы и скважины, которые не лежат в плоскости разреза - их проектируют на него по направлению простирания пород. Вертикальный масштаб обычно крупнее, чем горизонтальный. Вдоль осей скважин выносят диаграммы стандартного каротажа.

Построение различных карт. Структурные карты изображают строение месторождения в плане в виде изогипс (линий равных глубин) кровли или подошвы продуктивного горизонта. Для этого на план выносят точки расположения устьев скважин, строят горизонтальные проекции каждой скважины и выносят на них точки встречи скважины со структурным горизонтом. Рядом с этими точками выписывают абсолютную отметку точки встречи и проводят линии равных глубин. Пример структурной карты одного из нефтеносных пластов приведен на рис. 23.7.

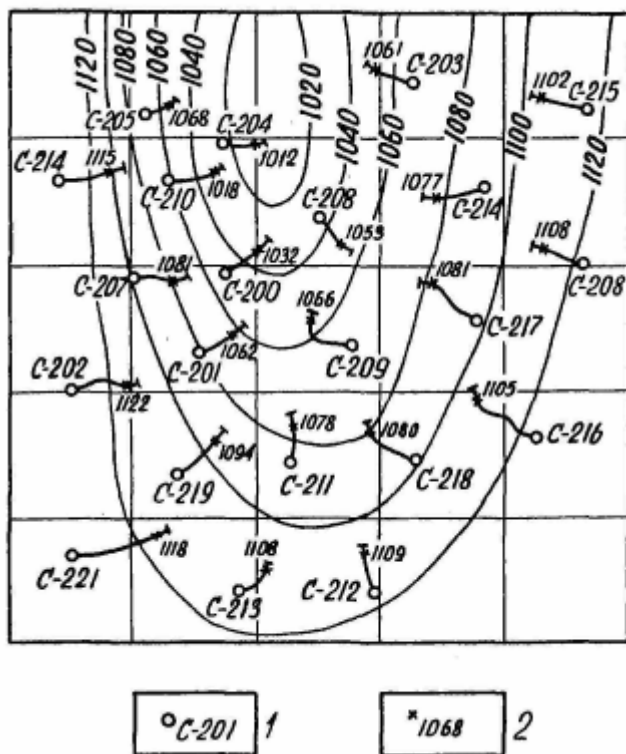


Рис. 23.7. Пример структурной карты (по С.С. Итенбергу). М 1:25000. 1-устье скважины и ее номер; 2 - точка встречи скважины со структурной поверхностью и ее глубина

Карты равных мощностей (карты изопакит) характеризуют изменение мощности продуктивного пласта. Изолинии равной мощности проводят либо по истинной, либо по эффективной мощности пласта.

Эффективная мощность определяется как полная истинная мощность пласта за вычетом всех непроницаемых прослоев и водонасыщенной (ниже условного ВНК) части пласта. Карты равных эффективных мощностей - один из основных исходных документов для подсчета запасов месторождения.

Карты горизонтального среза (или пластовые карты) представляют геологическое строение месторождения в его горизонтальном срезе на определенной глубине ($H = \text{const}$). При построении карт горизонтального среза по профильным разрезам определяют местоположение пересечения выбранной горизонтальной плоскости с геологическими границами, выносят их на план и соединяют.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение коэффициента нефтегазонасыщенности.
2. В каких пределах может изменяться коэффициент

нефтегазонасыщенности?

3. В каких пределах может изменяться коэффициент водонасыщенности?
4. Какие пласты имеют более высокое УЭС - нефтенасыщенные или водонасыщенные? Почему?
5. Можно ли количественно оценить содержание нефти в пласте по его УЭС?
6. Что такое "коэффициент увеличения сопротивления"?
7. Как связан коэффициент увеличения сопротивления с коэффициентом водонасыщенности?
8. Что такое "критическое значение" $Q_{кр}$?
9. От каких свойств коллектора зависит его проницаемость?
10. В каких единицах измеряется $k_{пр}$?
11. Что представляет собой водонефтяной контакт?
12. С помощью каких методов ГИС можно определить положение ВНК?
13. Что представляет собой ГВК и ГНК?
14. С помощью каких методов ГИС можно определить положение ГВК и ГНК?
15. Сколько скважин изображено на типовом геолого-геофизическом разрезе?
16. Как выполняют корреляцию разрезов скважин?
17. Каким требованиям должен удовлетворять пласт-репер?
18. Как строят структурные карты?

Лекция 24

Комплексирование методов ГИС при разведке подземных вод

Роль ГИС при разведке подземных вод

Потребление пресных вод для обеспечения промышленности, сельского хозяйства и бытовых нужд населения неуклонно увеличивается во всем мире. Доля подземных вод в общем водопотреблении России составляет около 8%, в то время как в развитых европейских странах она достигает 60-80%. Нет сомнений, что и в нашей стране роль подземных вод будет возрастать, поскольку ресурсы поверхностных вод ограничены, а загрязнение их увеличивается.

Уже в настоящее время для целей водоснабжения, гидрогеологических и инженерно-геологических исследований на территории России ежегодно сооружается свыше 18 тыс. скважин, причем бурение их ведется в большинстве случаев сплошным забоем, без отбора керна. По этой причине ГИС становятся основным источником информации для решения задач изучения геологического разреза и технического оборудования этих скважин.

В настоящее время при разведке подземных вод с помощью ГИС решаются следующие задачи:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин на воду.
2. Выделение в разрезах водоносных горизонтов, определение их мощности и строения.
3. Определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) водоносных горизонтов:
 - определение пористости;
 - определение коэффициента фильтрации.
4. Определение минерализации подземных вод.
5. Изучение элементов динамики подземных вод.
6. Изучение технического состояния скважин на воду.

Литолого-гидрогеологическая документация разреза

Решение этой задачи является первым и необходимым этапом гидрогеологического исследования скважин. Очень часто, например, при исследовании рыхлых и слабоцементированных терригенных отложений литологическое расчленение разреза предопределяет его дифференциацию по коллекторским свойствам, которые для этих пород обусловлены межзерновой пористостью. Не меньшее значение имеет литологическое расчленение разреза при разведке трещинных вод, хотя в этом случае коллекторские свойства водоносных горизонтов и не определяются их литологией.

Задача литологического разреза скважин на воду решается, в принципе, так же, как и при

исследовании нефтяных и газовых скважин.

Отличительной особенностью гидрогеологических скважин является их малая глубина. Около 90% всех скважин на воду имеют глубину, не превышающую 400 м. Применение для исследования таких малометражных скважин сложных и дорогих методов становится нерентабельным.

Как показывает статистика (В.А. Сидоров и др., 1985), в России для исследования гидрогеологических скважин чаще всего применяются методы КС, ПС и ГК, значительно реже - МЗ, АК, НТК и ПГГК (не более 2-3% скважин).

На рис. 24.1 представлен пример расчленения разреза гидрогеологической скважины по комплексу каротажных диаграмм (по С. Дэвису и Р. де Уисту, 1983). Как следует из этого рисунка, лучше всего песчаные водоносные горизонты выделяются по микрозондам -положительными приращениями Арк (пласты 1, 5, 7), тогда как по ПС этим пластам могут соответствовать как положительные (пласт 1), так и отрицательные (пласт 7) аномалии, или такие аномалии могут отсутствовать вообще (пласт 5) в зависимости от соотношения между минерализацией бурового раствора и пластовых вод.

Определение границ водоносных горизонтов

Точное определение границ водоносных горизонтов в разрезах скважин позволяет правильно установить фильтры и тем самым повысить эффективность бурения на воду. Несмотря на важность этого вопроса, традиционные гидрогеологические исследования не располагают методами, позволяющими точно определить границы водоносных горизонтов в скважинах и, тем более, оценить их неоднородность.

Методы ГИС, напротив, дают возможность не только точно установить отметки кровли и подошвы водоносного горизонта, но и изучить его характеристики. Эта задача может быть решена теми же методами, что и задача выделения коллекторов в разрезах нефтяных и , газовых скважин (см. лекцию 22). Кроме того, для выделения водоносных горизонтов в скважинах могут быть применены и прямые методы, такие как расходометрия (см. лекцию 19), резистивиметрия и термометрия (см. лекцию 15).

Автором совместно с доц. В.Н. Калашниковым предложен еще один, названный ускоренным, метод выделения водоносных горизонтов.

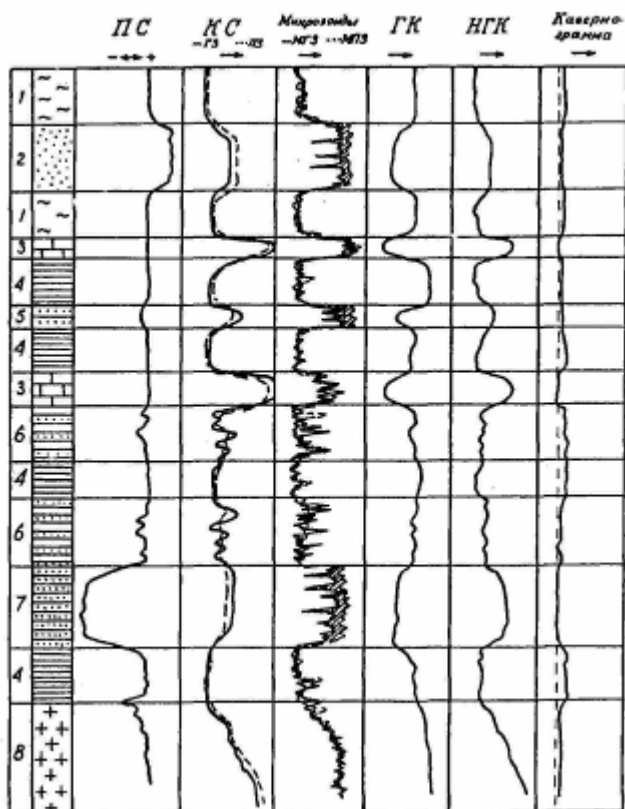


Рис. 24.1. Комплекс каротажных диаграмм для литологического расчленения разреза скважины на воду (по С. Дэвису и Р. де Уисту): 1 - глина; 2 - песок, насыщенный пресной водой; 3 - известняк; 4 - сланец; 5 - песчаник, насыщенный солоноватой водой; 6 - сланец с прослоями песчаника; 7 - песчаник, насыщенный соленой водой; 8 - коренная порода (гранит)

Этот метод (авт. свид. СССР №1113522) заключается в протаскивании по скважине уплотненного поршня-сваба, прикрепленного к каротажному кабелю, при одновременном измерении силы натяжения кабеля.

