

## **Глава 7      ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ      ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН (ГИС)**

Для детальных геологических исследований, решения вопроса о наличии полезных ископаемых, а также для подсчетов их запасов бурят скважины, которые изучают с помощью геофизических методов исследования скважин (ГИС). ГИС необходимы также для надежной интерпретации результатов исследований полевыми геофизическими методами.

### **7.1 Роль и место ГИС в комплексе геолого-геофизических работ**

#### **7.1.1 Задачи ГИС**

ГИС применяют для решения геологических и технических задач. К геологическим задачам, в первую очередь, относят литологическое расчленение разрезов, их корреляцию, выявление полезных ископаемых и определение параметров, необходимых для подсчета запасов. К техническим задачам относят изучение инженерно-геологических и гидрогеологических особенностей разрезов, изучение технического состояния скважин, контроль разработки месторождений нефти, газа и угля, проведение прострелочно-взрывных работ. В данном учебнике основное внимание уделено изучению задач геологического характера.

Решение стоящих перед ГИС задач в сложных условиях скважинной геометрии требует всестороннего изучения физических свойств среды. В связи с этим существует большое число методов ГИС, которые объединяют в несколько групп. Основные из них — электрические, электромагнитные, ядерно-физические и акустические. Существуют также термические, магнитные, гравиметрические, механические и геохимические методы. Таким образом, ГИС — понятие собирательное, характеризующее не тот или иной физический метод, а объект исследования, каким являются скважина и около-скважинная среда.

#### **7.1.2 Скважина как объект геофизических исследований**

Скважины бурят с целью изучения геологии, поисков и разведки месторождений нефти, газа, угля, руд, пресных и термальных вод, строительных материалов, решения задач гидрогеологии и инженерной геологии. Основное число скважин бурят при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений, где методы ГИС имеют особенно большое значение.

В процессе бурения горные породы претерпевают изменения. Плотные прочные породы изменяются мало. Диаметр скважины в них близок к номинальному (т.е. приблизительно равен диаметру долота). В породах рыхлых, трещиноватых, склонных к гидратированию и размыву, образуются каверны. Существенные изменения происходят при разбурировании коллекторов, содержащих те или иные пластовые флюиды (нефть, газ, воду), так как во избежание неконтролируемых выбросов при бурении осуществляют репрессию на пласт, т.е. гидростатическое давление промывочной жидкости поддерживают выше пластового давления. В результате возникает фильтрация скважинной жидкости в проницаемые пласты. Исходный флюид — нефть, газ, пластовая вода — оттесняется, образуется зона проникновения, диаметр которой может превышать номинальный диаметр скважины на несколько сантиметров, десятков сантиметров и даже метров. Наличие этой зоны существенно усложняет определение характера насыщения пласта. Подвергшуюся наибольшему воздействию часть зоны проникновения называют промытой зоной.

Размеры пор пород-коллекторов обычно не превышают сотен микрометров, что меньше размера глинистых частиц промывочной жидкости. Поэтому в пласт проникает лишь фильтрат жидкости, глинистые же частицы осаждаются на стенке скважины,

уменьшая ее диаметр, Таким образом, уменьшение диаметра скважины за счет образования глинистой корки характеризует, как правило, наличие проницаемого интервала. В трещиноватых коллекторах с большой раскрытостью трещин глинистая корка может не образовываться.

После окончания бурения скважину обсаживают и цементируют. Наличие стальной колонны практически исключает возможность применения электрических и электромагнитных методов. Поэтому такие методы применяют в открытом стволе. Ядерно-физические, акустические и некоторые другие методы, напротив, можно применять как в открытом, так и в обсаженном стволе.

Наличие глинистой корки, зоны проникновения (в частности, промытой зоны), цементного камня и колонны делают актуальным вопрос о глубинности методов. Существуют микро- и макроустановки. Первые служат для изучения ближней зоны, вторые создают принципиальную возможность изучения дальней (неизменной) зоны.

До создания методов ГИС разрезы скважин изучали путем отбора и исследования кернового материала. Однако этот метод обладает рядом существенных недостатков: значительно возрастают время проходки скважины и ее стоимость; вынос керна обычно не бывает полным, в связи с чем сплошная информация о разрезе отсутствует; привязка керна по глубине затруднена; радиус исследований мал; керн отбирают из участков, подвергшихся наибольшему воздействию при бурении. В то же время ГИС дают сплошную, надежно привязанную по глубине информацию со значительно большим радиусом исследования. Стоимость проведения ГИС и связанные с ними затраты времени меньше, чем при отборе керна.

Однако даже широкое внедрение ГИС не позволяет полностью отказаться от отбора керна. Существуют задачи, которые пока можно надежно решить лишь на керновом материале: детальное изучение условий осадконакопления и диагенеза, определение типа порового пространства, минерального состава и некоторые другие. Кроме того, хотя корреляционные связи между геологическими и физическими параметрами достаточно тесны, их конкретный вид для того или иного района неизвестен и может быть изучен лишь на основе лабораторных исследований керна. Таким образом, ГИС совместно с исследованием кернового материала составляет единый комплекс геолого-геофизического изучения разрезов скважин. Внедрение ГИС в практику геологических исследований позволило существенно сократить отбор керна, не исключив его совсем. В настоящее время число скважин, бурящихся с отбором керна, составляет несколько процентов от их общего числа.

## 7.2 Электрические и электромагнитные методы

### 7.2.1 Методы потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)

Методы потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород основаны на изучении естественных электрических полей в скважинах. Естественные поля возникают в результате электрической активности диффузионно-адсорбционного, окислительно-восстановительного, фильтрационного и электродного характера.