На рис. 24.2 изображена схема осуществления метода (а) и график изменения силы натяжения кабеля (б) в сравнении с контрольной расходограммой (в). При движении сваба против непроницаемых пород сила натяжения кабеля остается постоянной, при пересечении им водоносных горизонтов происходит подсос воды, и сила натяжения падает, как это показано на диаграмме рис. 24.2, б.

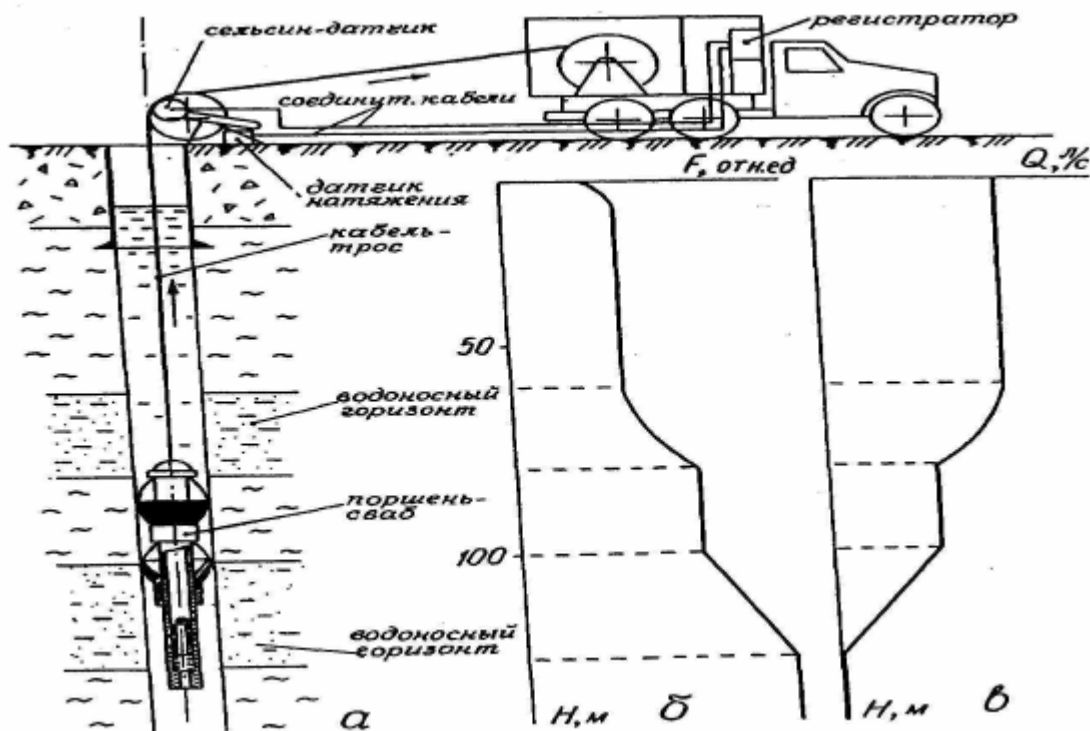


Рис. 24.2. Способ выделения водоносных горизонтов в разрезах буровых скважин с помощью уплотненного поршня - сваба: а - схема осуществления способа; б - график изменения силы натяжения кабеля по скважине; в - контрольная расходограмма

Дополнительным преимуществом способа является то, что во время его осуществления происходит разглинизация водоносных горизонтов, и открывается доступ для подземных вод в скважину.

Определение пористости водоносных горизонтов

Коэффициент пористости K_p водоносных горизонтов может быть определен по данным одного из каротажных методов (ПГГК, НТК или АК), которые уже рассматривались нами ранее. Наиболее подходящим является способ определения K_p по данным электрического каротажа (см. лекцию 22), поскольку он применяется в скважинах на воду наиболее часто.

Емкостные свойства трещиноватых коллекторов характеризуются коэффициентом объемной трещинной пустотности (для краткости - коэффициент трещиноватости - $K_{тр}$). Для определения $K_{тр}$ нами предложен новый способ (авт. свид. СССР №112297), основанный на измерении вызванной поляризации пород при различных токах пропускания. Экспериментально установлено, что чем больше коэффициент трещиноватости, тем медленнее происходит возрастание $\Delta U_{ан}$ при увеличении $\Delta U_{пр}$.

Определение коэффициента фильтрации

Коэффициент фильтрации K_f водоносных горизонтов определяют по результатам расходомерии скважин в установившемся режиме возбуждения. Для осуществления этих способов на кафедрах геофизики и технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых УГГА разработан ряд оригинальных скважинных расходомеров и уровнемеров.

Одновременно с определением K_f расходомерия позволяет уточнить границы водоносных горизонтов, изучить их однородность, определить удельный дебит и т.п.

Вообще, при исследовании скважин на воду расходомерия является самым информативным методом.

Оценка минерализации подземных вод

Определение минерализации вод по первым же скважинам, вскрывающим водоносные горизонты, играет важную роль, т.к. позволяет оперативно оценить качество вод, определить их пригодность для питьевого водоснабжения и в зависимости от результатов решать вопросы их дальнейшей разведки. Напомним, что пригодными для питья считаются воды с минерализацией до 1 г/л.

Сведения о минерализации подземных вод могут быть получены после исследования проб воды, отобранных опробователями пластов на кабеле (см. лекцию 20), или в результате интерпретации диаграмм ПС, в случае их диффузионно-адсорбционного происхождения.

Наиболее точные и достоверные результаты дает исследование проб подземных вод, полученных при пробной откачке из скважин,

Определение элементов динамики подземных вод

Изучение динамики подземных вод необходимо при решении вопросов обеспечения водоснабжения различных объектов, борьбы с обводнением горных выработок и нефтяных залежей, при использовании коллекторов для захоронения промстоков и радиоактивных отходов. Из всех вопросов динамики подземных вод остановимся на определении напора подземных вод, направления и скорости их фильтрации.

Определение напора подземных вод в наиболее простых случаях, когда скважиной пересечен только один водоносный горизонт, производится по измерениям статического уровня в скважине.

В более сложных случаях, когда скважина вскрывает несколько водоносных горизонтов, в ней устанавливается статический уровень, обусловленный взаимодействием водоносных горизонтов между собой, в результате которого возникают осевые перетоки в скважине, направление и интенсивность которых зависят от напора, мощности и коэффициента фильтрации каждого из пересеченных горизонтов.

Напор каждого из горизонтов определяют в результате комплексных расходометрических и уровнеметрических наблюдений при нескольких уровнях возбуждения скважины, по данным которых строят графики зависимости расхода каждого горизонта от динамического уровня в скважине. Продолжение этих графиков до уровня нулевого расхода и дает величину статического уровня (т.е. напора) каждого из горизонтов.

Направление и скорость фильтрации подземных вод традиционно определяются гидрогеологами с помощью метода индикаторов. Суть этого метода заключается в том, что в одну из скважин, вскрывающих водоносный горизонт и называемую испытательной, запускают какой-либо индикатор, а в других скважинах (наблюдательных) следят за его появлением. В качестве индикаторов могут быть использованы электролиты, красители, радиоактивные изотопы. Для осуществления этого метода требуется наличие куста скважин и большие затраты времени. Геофизики используют для решения этой задачи метод заряда, для чего создают в водоносном пласте линзу хорошо проводящих подземных вод, искусственно засаливая воду против водоносного горизонта в скважине, помещают в эту линзу токовый электрод, а затем прослеживают изменение конфигурации изолиний потенциала на поверхности.

На рис. 24.3, показана схема этого метода и графики потенциала, измеренного сразу после засолки скважины (1) и через интервал времени Δt после нее (2). На рис. 24.3, б приведены изолинии потенциала, снятые сразу после засолки (1) и через интервал времени Δt после

не.

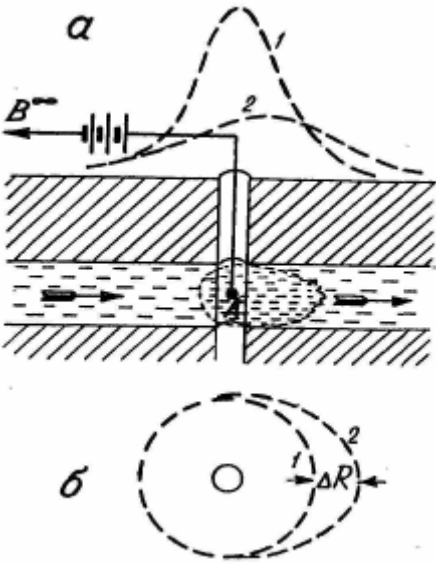


Рис. 24.3. Определение направления и скорости движения подземных вод с помощью метода заряженного тела: а - схема метода; б - смещение изолинии потенциала в направлении потока через интервал времени $\Delta\tau$

Направление потока определяют по изменению формы изолиний, а скорость потока рассчитывают как отношение удлинения ΔR изолинии к Интервалу времени $\Delta\tau$. Наиболее точные определения скорости

$$V = \frac{\Delta R}{\Delta \tau}$$

потока получают при измерениях с большими интервалами времени $\Delta\tau$

Этот способ также требует довольно больших затрат времени и дает надежные результаты только при глубине водоносных горизонтов не более 100 м. Более производительны и не имеют ограничения по глубине способы и устройства, основанные на исследовании движения подземных вод в пределах площади поперечного сечения скважины, пересекающей водоносный горизонт.

Одно из таких устройств, крайне простое по конструкции, предложено автором (пат. РФ №1484120). Это устройство изображено на рис. 24.4. Оно состоит из решетчатого корпуса, свободной магнитной стрелки, скрепленной с тонким диском, покрытым слоем материала-сорбента (например, фильтровальной бумаги), и расположенного над ним перфорированного контейнера с воднорастворимым красителем.