**Диффузионно-адсорбционная ЭДС.** Пластовые и скважинные воды являются электролитами, поскольку в них присутствуют ионы растворенных солей. В подавляющем большинстве случаев — это ионы натрия и хлора. Ионы диффундируют в различных направлениях, однако результирующий поток диффузии направлен в сторону раствора меньшей концентрации, каким обычно является вода, составляющая основу промывочной жидкости. Анионы — ионы хлора — движутся быстрее, чем катионы — ионы натрия. Поэтому в скважине против содержащего пластовую воду коллектора ионов хлора оказывается больше, чем ионов натрия. Возникший объемный отрицательный заряд обуславливает наличие ЭДС, которую из-за происхождения называют диффузионной. Ее величина  $E_D$  может быть оценена по формуле

$$E_D = - 11,6 \lg C_B / C_\Phi$$

где  $C_B$ ,  $C_\phi$  — концентрации NaCl в пластовой воде и фильтрате промывочной жидкости соответственно.

В реальных условиях картина выглядит несколько сложнее. Пластовая вода находится в капиллярах. Схематический разрез капилляра приведен на рис. 7.1. На границе твердой и жидкой фаз в капилляре образуется двойной электрический слой: положительные ионы адсорбируются твердой фазой и компенсируют отрицательный заряд, образующийся на поверхности твердого тела при его контакте с водой. Слой положительных ионов неоднороден. Та его часть, которая ближе к твердой фазе, неподвижна, удаленная же (диффузный слой) подвижна и адсорбированные в ней ионы также диффундируют в сторону меньшей концентрации, т.е. в сторону скважины. Центральную часть капилляра занимает электронейтральный канал, содержащий катионы и анионы. Следовательно, объемный заряд против содержащего капилляры пласта обусловлен разницей количества катионов, поступающих из диффузного слоя, и количества анионов, поступающих из электронейтрального канала. Таким образом, он обусловлен не только диффузионной, но и диффузионно-адсорбционной активностью. Результирующую диффузионно-адсорбционную ЭДС оценивают по формуле

$$E_{ДА} = \left( \frac{s_1}{s} k_D + \frac{s_2}{s} A_{ДА} \right) \cdot \lg \frac{C_B}{C_\phi} = k_{ПС} \lg \frac{C_B}{C_\phi}, \quad (7.1)$$

где  $s$  — сечение капилляра;  $s_1$ ,  $s_2$  — сечения канала и диффузного слоя соответственно;  $k_D$  — коэффициент диффузионной активности;  $A_{ДА}$  — диффузионно-адсорбционная активность породы;  $k_{ПС}$  — коэффициент аномалии ПС или электрохимическая активность. Для раствора NaCl  $k_D = -11,6$ ;  $A_{ДА} = 58$ . При уменьшении диаметра капилляра толщина диффузного слоя изменяется мало, диаметр же электронейтрального канала уменьшается и в пористых непроницаемых породах, какими являются глины, стремится к нулю. Соответственно отношение  $s_1/s$  также стремится к нулю, а  $s_2/s \rightarrow 1$ . Поэтому в чистых глинах

$$E_{ДА \max} = A_{ДА} \lg \frac{C_B}{C_\phi} = 58 \lg \frac{C_B}{C_\phi}$$

В хороших коллекторах (например, чистых крупнозернистых песчаниках)  $s_1/s \rightarrow 1$ , а  $s_2/s \rightarrow 0$ . В связи с этим

$$E_{ДА \min} = -11,6 \lg \frac{C_B}{C_\phi}$$

Значения  $k_{ПС}$  и, соответственно, аномалии ПС характеризуют литологию пород и их проницаемость. Например, изменение  $k_{ПС}$  от -11,6 до 58 соответствует переходу от чистых, хорошо проницаемых песчаников к песчаникам глинистым, далее — к песчанистым глинам и, наконец, к чистым непроницаемым глинам.

Методы ПС, основанные на диффузионно-адсорбционной активности, можно применять в нефтегазовых, гидрогеологических и инженерно-геологических скважинах для выделения коллекторов, оценки их глинистости и связанной с этим проницаемости,

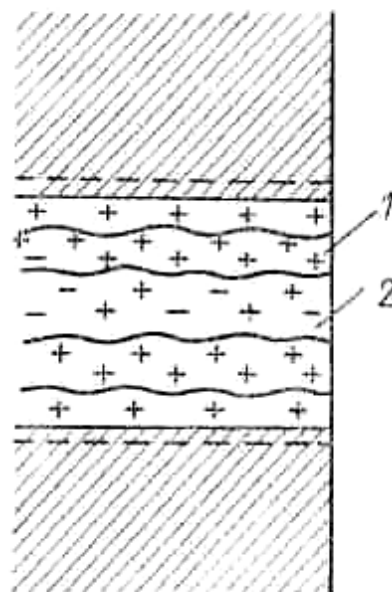


Рис. 7.1 Схематический разрез капилляра.

- 1 — диффузный слой;
- 2 — электронейтральный канал

для выделения глин и глинистых разностей, образующих непроницаемые и плохо проницаемые пласты, для корреляции разрезов по хорошо выдержанным толщам.

Кроме того, поскольку значение  $E_{ДА}$  пропорционально  $lg C_B / C_\phi$ , зная концентрацию солей в фильтрате промывочной жидкости  $C_\phi$ , можно оценить их концентрацию в пластовой жидкости  $C_B$ . Снижение  $C_B$  в нефтегазовых пластах, а также в интервалах прорыва пресных нагнетаемых вод приводит к снижению амплитуды ПС, что также является диагностическим признаком.

**Фильтрационные потенциалы.** При течении жидкости через горные породы возникают потенциалы фильтрации, происхождение которых также связано с наличием двойного электрического слоя и, в частности, его подвижной диффузной части. Поскольку ионы диффузного слоя подвижны, протекающая через капилляр жидкость увлекает часть ионов диффузного слоя, в результате чего сам капилляр заряжается положительно. В той его части, где за счет смещения диффузного слоя отрицательный заряд оказался нескомпенсированным, возникает отрицательный потенциал. При течении жидкости в пласт в скважине возникает отрицательный потенциал, при течении из пласта — положительный. Методы ПС, основанные на фильтрационной активности, применяют, главным образом, в гидрогеологических скважинах с целью выделения участков притока или поглощения жидкости.