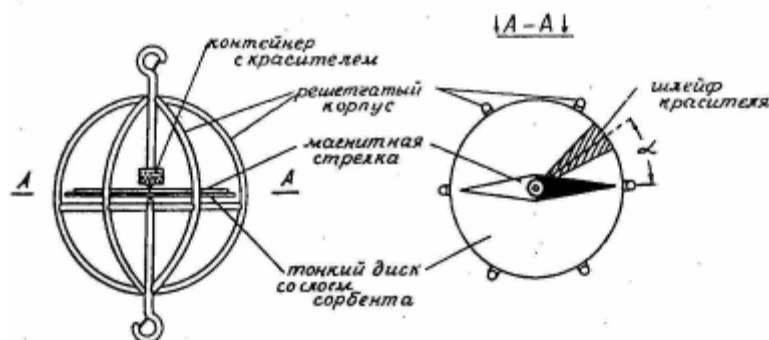


Рис. 24.4. Автономное устройство для определения направления движения подземных вод

Устройство опускают в скважину на любой линии связи (шнуре, канатике или жилке) и устанавливают напротив водоносного горизонта, положение которого в разрезе скважины было заблаговременно определено по каротажным данным. Диск со слоем сорбента поворачивается вместе с магнитной стрелкой, которая ориентируется по магнитному меридиану. Краситель, засыпанный в перфорированный контейнер, растворяется и выносится по направлению потока, оставляя на материале-сорбенте шлейф красящего вещества.

Угол между осью шлейфа и северным концом магнитной стрелки дает магнитный азимут потока. О скорости потока можно судить по ширине шлейфа красителя на сорбенте: чем больше скорость, тем уже шлейф.

Всего в УГТГА изобретено несколько десятков способов и устройств для исследования скважин на воду, позволяющих решать практически все задачи этих исследований, перечисленные в начале раздела.

Комплексирование ГИС на месторождениях ископаемых углей

Значение ГИС на месторождениях ископаемых углей обусловлено тем, что из-за хрупкости угля бывает мал выход керна из угольных пластов. По этой причине по данным бурения невозможно точно установить мощность угольных пластов, а иногда и определить их свойства. Нередко случаются пропуски угольных пластов. Благоприятными предпосылками для применения ГИС служат различия физических свойств углей и вмещающих пород (глин, аргиллитов, алевролитов, песчаников).

Физические свойства углей и вмещающих пород

Физические свойства ископаемых углей зависят от степени их метаморфизма, влажности (W) и минерального состава.

По степени метаморфизма различают: бурые угли (содержание углерода 60-70%, влажность до 40%), каменные угли (углерода 80-95%, влажность до 5%) и антрациты (углерода более 95%, $W \sim 0$).

Эти разновидности углей, кроме того, подразделяются на группы (технологические марки), имеющие разное промышленное значение.

Важной качественной характеристикой углей является зольность. Зольность определяется процентным содержанием в угле негорючих компонентов, представленных глиноземом, кремнеземом и окислами железа. Эти компоненты попадают в уголь в процессе образования его залежей и являются примесью вмещающих пород. При зольности от 50% и выше порода называется горючим сланцем.

Рабочая мощность угольных пластов в различных географо-экономических районах - от 0,45 до 1 м.

По сравнению с вмещающими породами каменные и бурые угли характеризуются повышенным УЭС. УЭС углей возрастает с увеличением степени метаморфизма от 10-200 Ом-м у бурых до 50-1000 Ом-м - у тощих каменных. При переходе к антрацитам УЭС резко падает - до 5,0-0,01 Ом-м. С увеличением зольности сопротивление бурых и каменных углей уменьшается, антрацитов - увеличивается.

Угли способны окисляться и, следовательно, создавать аномалии естественного электрического поля.

Аномалии ПС над антрацитами достигают 400-600 мВ, над каменными углями - 100 мВ, над бурыми - ± 50 мВ. Над бурыми углями аномалии ПС возникают не только под действием окислительно-восстановительных, но и в результате диффузионно-адсорбционных и фильтрационных процессов.

Угли также обладают способностью поляризоваться и создавать аномалии вызванной поляризации (ВП).

Естественная радиоактивность углей, как правило, ниже, чем вмещающих песчано-глинистых пород.

Плотность углей (1,15-1,75 г/см³) значительно меньше, чем у вмещающих пород (на 0,5-1,0 г/см³). Плотность углей растет с увеличением степени метаморфизма. Растет она и с увеличением зольности. Тем не менее, плотность - это то физическое свойство, по которому все типы углей всегда однозначно отличаются от вмещающих пород.

Кроме того, угли обладают сравнительно низким эффективным атомным номером (у чистого углерода $z=6$), у вмещающих пород $z_{эф} = 13-15$, т.е. значительно выше. Даже небольшая примесь золы заметно

увеличивает $z_{эф}$ угля.

Скорость распространения упругих волн в углях меньше, чем во вмещающих породах.

На кавернофаммах угли отмечаются как зоны увеличенного диаметра из-за их разрушения при бурении.

Таким образом, существуют благоприятные предпосылки для применения в углеразведочных скважинах электрических, радиоактивных и др. методов ГИС.

Задачи, решаемые ГИС в углеразведочных скважинах и методика работ

С помощью ГИС при разведке ископаемых углей решается следующий широкий комплекс геологических и технических задач:

1. Литологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение пластов угля, определение их мощности и строения.
3. Определение зольности углей.
4. Определение элементов залегания угольных пластов.
5. Определение тектонических нарушений угольных пластов.
6. Построение корреляционных разрезов, структурных карт и т.п.
7. Изучение технического состояния скважин.

Геофизические исследования углеразведочных скважин выполняют, как правило, в 2 этапа.

I этап основных исследований охватывает всю глубину скважины.

Запись диафамм ведется в масштабе 1:200. Решаются задачи литологического расчленения разрезов, выделения угольных пластов и их корреляции, изучения технического состояния скважин.

II этап детальных исследований охватывает только ту часть скважины, где локализуются угольные

пласты. Масштаб записи диаграмм - 1:50. Решаются задачи определения мощности и строения угольных пластов, определения их зольности, элементов залегания, зон тектонических нарушений.

Комплекс методов основного этапа включает, как минимум, 4 метода: КС, ГПТК, ГК, КМ, причем главенствующую роль играют ПГТК и КС. Диаграммы ГК и кавернометрии нужны для более точной интерпретации первых двух и играют вспомогательную роль.

На рис. 24.5 представлен упрощенный геологический разрез, содержащий 2 каменноугольных пласта, и схематизированный вид каротажных диаграмм на этом разрезе.

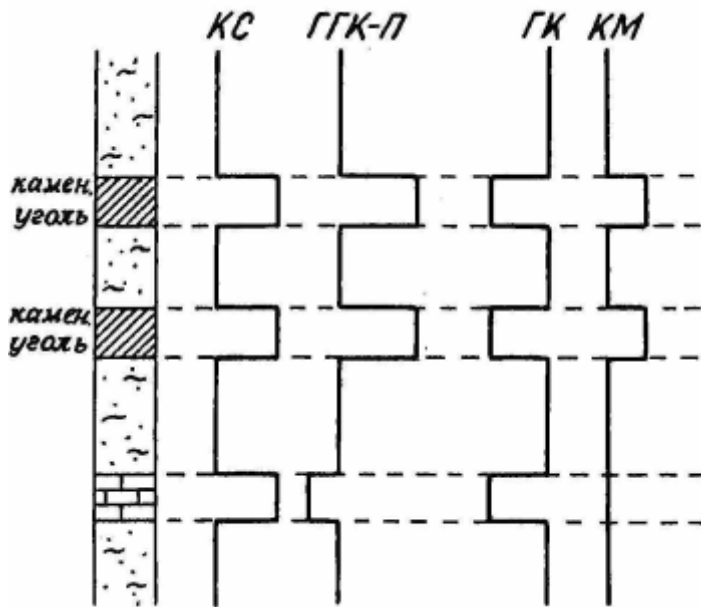


Рис. 24.5. Выделение пластов каменного угля среди песчано-глинистых вмещающих пород по комплексу ГИС

Для записи диаграмм КС используют на бурых углях градиент-зонды длиной от 0,5 до 3,0 м и потенциал-зонд $AM=0,1$ м; на каменных углях -большие градиент-зонды длиной 2,5-3,6 м; на антрацитах - потенциал-зонд длиной 0,1 или 0,2 м.

Зонды 1111К для углей всех типов имеют длину 0,4 м при использовании источника С060 и 0,2 м - при источнике С5137.

Мощность угольных пластов, согласно требованиям существующих инструкций, должна быть определена с погрешностью, не превышающей 5 см, и не менее, чем 2 методами.

По этой причине на этапе детальных исследований к методу КС добавляют еще один метод. Как правило, это БТК - боковой токовый каротаж с зондом, в котором центральный электрод A_0 имеет длину 2 см, а экранные электроды - по 75 см.

Зольность углей обычно определяют методом СГТК. Этот метод уже рассматривался нами в лекции 12. Кроме того, зольность может быть определена методом наведенной активности по изотопу Al^{28} или по методу КС на основе корреляционной зависимости между зольностью и электрическим сопротивлением углей (В.В. Гречухин, 1965).

Контрольные вопросы

1. Какова роль методов ГИС при разведке подземных вод?
2. Какие методы ГИС применяются для литологического расчленения разрезов скважин на воду и выделения водоносных горизонтов?
3. Какими методами ГИС можно определить мощность и строение водоносных горизонтов?
4. Как можно определить пористость водоносных горизонтов?
5. Как можно определить коэффициент трещиноватости трещинных коллекторов подземных вод?
6. Какими способами определяют скорость и направление движения подземных вод?

7. Как оценить минерализацию подземных вод?
8. Назовите основные типы ископаемых углей.
9. Какими особенностями физических свойств обладают ископаемые угли по сравнению с вмещающими породами?
10. Как влияет зольность углей на их физические свойства?
11. Каков состав золы ископаемых углей?
12. Какие задачи решаются с помощью методов ГИС при разведке ископаемых углей?
13. Каков состав комплекса методов ГИС для литологического расчленения разрезов углеразведочных скважин?
14. Какими аномалиями на диаграммах этих методов выделяются пласты угля?
15. Какими методами можно определить зольность углей непосредственно в скважинах?

Комплексирование ГИС при разведке рудных месторождений

Особенности физических свойств руд, решаемые задачи и методика работ

Выбор рационального комплекса методов ГИС на рудных месторождениях зависит от физических свойств руды и вмещающих пород. При выборе комплекса учитывают УЭС, электрохимическую активность, поляризуемость, магнитную восприимчивость, естественную радиоактивность, плотность, эффективный атомный номер, нейтронные свойства. Как правило, любая руда хотя бы по одному из этих свойств, а чаще всего по нескольким из них, отличается от вмещающих пород. Почти все руды имеют характерные особенности ядерно-физических свойств, позволяющие не только выделять рудные интервалы, но и определять в них процентное содержание металла.

Задачи, решаемые ГИС на рудных месторождениях, следующие.

1. Цитологическое расчленение разрезов скважин.
2. Выделение рудных интервалов, определение их мощности и строения.
3. Определение процентного содержания металла в рудах.
4. Изучение строения рудных тел в пространстве между скважинами.
5. Изучение технического состояния скважин.

Таким образом, специфическими задачами в этом перечне являются определение процентного содержания металла в рудах и изучение строения рудных тел в межскважинном пространстве. Последняя задача возникает потому, что рудные залежи, как правило, имеют очень сложную морфологию и поэтому проводить корреляцию разрезов скважин так, как это делается на нефтяных или угольных месторождениях, на рудных месторождениях невозможно.

Геофизические исследования в рудных скважинах проводят, как правило, в 3 этапа.

I этап основных исследований охватывает всю скважину и направлен на решение задач литологического расчленения разрезов скважин, выделение рудных интервалов и изучение технического состояния скважин. Масштаб глубин каротажных диаграмм - 1:200.

На этом этапе используют обычно комплекс методов, общий для большинства рудных месторождений и включающий такие методы, как КС, ПС, ГК, ПГК, кавернометрию и инклинометрию.

II этап детальных исследований решает задачу уточнения мощности и строения рудных интервалов и определения процентного содержания металла в руде. Масштаб диаграмм здесь более крупный - 1:50 или 1:20, и исследования проводят только в пределах рудных интервалов.

На этом этапе основным является тот специфический метод, который обеспечивает определение количественных характеристик руды, в первую очередь, процентного содержания в ней металла.

Так, например, для элементов, обладающих повышенным сечением активации (Си, А1, Мп и др.) - это нейтронно-активационный каротаж; для руд тяжелых металлов с большим атомным номером (Си, РЪ, Нг, Ср и др.) - рентген-радиометрический каротаж; для элементов с высоким сечением поглощения тепловых нейтронов (В, Нг, Мп) - нейтронный каротаж по тепловым нейтронам; для радиоактивных металлов (U, Th, K) - гамма-каротаж; для Ве - фотонейтронный каротаж; для магнитных руд железа - каротаж магнитной восприимчивости и т.д.

Для уточнения границ и строения рудных интервалов в комплекс на этом этапе часто включают методы МСК и МЭП.

III этап решает задачу изучения строения рудных тел в межскважинном пространстве. К выполнению этого этапа приступают тогда, когда уже пробурены все необходимые для этого скважины. На этом этапе выполняют исследования методами скважинной геофизики: при повышенной электропроводности руд - методами заряженного тела, радиоволнового просвечивания, дипольного электромагнитного профилирования скважин и пр.; при повышенной намагниченности - скважинной магниторазведкой.

Применение ГИС на месторождениях различных руд

Рассмотрим конкретные примеры комплексного применения ГИС при изучении различных рудных полезных ископаемых.

Железные руды. Fe входит в состав большого количества минералов. Из них рудными являются:

магнетит, титаномагнетит, гематит, гетит, гидрогетит, сидерит и некоторые др. Руды Fe содержат скопления рудных минералов с примесью нерудных. Промышленные руды должны иметь содержание Fe не менее 20% и мощность рудных тел - не менее

1-2 м.

Выделяют несколько типов железных руд по минеральному составу, структуре или условиям образования.

Для большинства типов железных руд характерны повышенные магнитные свойства, большая плотность (3-5 г/см³) и хорошая электропроводность, а также повышенный эффективный атомный номер, т.к. для Fe $z=26$.

Указанные особенности определяют выбор комплекса ГИС: на I этапе - КС, ПС, ГК, ПГГК, на II этапе - КМВ и ПГГК или СГГК, на III этапе -ТСМ, РВП, МЭК. На рис. 25.1 представлен комплекс каротажных диаграмм в рудной скважине одного из Уральских магнетитовых месторождений контактово-метасоматического типа.

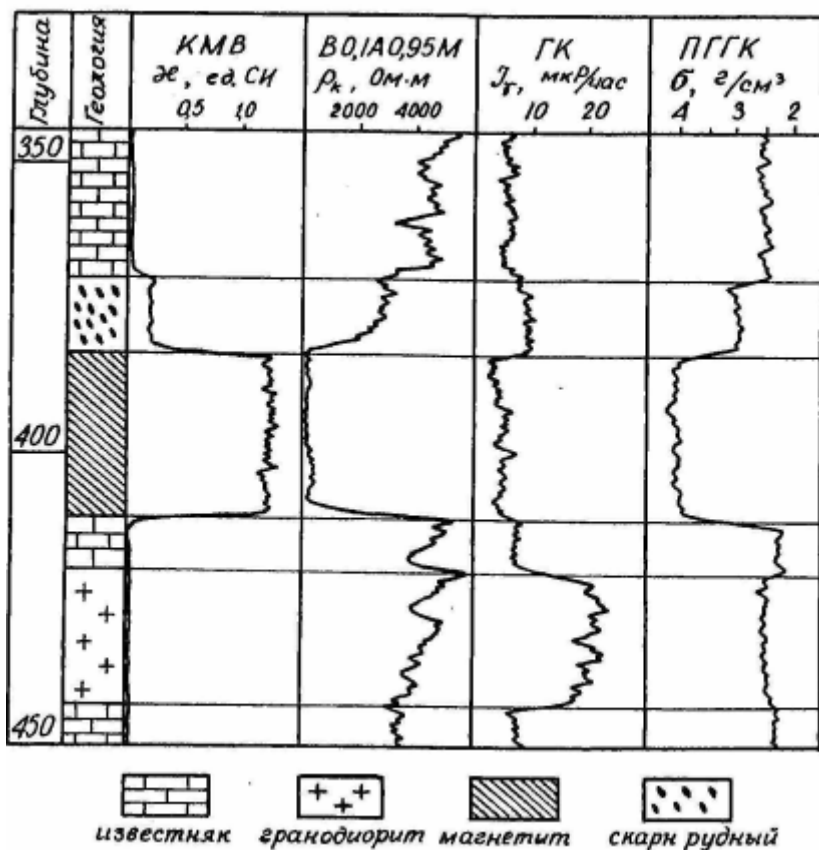


Рис. 25.1. Комплекс каротажных диаграмм разведочной скважины одного из Уральских магнетитовых месторождений контактово-метасоматического типа

Рудный интервал 383-411 м выделяется низким кажущимся сопротивлением, повышенной до (4,5 г/см³) плотностью и очень отчетливой аномалией магнитной восприимчивости.

На рис. 25.2 приведены данные скважинной трехкомпонентной магниторазведки на Кизирском месторождении (Рудный Алтай).

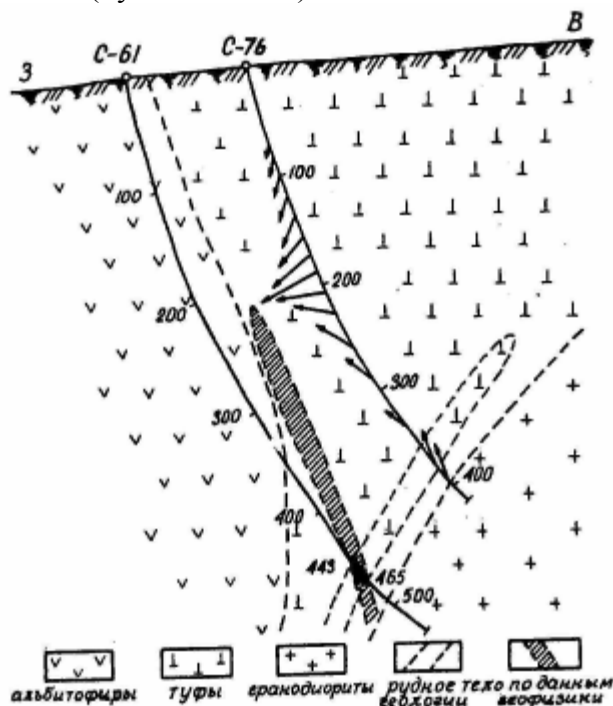


Рис. 25.2. Уточнения геологического строения магнетитового месторождения по данным трехкомпонентной скважинной магниторазведки (по А.Г. Тархову и др., 1973)

Скважиной 61 была вскрыта зона сплошных магнетитовых руд в интервале 443-465 м. Согласно геологическим представлениям, рудная залежь должна была располагаться в вулканических туфах вдоль их контакта с гранодиоритами. Однако скважина 76, пробуренная для проверки этих предположений, руду не вскрыла. При проведении магнитных измерений в скважине 76 (скважина 61 к

этому времени завалилась) был получен характерный сходящийся веер векторов Та, направленный к западу от скважины 76.

Этот веер Та позволил установить, что верхняя кромка рудного тела находится на глубине около 200 м недалеко от скважины 61, и руда вытягивается вдоль контакта туфов с альбитофирами, как показано на рис. 25.2.

Марганец. Окисные и карбонатные руды Мп образуют пластовые залежи массивной или вкрапленной текстуры. Вмещающие породы - песчано-глинистого состава.

Руды марганца в осадочных месторождениях очень мало отличаются от вмещающих пород по основным физическим свойствам. Иногда руды более магнитны, однако их магнитные характеристики очень не выдержаны. При метаморфизме руд повышается их магнитность и электропроводность. Плотность руд также несколько выше, чем вмещающих пород.

Основная особенность физических свойств Мп - это повышенное сечение захвата тепловых нейтронов (13,2 барна). По этой причине на диаграммах ННК-Т рудные интервалы выделяются понижениями 1т как при большой, так и при малой длине зонда. Обычно применяют зонды длиной 0,15-0,35 м.

Определение процентного содержания возможно также по методу нейтронной активации по изотопу $Mn^{56} (T_{1/2} = 2,6 \text{ час}, E_{\gamma} = 0,85 \text{ МэВ})$ /2

образующемуся из стабильного изотопа Мп55 по реакции (n, γ).