**Электродные потенциалы.** Катионы пород, обладающих электронной проводимостью (сульфидные руды, графит, антрацит), взаимодействуя с полярными молекулами воды, переходят в раствор. Поверхность пород заряжается при этом отрицательно, а раствор — положительно. Возникающую разность потенциалов называют электродной. В разрезах угольных и рудных скважин величина и структура естественного электрического поля в значительной степени обусловлена потенциалами электродного происхождения.

**Реализация методов ПС при скважинных наблюдениях.** При измерении потенциалов ПС диффузионно-адсорбционной и фильтрационной активности применяют, как правило, схему, приведенную на рис. 7.2, а. Разность потенциалов, возникающую между электродами,

$$\Delta U_{ПС} = U_M - U_N$$

где  $U_M$  и  $U_N$  — потенциалы электродов  $M$  и  $N$  соответственно. Так как электрод  $N$  неподвижен, его потенциал не изменяется. Поэтому  $\Delta U_{ПС} = U_M - \text{const}$ , т.е.  $\Delta U_{ПС}$  отличается на постоянную величину от потенциала  $U_M$ . Скомпенсировав постоянную ве-

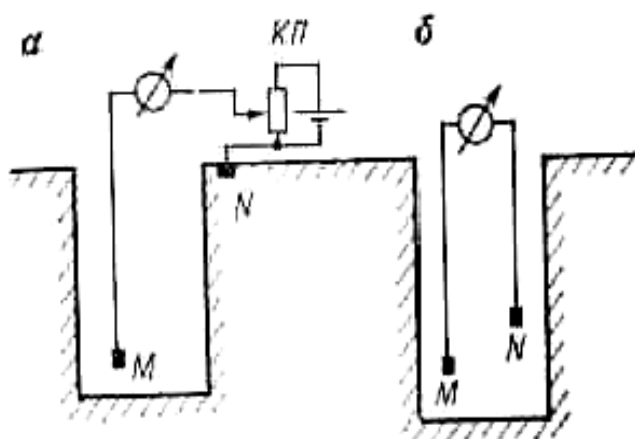


Рис. 7.2. Схема проведения измерений потенциалов (а) и градиентов потенциала (б) методом ПС. КП — компенсатор полярности

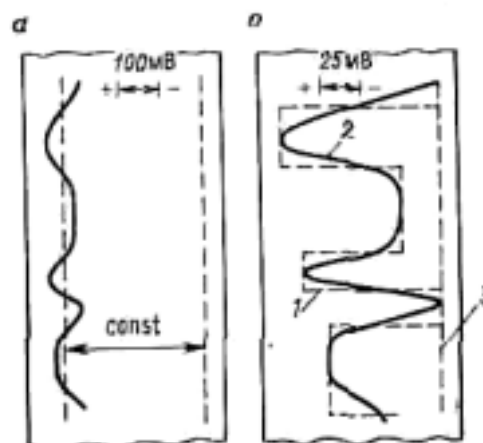


Рис. 7.3. Диаграммы метода ПС до компенсации постоянной составляющей (а) и после ее компенсации (б).

1 — статическая диаграмма;  
2 — фактическая диаграмма; 3 — линия глин

личину, можно существенно детализировать диаграмму ПС (рис.7.3). Для компенсации постоянной величины служит электрический компенсатор КП (см. рис. 7.2, а). При детальном изучении разрезов скважин, а также в случае сильных помех регистрируют диаграммы градиента ПС (рис. 7.2, б). Следует отметить, что они значительно менее наглядны и более сложны для интерпретации.

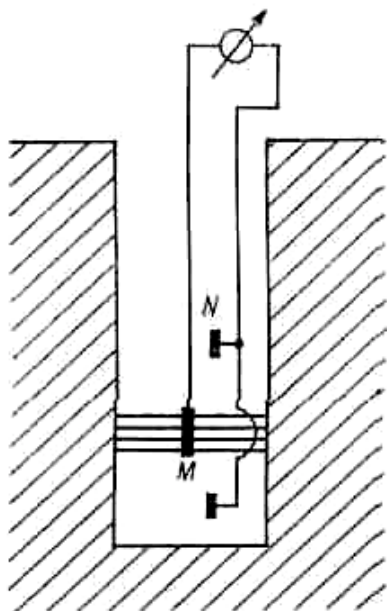


Рис 7.4 Схема проведения МЭП

Для реализации метода, основанного на электродной активности (метод электродных потенциалов—МЭП), служит установка, содержащая касающийся стенки скважины штрих-электрод  $M$  и раздвоенный электрод  $N$  (рис.7.4). При касании электродом  $M$  породы, обладающей большим электродным потенциалом, разность потенциалов  $\Delta U_{MN}$  возрастает.

На регистрации электродных потенциалов основан также метод гальванических пар (МГП). Установка МГП подобна применяемой в методе МЭП, хотя цинковый штрих-электрод  $M$  служит для нанесения тонкого слоя металла на поверхность рудного тела. Разность электродных потенциалов металла электрода и породы обуславливает возникновение гальванического элемента. Чем тверже рудное тело, тем значительнее след истирающегося электрода и, соответственно, больше значение электрического потенциала, а также продолжительнее действие образовавшейся гальванической пары. Например, потенциал, возникающий при взаимодействии цинкового электрода с пиритом, достигает в первый момент сотен милливольт.

**Вид диаграмм ПС.** Диаграммы методов ПС характеризуют изменения соответствующих потенциалов — диффузионно-адсорбционных, фильтрационных, электродных в зависимости от глубины скважины. Наибольшее распространение получили методы, основанные на диффузионно-адсорбционной активности. Их диаграммы приведены на рис. 7.3. Видно, что в качестве нуля на них условно выбирают положение, соответствующее максимальному положительному отклонению,— линию глин. Отсчет берут справа налево. Следовательно, амплитуда ПС в чистых глинах равна нулю.