На рис. 25.3, а представлены диаграммы КМВ, ГГК-П и ННК по тепловым нейтронам, на которых уверенно выделяется интервал сплошных марганцевых руд на глубине от 47,6 до 54,7 м.

На рис. 25.3, б приведена диаграмма точечного нейтронно-активационного каротажа в сопоставлении с результатами химического опробования керна (по Музюкину Л.В. и др., 1967). Погрешность НАК на Мп - порядка 15-20% отн. Недостаток метода - низкая производительность. По этой причине НАК целесообразно использовать для опробования пластов, уже выделенных по ННК-Т.

Хром. Характерная особенность хромитов - их тесная связь с ультраосновными породами, серпентинитами, дунитами и перидотитами, среди которых и залегают рудные тела, имеющие форму жил и линз.

По магнитным, электрическим и упругим свойствам хромиты слабо отличаются от вмещающих пород: УЭС хромитов выше, а магнитная восприимчивость ниже, чем у вмещающих пород. Зато они очень хорошо выделяются по плотности. Для хромитовых руд характерна плотность 4,0-4,8 г/см³, для ультраосновных пород - 3,1-3,2 г/см³.

У хромитов повышенный эффективный атомный номер $Z_{\text{эф}}=9$, у перидотитов и дунитов $Z_{\text{эф}}=12,5$. И еще Сг обладает повышенным сечением захвата тепловых нейтронов с испусканием жесткого $(E_{\gamma} = 8 \text{ МэВ})$ γ-излучения.

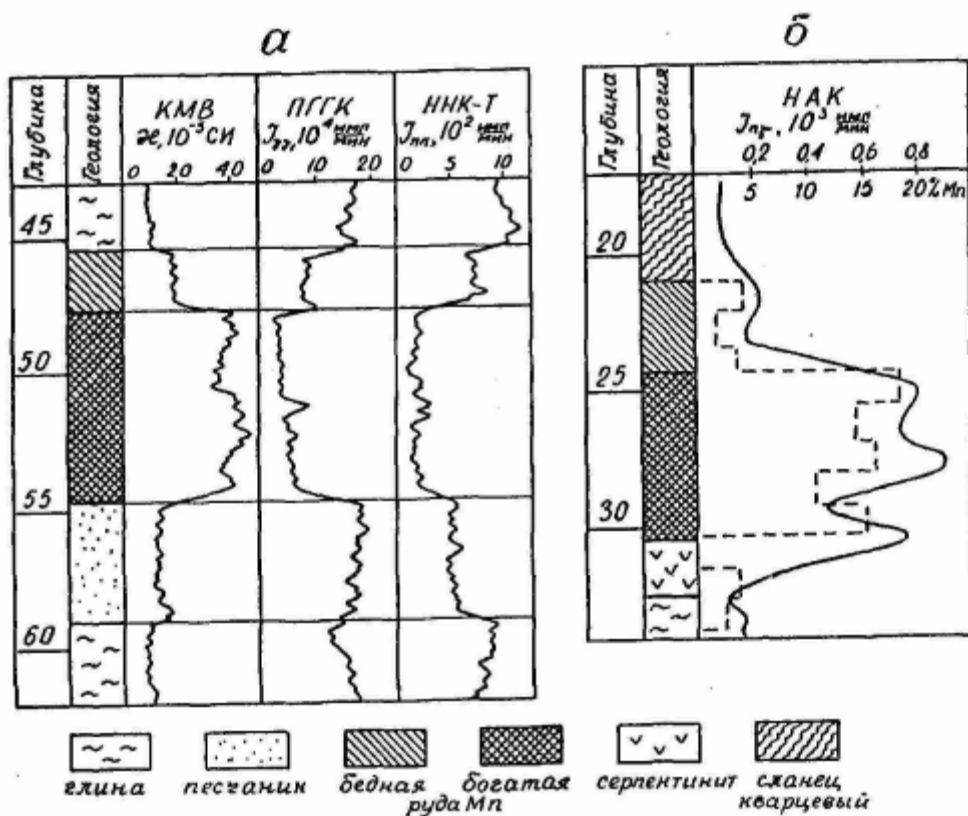


Рис. 25.3. Выделение марганцевых руд в разрезе скважины по данным комплекса методов ГИС (а) и сопоставление результатов нейтронно-активационного каротажа на марганец с данными опробования керна (б) (по Л.В. Музюкину и И.М. Сенько-Булатному, 1967)

Таким образом, для выделения хромитовых интервалов в разрезах скважин и оценки содержаний имеются благоприятные предпосылки к применению НГК-С, ПГПС и СГГК.

Этот вывод подтверждается результатами каротажа, приведенными на рис. 25.4.

Как показывают исследования (Карониколо В.Ф. и др., 1968), по НГК-С возможна количественная оценка хромитовых руд при содержаниях О203 До 20%, при более высоких содержаниях наблюдается концентрационное вырождение.

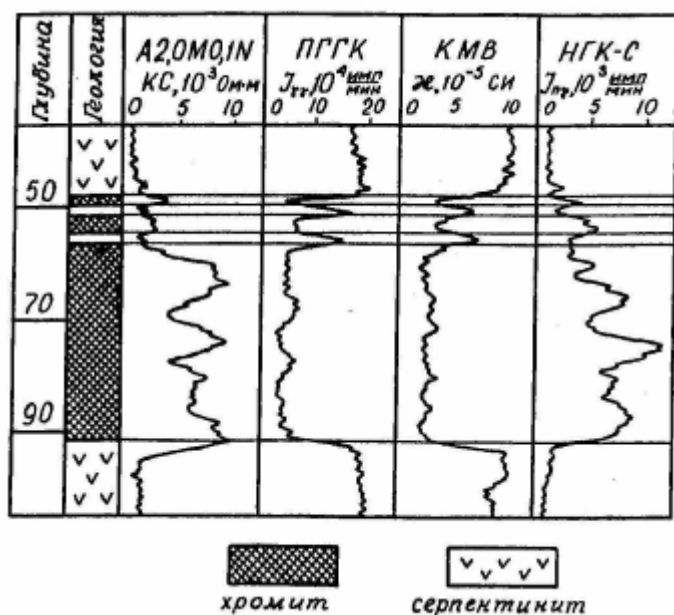


Рис. 25.4. Пример выделения хромитовых руд в скважинах по данным комплекса методов ГИС (по В.Ф. Карониколо и др., 1968)

Медь. Основными для России типами медных месторождений являются месторождения медноколчеданных руд и медистых песчаников.

Наиболее благоприятный для применения геофизических методов объект - это медноколчеданные месторождения. Среди минералов меди главное промышленное значение имеют сульфиды, как правило, обладающие высокой электропроводностью и повышенной плотностью, у них также повышено значение гэф. Обычно медноколчеданные руды комплексные и кроме Си содержат еще Zn, Pb, Fe, Аи и др. металлы.

На основном этапе ГИС на медноколчеданных месторождениях применяют методы КС, ПС, ГК, ПГГК, на детальном этапе - МСК и МЭП для уточнения границ рудных интервалов и метод наведенной активности для определения процентного содержания Си.

Исторически первым в 60-х годах XX века был разработан метод определения содержаний по долгоживущему изотопу $Cu^{64} (T_{1/2} = 12,6 \text{ ч}; E_{\gamma} \approx 0,5 \text{ МэВ})$, образующемуся из стабильного изотопа Си63, содержание которого в природной меди около 69%. Автором этого метода является профессор УГГГА Г.С. Возжеников.

Наблюдения выполняют поточно. Облучение нейтронами продолжают от 8 до 12 часов, затем на место источника нейтронов помещают детектор у-квантов и измеряют наведенную активность также в течение нескольких часов, чтобы избавиться от мешающего влияния других, более короткоживущих изотопов Na2*, Мп5в, Л/28. Результаты наблюдений приводят к бесконечному времени облучения и к единичной мощности источника, после чего делят полученный результат на пересчетный коэффициент, найденный опытным путем и выражающий наведенную активность, приходящуюся на 1% Си. Порог чувствительности этого метода 0,3-0,5%.

Позднее появление спектрометрической у-каротажной аппаратуры позволило отказаться от этого метода и перейти к определению меди по короткоживущему изотопу $Cu^{66} (T_{1/2} = 5,1 \text{ мин.}, E_{\gamma} \approx 1 \text{ МэВ})$.

В этом методе от влияния мешающего излучения других изотопов избавляются с помощью энергетической селекции. Порог чувствительности - около 1%.

На рис. 25.5 представлены результаты комплекса методов каротажа на Гумешевском медноскарновом месторождении (Средний Урал). Рудные интервалы 50,8-54,8 и 98,7-100,8 уверенно выделяются по хорошей электропроводности (диаграммы КС и МСК) и повышенной плотности (ПГГК).

На месторождениях медных руд для изучения строения рудных тел в межскважинном пространстве и поисков нескрытых (слепых) рудных тел успешно применяются все методы скважинной электроразведки - от метода заряда до метода радиоволнового просвечивания (РВП) и дипольного электромагнитного профилирования скважин (ДЭМПС).

На рис. 25.6 приведены результаты работ по методу электрической корреляции (МЭК) на одном из медноколчеданных месторождений Среднего Урала. Рудными телами являются кварцевые жилы, обогащенные сульфидными минералами (пиритом, халькопиритом, магнетитом, молибденитом и др.). Рудные жилы локализуются в рассланцованных породах среди плагиогранитов, диоритов и порфириров. Сопротивление рассланцованных зон - около 200 Ом-м, вмещающих пород - свыше 2000 Ом-м.

По результатам бурения и геологического изучения керна предполагалось, что рудные подсечения в скважине С-58 и на глубине около 190 м в скважине С-190 объединяются в одно рудное тело, которое, сохраняя постоянный угол падения, уходит ниже забоя скважины С-219, остановленной в то время на глубине 277,6 м. Подсечение на глубине 263 м в скважине С-190 объединялось с подсечением в скважине С-190 на глубине 163 м в другое, параллельное первому, тело.

Однако корреляционные кривые, снятые при зарядах ЗП-1 в скважине С-219 и ЗП-2 в скважине С-190, убедительно показывают, что рудные подсечения в скважине С-58 и скважине С-190 на глубине 190 м соединяются с рудным подсечением в скважине С-219. Верхнее же подсечение в скважине С-190 является локальным и не имеет связи ни с одним подсечением в других скважинах.'

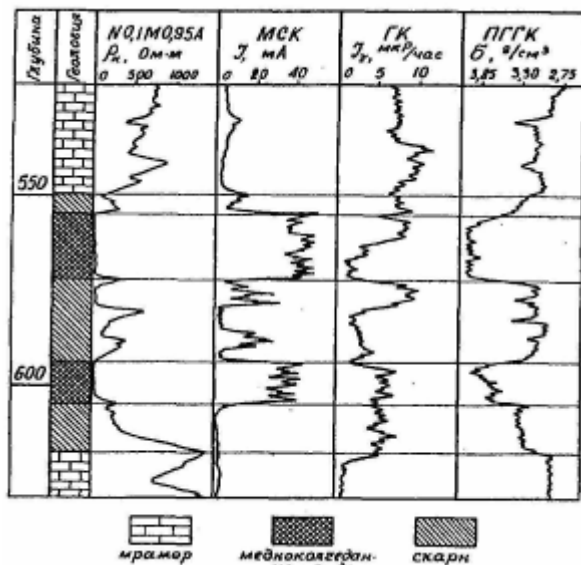


Рис. 25.5. Пример выделения медных руд по комплексу каротажных диаграмм на Гумешевском месторождении (по В.Т. Перельгину)

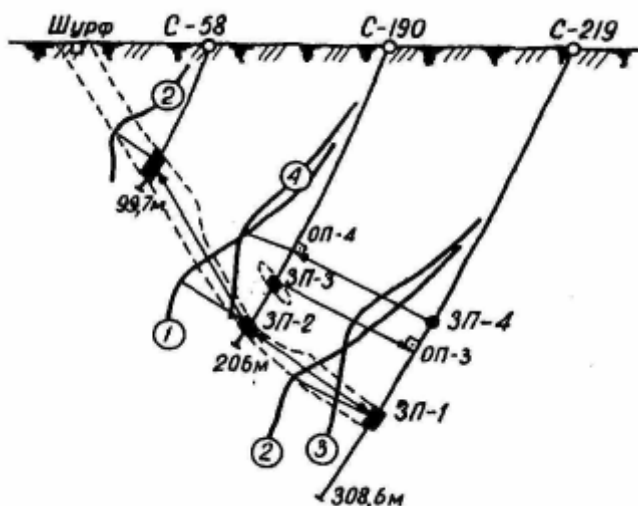


Рис. 25.6. Результаты метода электрической корреляции по одному из медноколчеданных месторождений Среднего Урала (по А.К. Козырину)

Свинец и цинк. Свинцово-цинковые месторождения относят к полиметаллическим, т.к. в их рудах, кроме РЬ и Zn, бывают промышленные содержания Си, Ag, Аи и др. металлов. Основные минералы полиметаллических руд - галенит и сфалерит, кроме них в рудах много других сульфидов, в первую очередь, халькопирита и пирита. Как правило, полиметаллические руды отличаются низким сопротивлением (за исключением богатых сфалеритовых руд), повышенной плотностью и высоким гэф (т.к. для РЬ $z=82$, а для Zn $z=30$).

Комплекс ГИС такой же, как на медноколчеданных месторождениях. Основное отличие заключается в применении метода РРК для определения процентных содержаний РЬ и Zn.

Определение РЬ производят в геометрии прямой видимости с источниками ^{56}Fe или ^{57}Co , у-спектрометр настраивают на энергию Ка - линии характеристического спектра (в диапазоне 70-90 кэВ). Чувствительность определений - 0,2-0,3%, относительная погрешность - около 20%.

Определение Zn выполняют с источником Cd с измерением Ка излучения Zn в диапазоне 6,3-8,8 кэВ. Порог чувствительности - 0,1-0,2%. При этом возможно одновременное определение содержания РЬ по La излучению в диапазоне 20-24 кэВ.

На рис. 25.7 приведены результаты рентген-радиометрического каротажа по определению процентного содержания РЬ на одном из полиметаллических месторождений.

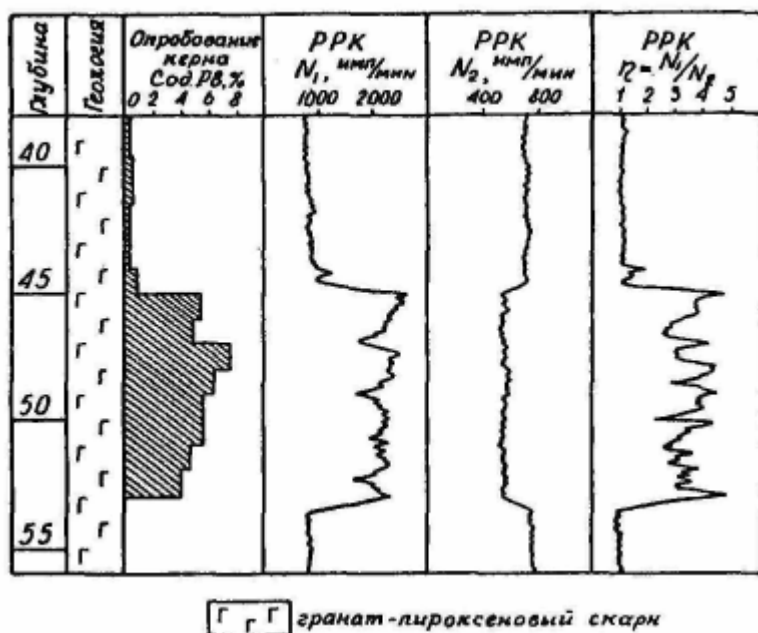


Рис. 25.7. Результаты рентген-радиометрического каротажа на свинец по одному из полиметаллических месторождений (по Ю.П. Яишевскому и др., 1976)

Измерения проводились с источником $Co^{57} (E_\gamma = 123 \text{ кэВ})$ при длине зонда $l=30 \text{ см}$. Сопоставление кривой спектральных отношений $\eta = \frac{N_1}{N_2}$ с содержаниями РЬ, определенными по

керну, показывает, что между значениями η и содержанием РЬ существует линейная зависимость.

На полиметаллических месторождениях так же, как и на медноколчеданных, широко применяются методы скважинной геофизики, многочисленные примеры которых приведены в специальной литературе.

Алюминий. Основным сырьем для получения А1 являются бокситы. В состав бокситов входит глинозем Al_2O_3 (50-65%); от 2 до 20% окислов железа, от 2 до 10% окислов кремния SiO_2 и от 10 до 30% конституционной воды. Бокситы образуют линзо- или пластообразные залежи в толще осадочных пород или коре выветривания магматических пород. По генезису выделяют платформенные и геосинклинальные залежи бокситов.

По своим физическим свойствам бокситы близки к глинам: у них низкое УЭС, повышенная естественная радиоактивность и несколько повышенная магнитная восприимчивость. На рис. 25.8 приведен комплекс каротажных диаграмм, хорошо выделяющих бокситы среди карбонатных пород.

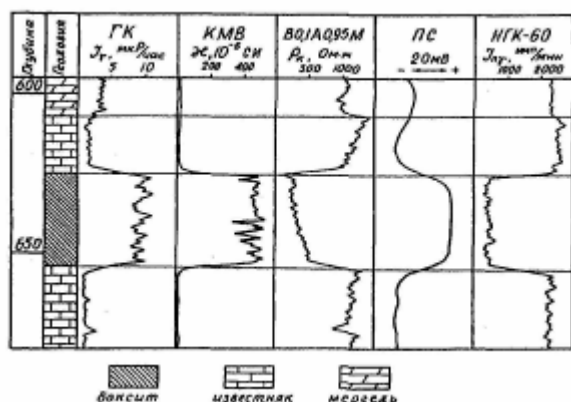


Рис. 25.8. Выделение бокситов в разрезе скважины по данным комплекса ГИС

Основным методом выделения и изучения бокситов в разрезах скважин является нейтронно-активационный каротаж по изотопу Al . Причем, поскольку этот изотоп имеет короткий период

полураспада $T_{1/2} = 2,3$ мин., НАК возможен в непрерывном варианте.

Чтобы избежать активации Si , который также содержится в бокситах и активируется быстрыми, с энергией $E_n \geq 3,9$ МэВ нейтронами, в качестве источника используют Cf^{252} , дающий нейтроны низких энергий (основное количество нейтронов, испускаемых Cf^{252} , лежит в диапазоне от 0 до 4 МэВ с максимумом в районе 0,6 МэВ) и имеющий $T_{1/2} = 2,55$ года. Длина зонда $l=2$ м, скорость каротажа - 25 м/час.

Поскольку источник нейтронов располагается в нижней части зонда, то при спуске снаряда измеряют сумму наведенного и естественного γ -излучения (НАК+ГК), а при подъеме - только естественное γ -излучение (ГК). Разность показаний при спуске и подъеме дает чистый наведенный эффект, который пропорционален содержанию Al в руде. Пример применения НАК на Al представлен на рис. 25.9. Наведенный эффект пропорционален содержанию глинозема.

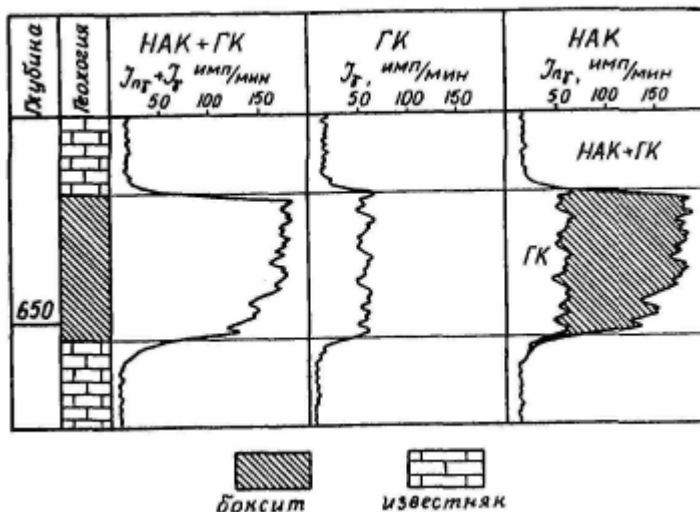


Рис. 25.9. Результаты нейтронно-активационного каротажа на алюминий

Для оценки такого технологического параметра руды как кремниевый модуль $M = \frac{C_{Al_2O_3}}{C_{SiO_2}}$ НАК выполняют дважды - с источником Cf^{252} для определения содержания Al_2O_3 , и с $Po-Be$ источником для определения суммарного содержания Al_2O_3 и SiO_2 .