Диаграммы изменения ЭДС называют статическими. Протекание токов между участками с различными потенциалами приводит к тому, что фактические диаграммы отличаются от статических так же, как разность потенциалов на электродах источника электрического тока отличается от его ЭДС. Все факторы, способствующие увеличению тока (повышение минерализации промывочной жидкости, увеличение диаметра скважины, а также снижение мощности исследуемого пласта), приводят к увеличению расхождения между фактическими и статическими диаграммами. При чрезмерно соленых промывочных жидкостях или пластах очень малой мощности (в 2 раза и более меньших диаметра скважины) расхождение может оказаться столь большим, что метод становится неэффективным. В благоприятных условиях можно восстановить статическую диаграмму по известной фактической.

Метод ПС является одним из основных электрических методов при исследовании разрезов нефтегазовых скважин. Он включен также в обязательный комплекс исследований инженерно-геологических и гидрогеологических скважин. Для изучения рудных и угольных скважин используют методы гальванических пар (МГП) и электродных потенциалов (МЭП).

### 7.2.2 Методы кажущегося сопротивления (КС)

**Петрофизические основы методов КС.** Как известно, электрическая проводимость горных пород может иметь электронный и ионный характер (см. гл.4). Удельное электрическое сопротивление горных пород с ионной проводимостью зависит, главным образом, от количества содержащейся в них воды и степени ее минерализации, т.е. от коэффициента пористости породы  $k_n$  и удельного сопротивления пластовой воды  $\rho_в$ , которое приблизительно обратно пропорционально ее минерализации. Измерив удельное электрическое сопротивление водонасыщенной породы  $\rho_{вн}$  и зная сопротивление  $\rho_в$ , можно определить  $k_n$ , воспользовавшись эмпирической зависимостью:

$$\rho_{вн} / \rho_в = P_n = \alpha_n / k_n^m \approx 1 / k_n^2, \quad (7.2)$$

где  $P_n$  — параметр пористости;  $\alpha_n$ ,  $m$  — константы для конкретного типа пород, определяемые, как правило, на основе исследования керна. Для глин и сильно глинистых пород формула (7.2), в принципе, не выполняется, так как ионы диффузного слоя обеспечивают высокую удельную проводимость водонасыщенных глин и при малой минерализации пластовых вод (удельное сопротивление глин не превосходит обычно 30 Ом м).

В нефтегазонасыщенных породах только часть порового пространства занята водой, поэтому их удельное сопротивление больше, чем у пород водонасыщенных. Это увеличение оценивают параметром насыщения

$$P_n = \rho_{нт} / \rho_{вн},$$

где  $\rho_{нт}$  — удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенной породы. Зная корреляционную зависимость между  $P_n$  и коэффициентом нефтегазонасыщенности  $k_{нз}$  или водонасыщенности  $k_в$  ( $k_в = 1 - k_{нз}$ ) для данного района, можно, измерив  $\rho_{вн}$  и  $\rho_{нт}$ , найти  $k_{нз}$ . Для ориентировочных расчетов  $P_n = 1 / k_в^2$ .

Полезные ископаемые с электронной проводимостью (руды, графит, антрацит) идентифицируют по минимумам удельного сопротивления, а их содержание оценивают по соответствующим корреляционным зависимостям.

**Электрическое поле в однородной среде.** В гл.4 получены выражения для расчета удельного электрического сопротивления однородного полупространства. Для однородного пространства формулы расчета получают таким же образом, но коэффициенты установок должны быть в 2 раза больше. Это объясняется тем, что для получения той же разности потенциалов  $\Delta U$  между приемными электродами  $MN$  в однородной

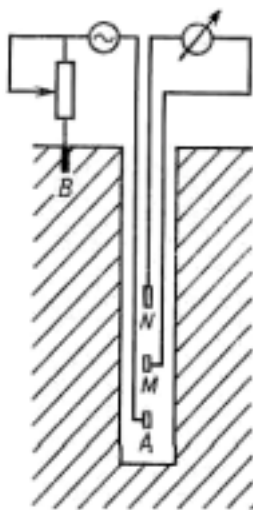


Рис. 7.5 Схема измерения методом КС

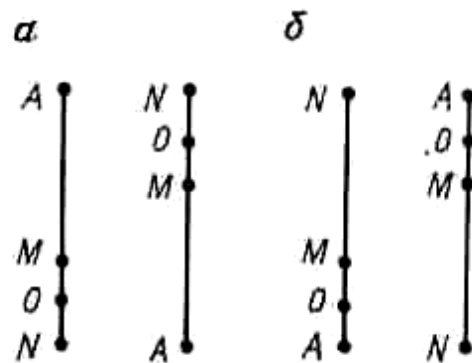


Рис. 7.6 Виды зондов КС.  
а — градиент-зонды;  
б — потенциал-зонды

среде с  $\rho_n$  в питающую линию  $AB$  следует подавать ток  $I$  в 2 раза больший, чем в полу-пространство с тем же  $\rho_n$ .

В частности, удельное электрическое сопротивление, измеренное трехэлектродной установкой  $AMN$ , рассчитывают по формуле (3.4), в которой вместо  $2\pi$  берут  $4\pi$ :

$$\rho_n = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I}. \quad (7.3)$$

Трехэлектродную установку  $AMN$ , предназначенную для измерения  $\rho_n$ , называют зондом КС. Четвертый электрод  $B$  размещают на поверхности (рис. 7.5).

Величину  $k=4\pi AM \cdot AN / MN$  называют коэффициентом зонда. Если расстояние  $MN \gg AM$ , установку называют потенциал-зондом, если  $MN \ll AM$  — градиент-зондом. Электроды могут быть расположены в порядке, приведенном на рис. 7.6. Величину  $L=AM$  называют длиной потенциал-зонда. Длиной  $L$  градиент-зонда называют расстояние от  $A$  до точки записи  $O$ , расположенной в центре между  $M$  и  $N$ . Зонды обозначают следующим образом:  $A \dots M \dots N$  или  $N \dots M \dots A$ . Между буквами ставят соответствующие расстояния. Если обозначение начинается с буквы  $A$  — зонд называют

последовательным, если с  $N$  — обращенным. Например:  $A1,0M0,1N$  — последовательный градиент-зонд с  $L=1,05$  м;  $N1,0M0,1A$  — обращенный потенциал-зонд с  $L=0,1$  м.