Кремниевый модуль может быть определен также с помощью СГГК, результаты которого зависят от общего содержания Fe в руде, а оно однозначно коррелируется с суммарным содержанием Al_2O_3 и SiO_2 .

Кроме НАК, в комплекс ГИС входят ГК (для учета естественной радиоактивности), НК-НТ (для определения влажности) и ПГГК (для определения плотности руд).

Бериллий. К промышленным типам месторождений Be относят жилы, линзы и тела сложной формы гранитных пегматитов и бериллоносных магнетит-флюоритовых скарнов.

Эти тела характеризуются повышенным УЭС и минимальными значениями k . Но основной особенностью Be , как уже отмечалось в лекции 14, является способность к ядерному фотоэффекту при сравнительно невысокой ($E_\gamma = 1,67$ МэВ) энергии γ -квантов.

По этой причине основным методом для выделения бериллоносных интервалов в скважинах и определения процентного содержания Be является метод ГНК, на диаграммах которого эти интервалы

выделяются четкими повышениями I_m (см. рис. 14.6).

Калий. Основным источником К являются месторождения калийных солей, которые приурочены к толщам гидрохимических отложений (каменная соль, гипс, ангидрит). Эти толщи включают также и песчано-глинистые и карбонатные породы. Минералы, содержащие калий: сильвинит (KCl), карналлит ($KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$) и полигаллит ($(Ca_2MgK_2(SO_4)_4 \cdot 2H_2O)$).

Основная особенность физических свойств калийных солей - их повышенная радиоактивность, связанная с содержанием в природном К естественного радионуклида K^{40} .

Калийные соли характеризуются очень высоким, как у всех гидрохимических осадков, УЭС и пониженной плотностью.

Основной метод выделения калийных солей в скважинах - ГК, по нему же определяют и процентное содержание К. Включение в комплекс ГИС методов НТК (или ННК) и ПГГК позволяет определить минеральный состав калийных солей. Карналлит и кизерит содержат много кристаллизационной воды и поэтому на диаграммах НТК выделяются пониженными по сравнению с сильвинитом показаниями. ПГГК выделяет пониженными показаниями наиболее плотную соль - сильвинит.

На рис. 25.10 приведен фрагмент из геологического разреза скважины 419 Старобинского месторождения калийных солей (Белоруссия).

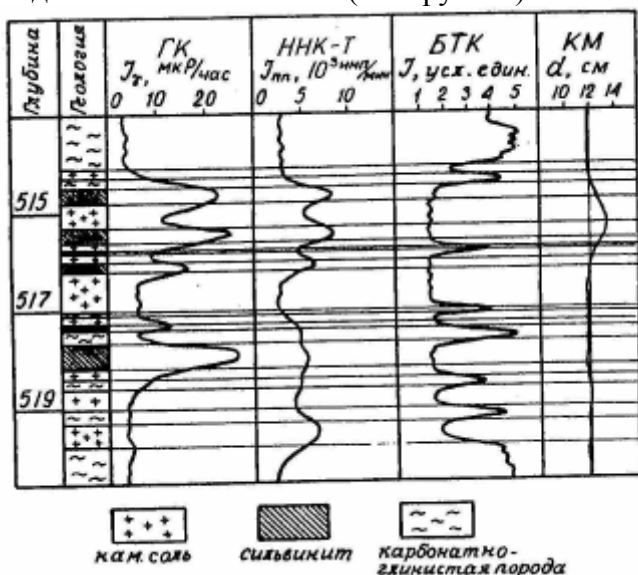


Рис. 25.10. Расчленение толщи гидрохимических отложений по данным комплекса ГИС (по И.А. Зыкову и Л.И. Родионову, 1977)

Кроме калийных солей, толща гидрохимических отложений содержит карбонатно-глинистые породы пониженного сопротивления и каменную соль - галит. На приведенном фрагменте калийные соли представлены сильвинитом, который характеризуется повышенной (до 27 мКр/ч) естественной радиоактивностью и повышенными показаниями на диаграмме ННК-Т с большим зондом. Карбонатно-глинистым отложениям соответствуют максимумы силы тока на диаграммах БТК и пониженные показания ННК-Т. Каменной соли соответствуют пониженные значения на кривых БТК и ННК-Т.

Методика определения процентного содержания К описана в лекции 12.

Бор. Боратовые руды залегают среди глин и песчаников, в турфогенных образованиях, а также среди ископаемых солей.

Основную роль при разведке месторождений В играют нейтронные методы, поскольку В обладает аномально высоким (755 барн) сечением захвата тепловых нейтронов. На диаграммах нейтронных методов интервалы руд В выделяются резкими понижениями показаний. Для исследования скважин на В применяют метод НТК с зондом длиной 40-50 см и ННК-Т с зондом 15-20 см. При невысоких (до 5%) содержаниях по данным этих методов можно провести количественные определения содержания В в руде.

На рис. 25.11 приведены результаты нейтронных методов каротажа в сопоставлении с данными спектрального анализа керна по одной из скважин Жолдыбайского рудопоявления в Казахстане. Содержащим В интервалам соответствуют пониженные значения и на диаграмме ННК-Т с малым зондом, и на диаграмме НГК с большим зондом.

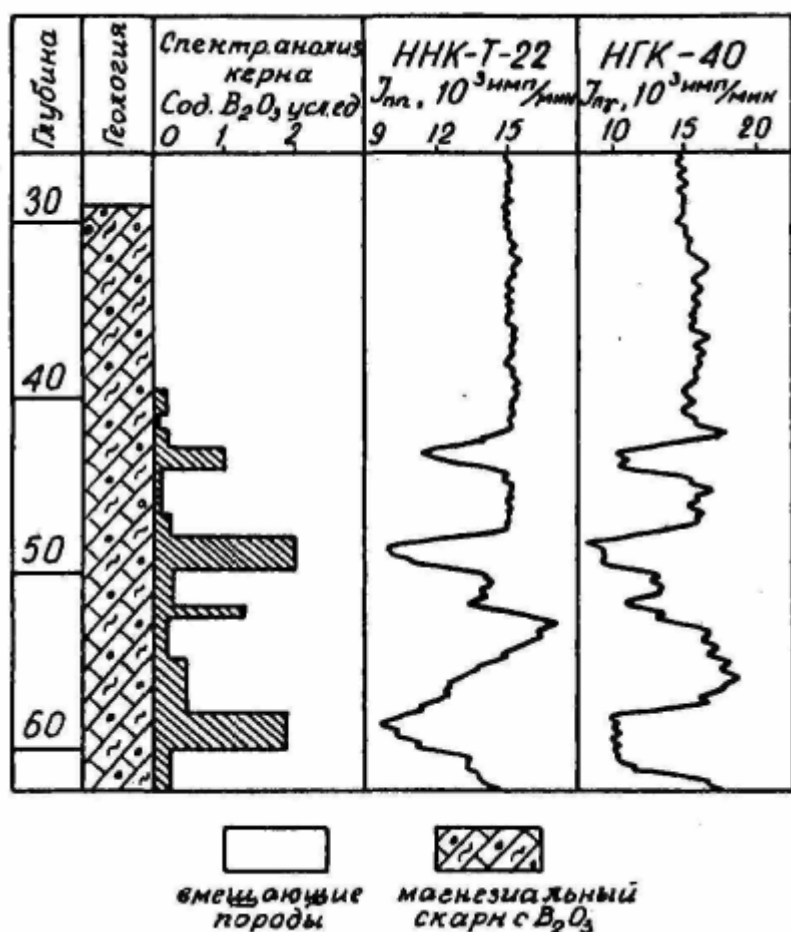


Рис. 25.11. Выделение содержащих В интервалов по данным нейтронных методов каротажа (по В.А. Щербакову и П.Д. Рябинову, 1984)

Контрольные вопросы

1. Какие особенности физических свойств характерны для большей части рудных полезных ископаемых?
2. Какие задачи решаются ГИС при разведке рудных месторождений?
3. С помощью каких методов возможно определение процентного содержания Fe в рудных подсечениях скважин?
4. По данным каких методов можно оценить содержание Mn в скважинах?
5. По каким методам можно оценить содержание O в скважинах?
6. По каким методам можно оценить содержание Si в скважинах?
7. По данным каких методов можно оценить содержание Pb и Zn в условиях скважин?
8. По каким методам ГИС определяют содержание Al?
9. Каким методом ГИС можно определить содержание Be в рудах?
10. Какой метод ГИС применяют для определения содержания K в руде?
11. Какой метод ГИС может быть использован для определения содержания B в руде?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

Добрынин В.М., Венделыптейн Б.Ю., Резванов В.А. и др. Промысловая геофизика: Учебник для вузов / Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра. - 342 с.

Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин: Учебник для вузов. Изд. 2. - М.: Недра, 1984. - 432 с.

Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин: Учебник для вузов / Под ред. Е.В. Каруса. - М.: Недра, 1990. - 398 с.

Дополнительная

Арцыбашев В.А. Ядерногеофизическая разведка: Учебное пособие для вузов. - М.: Атомиздат, 1972.-400 с.

Возжеников Г.С., Бельшев Ю.В. Радиометрия и ядерная геофизика: Учебное пособие. - Екатеринбург: Изд. УГГГА, 2000. - 406 с.

Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин / Л.И. Померанц, М.Т. Бондаренко, Ю.А. Гулин и др. - Учебник для техникумов. - М.: Недра, 1981. - 316 с.

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

Дахнов В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин: Учебник для вузов. - 2 изд. - М.: Недра, 1982. - 448 с.

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

Заворотько Ю.М. Геофизические методы исследования скважин: Учебник для техникумов. - М.: Недра, 1983. - 211 с.

Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах. - М.: Недра, 1982.-351 с.

Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учебное пособие для вузов, изд. 2. - М.: Недра, 1987. - 315 с.

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

Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин: Учебник для техникумов. -М.: Недра, 1973.-348 с.

Коннолли Э.Т. Справочник по каротажу эксплуатационных скважин. Перевод с англ. - М.: Недра, 1969. - 104 с.