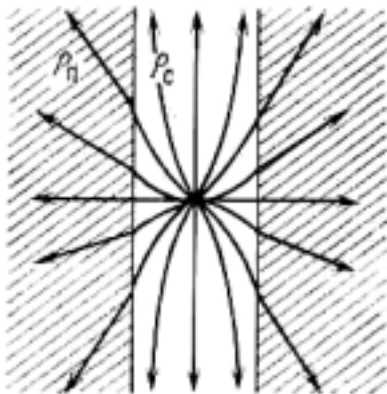


Рис.7.7 Характер распределения токовых линий при наличии скважины с  $\rho_c < \rho_n$

#### Кажущееся электрическое сопротивление.

Выше среда считалась однородной. Практически же она всегда имеет границы, искажающие вид поля. Например, наличие скважины, удельное сопротивление в которой  $\rho_c < \rho_n$ , деформирует поле (рис. 7.7). Поэтому удельное электрическое сопротивление, рассчитанное по формуле (7.4), — не истинное удельное сопротивление породы  $\rho_n$ , а кажущееся удельное сопротивление  $\rho_k$ . Следовательно, кажущееся удельное электрическое сопротивление среды можно рассматривать как истинное удельное электрическое сопротивление фиктивной однородной среды, в которой при данных геометрических размерах зонда, т.е. при данном коэффициенте зонда  $k$  и данном токе  $I$ , создается такая же разность потенциалов  $\Delta U$ , как в изучаемой неоднородной среде (см. п. 4.1).

В общем случае  $\rho_n \neq \rho_k$  из-за влияния скважины, вмещающих пород, зоны проникновения и т. д. Суть метода КС заключается в том, чтобы зарегистрировать одну или несколько диаграмм  $\rho_k$  и, воспользовавшись методами интерпретации для учета влияния названных выше факторов, определить истинное значение удельного электрического сопротивления  $\rho_n$ .

Вид диаграмм КС в пластах высокого сопротивления большой мощности приведен на рис.7.8. Видно, что диаграмма градиент-зонда отличается от диаграммы потенциал-зонда своей асимметричностью, позволяющей более надежно идентифицировать кровлю и подошву пластов.

Зонды КС применяют для литологического расчленения разрезов, выделения полезных иско-

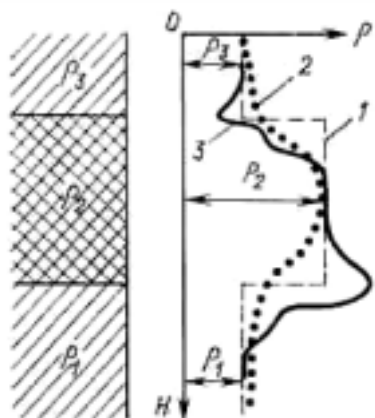


Рис. 7.8 Диаграммы удельного электрического сопротивления: истинного (1) и кажущегося для потенциал-зонда (2) и градиент-зонда (3) в пласте высокого сопротивления большой мощности

паемых — руд, водоносных и нефтегазоносных коллекторов. В благоприятных условиях ( $\rho_n$  ненамного превосходит  $\rho_c$  и мощность пласта  $h \gg L$ ) они позволяют найти  $\rho_n$ , и определив  $P_n$  и  $P_n$ , оценить коллекторские свойства пластов.

**Боковое каротажное зондирование.** В общем случае значение  $\rho_k$ , как уже говорилось, зависит не только от  $\rho_n$ , но и от длины зонда  $L$ , его расстояния до границы пласта  $z$ , мощности пласта  $h$ , диаметра скважины  $d$ , диаметра зоны проникновения  $D$ , сопротивления скважинной жидкости  $\rho_c$  и некоторых других параметров. Изменяя длину зонда, можно изменять степень влияния того или иного фактора на значение  $\rho_k$ . Например, для зонда очень малых размеров, в силу его малости и удаленности от стенок скважины, влияние  $\rho_n$  будет несущественным и  $\rho_k \approx \rho_c$ . Для большого зонда влияние  $\rho_n$  будет значительно сильнее. Чем больше длина зонда  $L$  (или отношение  $L/d$ ), тем сильнее влияние  $\rho_n$  и меньше влияние  $\rho_c$  (рис. 7.9).

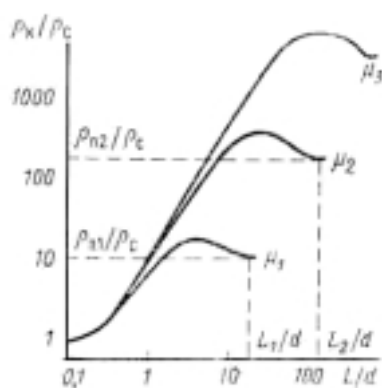


Рис. 7.9 Графики зависимости логарифма  $\rho_n/\rho_c$  от логарифма  $L/d$ .

Начиная с определенной оптимальной длины зонда  $L_1$ ,  $\rho_c$  практически перестает влиять на показания, и для пласта с  $h \gg L$  можно считать  $\rho_k = \rho_n$  (график  $\mu_1$  на рис. 7.9). Дальнейшее увеличение длины зонда не изменяет картины. Если увеличить шунтирующее влияние скважины, увеличив  $\rho_n$  и сохранив прежнее  $\rho_c$ , то для выполнения условия  $\rho_k \approx \rho_n$  потребуется зонд большей оптимальной длины  $L_2$  (график  $\mu_2$ ). Семейство графиков, отражающих зависимость  $\rho_k$  от длины зонда  $L$  (точнее  $\lg \rho_n/\rho_c$  от  $\lg L/d$ ), называют палеткой. Шифр графика — отношение  $\rho_n/\rho_c = \mu$  — именуют его модулем. При значениях  $\mu > 20$  применять зонды оптимальной длины, как правило, не удается, так как они оказываются соизмеримы с мощностью пластов или больше нее. Однако для определения  $\rho_n$  достаточно провести измерения  $\rho_k$  несколькими зондами разной длины, меньшей чем оптимальная. Полученные при этом точки с координатами  $\lg \rho_k$  —  $\lg L$  лягут

на тот график палеточного семейства зависимостей  $\lg \rho_n/\rho_c$  —  $\lg L/d$ , модуль которого  $\mu$  соответствует искомому значению  $\rho_n$ . Определив  $\mu$ , легко можно найти  $\rho_n$ :  $\rho_n = \mu \rho_c$ . Такую методику называют боковым каротажным зондированием (БКЗ).

Существуют альбомы палеточных зависимостей, предназначенные для интерпретации материалов в пластах большой и ограниченной мощности, а также при наличии зоны проникновения. Разработаны алгоритмы и программы, автоматизирующие процесс интерпретации БКЗ. Методом БКЗ исследуют разрезы с целью детального изучения пластов и получения их количественных характеристик (в первую очередь  $k_n$  и  $k_{нз}$ ). Обычно БКЗ проводят только в продуктивном участке разреза.

**Микрометоды КС.** Применяют три микрометода КС: резистивиметрию, микрозондирование, пластовую наклонометрию.

Резистивиметрию проводят с целью определения сопротивления скважинной жидкости и выполняют градиент-зондом столь малой длины, что влиянием стенок скважины можно пренебречь. Такой зонд называют резистивиметром.

Микрозондирование выполняют прижатым к стенке скважины градиент-микрозондом или потенциал-микрозондом. Оно служит для детального изучения ближней зоны. Поскольку радиус исследования градиент-зонда много меньше, чем потенциал-зонда, на его показания большое влияние оказывает глинистая корка, образующаяся в коллекторах. Сопротивление глинистой корки меньше сопротивления породы, поэтому о ее наличии и, следовательно, о наличии коллектора свидетельствует занижение  $\rho_k$ , измеренного градиент-микрозондом, по отношению к  $\rho_k$ , измеренному потенциал-зондом. В непроницаемых пластах показания обоих зондов совпадают.



Пластовая наклонометрия заключается в проведении исследований несколькими микрозондами, расположенными таким образом, что их точки записи лежат в одной плоскости, перпендикулярной к оси скважины. При прохождении установкой горизонтальной границы все микрозонды пересекут ее одновременно. Аномалии на каждой из диаграмм совпадут по глубине. Если граница наклонена, аномалии будут смещены одна относительно другой на величины, пропорциональные углу наклона границы. В настоящее время в пластовых наклономерах чаще применяют микрозонды с фокусировкой тока. В целом нужно отметить большую информативность методов пластовой наклонометрии.

**Метод скользящих контактов (МСК).** МСК основан на определении кажущегося удельного сопротивления пород путем измерения тока в цепи питающего электрода  $A$ . Ток возрастает против пластов низкого сопротивления и падает против пластов высокого сопротивления. Электрод состоит из одной или нескольких металлических щеток, которые прижимают к стенке скважины. Такая конструкция снижает влияние промывочной жидкости на величину регистрируемого сигнала, в связи с чем МСК можно применять в скважинах, заполненных пресной промывочной жидкостью и даже сухих. Он служит для выделения пластов антрацита, сульфидов, магнетитовых, медноколчеданных и других руд, обладающих низким удельным сопротивлением.

### 7.2.3 Электрические методы с фокусировкой тока

При больших значениях  $\rho_n/\rho_c$  ( $\rho_n/\rho_c > 200$ ) шунтирующее влияние скважины оказывается столь велико, что метод КС не обеспечивает необходимой точности даже в модификации БКЗ. Серьезные ограничения возникают и для применения методов КС в пластах ограниченной мощности, особенно если удельное сопротивление вмещающих пород  $\rho_{вм}$  мало ( $\rho_n/\rho_{вм} > 20$ ).

В обоих случаях ток распространяется не по исследуемому пласту: в первом он течет главным образом вдоль ствола скважины, во втором — уходит во вмещающие породы (рис. 7.10). Для устранения этих недостатков были созданы методы с фокусировкой тока. За рубежом они известны под названием «Латерлог». В СССР употребляют термин боковой каротаж (БК).

Фокусировку осуществляют экранными электродами ( $A_1$  и  $A_2$ ) семиэлектродного зонда, напряжение на которые подают в фазе с напряжением питающего электрода  $A_0$  (рис. 7.11). Строгая горизонтальность токовых линий, обеспечивающая их распространение только по исследуемому пласту, контролируется отсутствием вертикальных составляющих тока и, соответственно, нулевой разностью потенциалов вдоль оси сква-

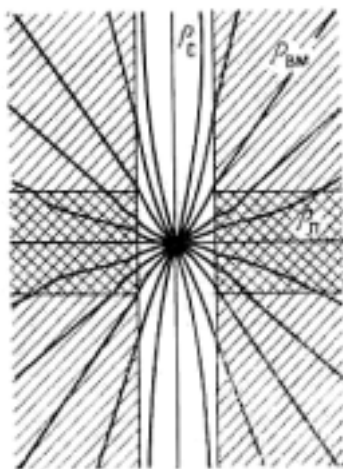


Рис. 7.10 Влияние вмещающих пород низкого сопротивления ( $\rho_n \gg \rho_{вм}$ ) на характер распределения токовых линий

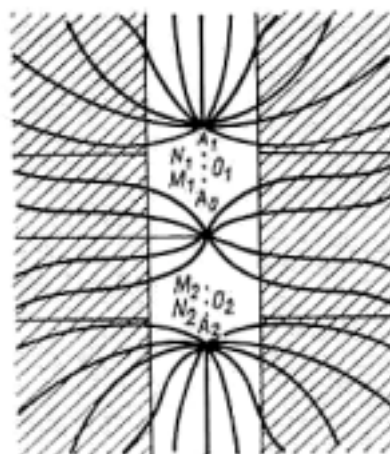


Рис. 7.11 Характер распределения токовых линий при семиэлектродном электрическом каротаже с автоматической регулировкой тока

жины на участках  $M_1N_1$  и  $M_2N_2$  ( $\Delta U_{M_1N_1} = 0$ ,  $\Delta U_{M_2N_2} = 0$ ). При нарушении этого условия ток, проходящий через экранные электроды  $A_1$  и  $A_2$ , автоматически изменяется. При расхождении пучка он увеличивается, при схождении — уменьшается.