Кривко Н.Н., Шароварин В.Д., Широков В.Н. Промысловая геофизическая аппаратура и оборудование: Учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1981. - 280 с.

Ларионов В.В., Резванов Р.А. Ядерная геофизика и радиометрическая разведка: Учебник для вузов. Изд. 3. - М.: Недра, 1988. - 325 с.

Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. - Изд. 2. - М.: Недра, 1990. - 312 с.

Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин: Учебное пособие для вузов. - Изд. 3. - М.: Недра, 1991.-219 с.

Мейер В.А. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие для вузов.-Л.: Изд. ЛГУ, 1981.

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

Мухер А.А., Шакиров А.Ф. Геофизические и прямые методы исследования скважин: Учебник для профтехобразования. - М.: Недра, 1981. - 295 с.

Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.: Недра, 1977. - 236 с.

Подземная геофизика / А.Г. Тархов, В.М. Бондаренко, В.Ф. Коваленко и др. -

М.: Недра, 1973.-312 с.

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

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

Скважинная и шахтная рудная геофизика. Справочник геофизика. В 2-х книгах / Под ред. В.В. Бродового. - М.: Недра, 1989. - 320 с. и 440 с.

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

Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика / Под. ред. О.Л. Кузнецова, А.Л. Поляченко. - Изд. 2. - М.: Недра, 1990. - 318 с.

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

31. Сковородников И.Г. Практическое руководство по обработке и интерпретации результатов геофизических исследований скважин: Учебное пособие. - Екатеринбург: Изд. УГГГА, 2001.-80 с.

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

Череменин Г.А. Прикладная геотермия. - Л.: Недра, 1977. - 236 с.

Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений / Ф.А. Алексеев, И.В. Гловацкая, Ю.А. Гулин и др. - М.: Недра, 1978. - 359 с.

35. Serra O. Advanced interpretation of wireline logs. - Houston: Schlumberger, 1986. - 295 p.

СОДЕРЖАНИЕ

Л е к ц и я 1

ВВЕДЕНИЕ 3

Классификация методов ГИС 3

Лекция 2

РАЗДЕЛ I. АППАРАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ ГИС

Способы измерения в ГИС .9

Способы измерения разности потенциалов и силы тока 12

Способы измерения частоты тока 13

Способ измерения временных интервалов 14

Контрольные вопросы, , 14

Лекция 3

Каротажные станции В

Регистрирующие приборы каротажных станций 18

Каротажные осциллографы (фоторегистраторы) 18

Автоматические каротажные потенциометры 20

Цифровые регистраторы 22

Компьютеризированные каротажные станции 25

Контрольные вопросы 27

Лекция 4

Скважинные приборы..... ; 27

Каротажные кабели 31

Синхронизация перемещения носителя записи с движением
кабеля и скважинного прибора 33

Контрольные вопросы 34

Лекция 5

РАЗДЕЛ II. МЕТОДЫ КАРОТАЖА 36

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ 36

Электрическая характеристика объекта исследований 36

Метод кажущихся сопротивлений 38

Физические основы метода 38

Типы зондов КС 40

Схема регистрации КС , 42

Связь кажущегося сопротивления с плотностью тока 44

Кривые КС на контакте пород разного сопротивления для зондов
различного типа 45

Контрольные вопросы 47

Л е к ц и я 6

Интерпретация диаграмм КС 47

Мощные пласты высокого сопротивления , 47

Тонкие пласты высокого сопротивления 51

Мощные пласты низкого сопротивления 53

Пласты средней мощности 54

Пласты сложного строения 55

Контрольные вопросы 56

Лекция 7

Метод резистивиметрии 57

Метод боковых каротажных зондирований 58

Аналогия методов БКЗ и ВЭЗ	58
Методика БКЗ	60
Типы кривых БКЗ	60
Интерпретация кривых БКЗ	63
Кривые зондирования	65
Стандартные зонды КС	67
Контрольные вопросы	67
:1	
Лекция	8
Метод микрозондов	68
Метод бокового каротажа	71
Микробоковой каротаж	76
Контрольные вопросы	77
Лекция	9
Индукционный каротаж	78
Физические основы метода	78
Исследовательские характеристики зондов ИК	79
Интерпретация результатов	82
Метод ВИКИЗ	85
Метод токового каротажа	85
Метод электродных потенциалов	88
Контрольные вопросы,	90
Лекция	10
Метод потенциалов собственной поляризации	90
Диффузионно-адсорбционные потенциалы	91
Фильтрационные потенциалы	96
Окислительно-восстановительные потенциалы	98
Контрольные вопросы,	99
Лекция	11
Схема записи диаграмм ПС	100
Помехи при записи диаграмм ПС	101
Интерпретация диаграмм ПС	105
Контрольные вопросы	108
Лекция	12
РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ	109
Гамма-каротаж	109
Физические основы метода	109
Аппаратура и методика каротажа	109
Интерпретация результатов	111
Гамма-гамма-каротаж	114
Процессы взаимодействия гамма-излучения с веществом	115
Плотностной гамма-гамма-каротаж	118
Селективный гамма-гамма-каротаж	119
Контрольные вопросы,,	122
Лекция	13
Рентген-радиометрический каротаж	123
Методы нейтронного каротажа с использованием	

стационарных источников нейтронов	127
Нейтронный гамма-каротаж (НГК)	127
Физические основы метода	127
Интерпретация результатов НТК	130
Литологическое расчленение разрезов скважин	131
Определение границ и мощностей пластов	132
Определение коэффициента пористости	132
Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам	134
Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам	135
Контрольные вопросы	136
Лекция	14
Импульсный нейтронный каротаж (ИНК)	137
Физические основы метода	137
Применение импульсного нейтронного каротажа	139
Гамма-нейтронный каротаж	142
Нейтронно-активационный каротаж	144
Контрольные вопросы	146
Л е к ц и я	15
ПРОЧИЕ ВИДЫ КАРОТАЖА	147
Термометрия скважин	147
Физические основы метода	148
Вывод уравнения геотермограммы	150
Техника измерений температуры в скважинах	154
Применение термометрии скважин для решения геологических и технических задач	157
Контрольные вопросы	162
Лекция	16
Магнитный каротаж	162
Физические основы метода	162
Интерпретация результатов КМВ	163
Скважинная магниторазведка	167
Физические основы метода	167
Методика работ	169
Интерпретация результатов	170
Акустический каротаж	173
Контрольные вопросы	176
Лекция	17
Механический каротаж	177
Газовый или геохимический каротаж	178
Физические основы метода	178
Аппаратура и регистрируемые параметры	179
Контрольные вопросы, —, •■, ■	185
Лекция	18
РАЗДЕЛ III. ОПЕРАЦИИ В СКВАЖИНАХ	186
Кавернометрия	186
Профилеметрия	189
Инклинометрия	190
Пластовая наклониметрия	190

Контрольные вопросы

Лекция 19

Цементометрия скважин	197
Дефектометрия обсадных колонн	201
Потокометрия в скважинах	206
Контрольные вопросы	211

Лекция 20

Отбор проб пластовых флюидов	212
Прострелочно-взрывные работы в скважинах	215
Отбор грунтов	215
Перфорация обсадных колонн	217
Торпедирование скважин	219
Контрольные вопросы;	220

Лекция 21

РАЗДЕЛ IV. СКВАЖИННАЯ ГЕОФИЗИКА	221
Метод электрической корреляции	221
Физические основы метода	222
Интерпретация и изображение результатов	224
Радиоволновое просвечивание	227
Физические основы метода	227
Методика измерений в скважинах	229
Интерпретация результатов	231
Контрольные вопросы	232

Лекция 22

РАЗДЕЛ V. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ПРИ РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ 233

Комплексирование методов ГИС на месторождениях нефти и газа	233
Литологическое расчленение разреза	234
Песчано-глинистый разрез	234
Карбонатный разрез	236
Выделение коллекторов в разрезах скважин	237
Определение пористости коллекторов	240
Определение пористости по удельному электрическому сопротивлению пород	241
Определение пористости по комплексу методов НТК и ПГТК	244
Контрольные вопросы	245
Лекция 23	
Определение нефтегазонасыщенности коллекторов	246
Определение проницаемости коллекторов	249
Определение положения водонефтяного и газожидкостных контактов	250
Контроль за разработкой месторождений	252
Геологические построения по данным каротажа на нефтяных и газовых месторождениях	253
Составление типового, нормального и сводного геолого-	

геофизического разреза	253	
Корреляция разрезов скважин и составление профильных геолого-геофизических разрезов	253	
Построение различных карт...	256	
Контрольные вопросы....	257	
Лекция 24		
Комплексирование методов ГИС при разведке подземных вод	258	
Роль ГИС при разведке подземных вод	258	
Литолого-гидрогеологическая документация разреза	258	
Определение границ водоносных горизонтов	259	
Определение пористости водоносных горизонтов	262	
Определение коэффициента фильтрации	262	
Оценка минерализации подземных вод	262	
Определение элементов динамики подземных вод	263	
Комплексирование методов ГИС на месторождениях ископаемых углей	265	
Физические свойства углей и вмещающих пород	266	
Задачи, решаемые каротажем в углеразведочных скважинах и методика работ	267	
Контрольные вопросы	269	
Лекция 25		
Комплексирование методов ГИС при разведке рудных месторождений	270	
Особенности физических свойств различных руд, решаемые задачи и методика работ	270	
Применение ГИС на месторождениях различных руд	271	
» Железные руды	271	
Марганец	274	
Хром	274	
Медь	276	
Свинец и цинк	279	
Алюминий	280	
Бериллий	282	
Калий	282	
Бор	283	
Контрольные вопросы	285	
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	286	
Основная	286	
Дополнительная	286	
Заявки на книгу направлять по адресу:		
620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30		
Уральская государственная горно-геологическая академия		
Институт геологии и геофизики		
Игорь Григорьевич Сковородников		

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Курс лекций

ЛР № 020256 от 20.01.97 г.

Подписано в печать 25.04.03 г. Бумага писчая. Формат 60×84 1/16. Печ. л. 18, 125. Уч.-изд. л. 18.

Печать офсетная. Тираж 100. Заказ 735

Информационно-издательский центр

620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30

Уральская государственная горно-геологическая академия

№ 4 рАО "ПОЛИГРАФИСТ" г. ЕКАТЕРИНБУРГ. ТУРГЕНЕВА, 20