В качестве длины зонда принята величина  $L = O_1 O_2$ . Измеряемое удельное электрическое сопротивление породы  $\rho_k \approx k \cdot U / I$ , где  $U$  — потенциал на участке  $M_1N_1$  или  $M_2N_2$ ;  $k$  — коэффициент зонда. При  $\rho_n \gg \rho_c$ , т.е. для типичных условий применения метода БК, коэффициент  $k \approx L$ . Рассматриваемая установка по существу представляет собой потенциал-зонд с фокусировкой тока, поэтому получаемые диаграммы, как и диаграммы обычного потенциал-зонда, представляют собой плавные кривые, симметричные относительно центра пласта.

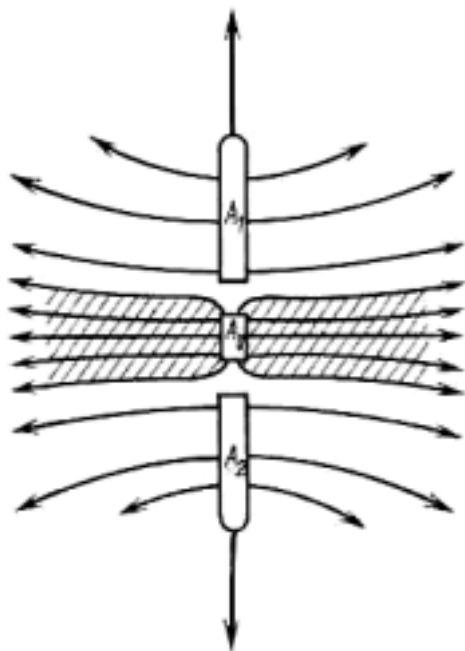


Рис.7.12 Характер распределения токовых линий при трехэлектродном каротаже с фокусировкой тока

Методы с фокусировкой тока обеспечивают необходимую точность при высоких значениях отношения  $\rho_n/\rho_c$  даже при мощностях пластов, приближающихся к длине зонда. Получаемые значения удельного сопротивления меньше отличаются от истинных, чем в методе КС, поэтому наряду с термином кажущееся удельное сопротивление, по отношению к результатам, полученным методом с фокусировкой тока, иногда применяют термин эффективное удельное сопротивление —  $\rho_{\text{Э}}$ . Ограничением метода является случай глубокой повышающей зоны проникновения.

Наряду с семиэлектродными зондами применяют трех- и девятиэлектродные зонды с фокусировкой тока. Трехэлектродные установки являются аналогами семиэлектродных. Фокусировку осуществляют двумя протяженными электродами (рис.7.12), обеспечивающими нулевую разность потенциалов выше и ниже точки  $A_0$  по оси скважины. Однако по технологическим и методическим параметрам трехэлектродные установки уступают семиэлектродным и постепенно вытесняются ими из практики ГИС. Зонды с де-

вятью электродами (псевдобокковой каротаж) служат для исследования зоны проникновения, в связи с чем ток на выходе из зоны проникновения принудительно расфокусируется.

Широкое применение при больших значениях отношения  $\rho_n/\rho_c$  находят микрозонды с фокусировкой тока. Это вызвано тем, что обычные микрозонды во многих случаях не обеспечивают необходимой точности измерений (соленые промывочные жидкости, значительная глинистая корка). Микрозонды с фокусировкой тока позволяют получать количественную информацию в более широком диапазоне отношения  $\rho_n/\rho_c$ . В принципе, они аналогичны макроустановкам и отличаются от них малыми размерами.

**Методы с фокусировкой тока** решают те же задачи, что и методы КС. Однако их можно применять в сложных геолого-геофизических условиях, например, в сильно дифференцированных карбонатных толщах, разбуриваемых с применением солевых промывочных жидкостей.

#### 7.2.4 Электромагнитные методы ГИС

Электромагнитные методы основаны на применении электромагнитного поля, индуцирующего вторичное электромагнитное поле в горных породах. В связи с этим они не требуют гальванического (непосредственного) контакта токоведущих элементов с исследуемой средой. Их можно применять в «сухих» скважинах, пробуренных с ис-

пользованием не проводящих ток пресных промывочных жидкостей и жидкостей на нефтяной основе, а также при малых значениях отношения  $\rho_n/\rho_c$  (например, для выделения рудных тел или тонких прослоев аргиллитов, залегающих в карбонатных породах).

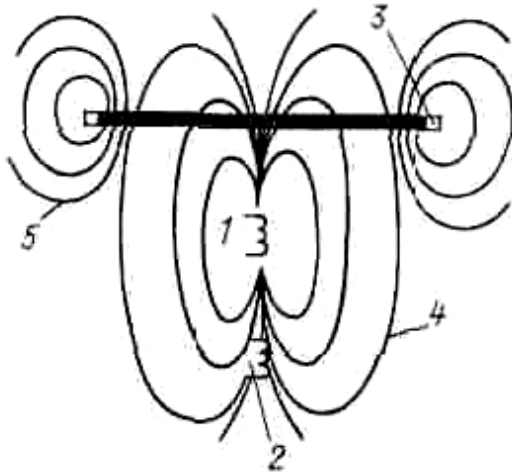


Рис.7.13 Схема проведения измерений индукционным методом.

1 — генераторная катушка; 2 — приемная катушка; 3 —  $i$ -е токовое кольцо; 4 — линия напряженности первичного магнитного поля; 5 — линия напряженности вторичного магнитного поля

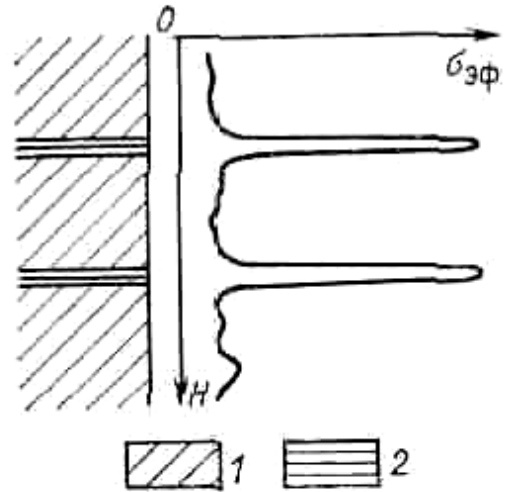


Рис.7.14 Пример выделения прослоев глин в известняках высокого сопротивления.

1 — известняки; 2 — глины

Различают низкочастотные (20—60 кГц) и высокочастотные (1—40 мГц) электромагнитные методы. Основное применение в практике нашел низкочастотный метод, известный под названием индукционного. В принципе, индукционный зонд состоит из двух катушек—генераторной и приемной (рис. 7.13). Генераторная катушка создает первичное электромагнитное поле, приводящее к возникновению в горных породах вихревых токов (токов Фуко). Схематически картина выглядит так, будто пространство заполняется элементарными токовыми кольцами с центрами на оси скважины — вихревыми токами. Ток в каждом  $i$ -м кольце прямо пропорционален электродвижущей силе  $E_i$ , создаваемой первичным полем в области этого кольца, и обратно пропорционален электрическому сопротивлению  $R$  горных пород, составляющих кольцо. Воспользовавшись законом Ома, можно записать

$$I_i = E_i / R = \frac{E_i l}{s} \sigma_{\Pi}$$

где  $l$ ,  $s$  — длина окружности кольца и его сечение соответственно;  $\sigma_{\Pi}$  — удельная электропроводность горных пород.

Вихревые токи порождают вторичное электромагнитное поле, индуцирующее электродвижущую силу  $E_2$  в приемной катушке. Зависимость  $E_2$  от  $I_i$ , и, следовательно, от  $\sigma_{\Pi}$  приблизительно прямо пропорциональна. Таким образом, сигнал, регистрируемый измерительным устройством, отражает изменение удельной электропроводности пород по разрезу скважины. Единица удельной электропроводности — сименс на метр (См/м)— величина, обратная ом-метру (Ом-м). На практике обычно используют тысячные доли сименса — миллисименсы (мСм). Зависимость между  $\rho_n$  и  $\sigma_{\Pi}$  обратно пропорциональная, в связи с чем при малых  $\rho_n$  (до 50 Ом-м) небольшому значению  $\rho_n$

соответствует большое изменение  $\sigma_{II}$ . Это означает, что в области малых  $\rho_n$  метод обладает большой чувствительностью. Именно поэтому он позволяет, к примеру, выделять тонкие прослои глин, залегающие среди мощных пластов высокого сопротивления (рис.7.14). Регистрируемая в процессе измерений эффективная удельная электропроводность  $\sigma_{\Sigma\phi}$  зависит от проводимости пласта, промывочной жидкости, зоны проникновения вмещающих пород, диаметра скважины, мощности пласта, размера и конструкции зонда и отличается от истинной удельной электропроводности пласта  $\sigma_{II}$ . Однако методика интерпретации позволяет в благоприятных случаях учесть влияние мешающих факторов и определить значения  $\sigma_{II}$ .

### 7.3 Ядерно-физические методы

Ядерно-физические методы ГИС основаны на изучении естественных и искусственных полей радиоактивных излучений в скважине. Существуют интегральные методы, при которых регистрируется общая интенсивность излучения, и их спектральные модификации, с помощью которых исследуют энергетические спектры излучений и оценивают содержание в горных породах отдельных элементов (см. гл.5).

#### 7.3.1 Методы естественной гамма-активности

Методы естественной гамма-активности — интегральный (ГМ) и спектральный (ГМ-С) — изучают естественную радиоактивность пород, вскрытых скважиной. Естественная радиоактивность обусловлена, в основном, присутствием урана  $^{238}\text{U}$  и продуктов его распада, радия Ra, тория Th и радиоактивного изотопа калия  $^{40}\text{K}$ . Остальные радиоактивные элементы имеют большие периоды полураспада и низкие концентрации. Как отмечалось в гл. 5, среди магматических пород наиболее высокой радиоактивностью обладают кислые и средние. Радиоактивность метаморфических пород, как правило, высока за счет значительного содержания в них  $^{40}\text{K}$ . Радиоактивность осадочных пород колеблется в широких пределах. Пониженной радиоактивностью отличаются хемогенные отложения (ангидрит, гипс, галит), чистые пески, песчаник, известняк и доломит. Максимальной радиоактивностью обладают глины, глинистые и битуминозные сланцы, фосфориты, а также калийные соли. Поэтому интегральный гамма-метод (ГМ) применяют для идентификации этих отложений. Радиоактивность других терригенных пород характеризует степень их глинистости, а карбонатных — содержание мелкодисперсного материала (нерастворимого остатка).

В отдельных случаях ГМ не может дать правильного представления о литологии пород, обладающих повышенной радиоактивностью. Например, чистые песчаники, в том числе коллекторы нефти или газа, могут быть приняты за глинистые или заглинизированные разности, если они обогащены монацитовыми, карнатитовыми, глауконитовыми и другими ураноносными или ториеносными минералами. Иногда радиоактивность горных пород повышается за счет насыщения их ураносодержащими водами, органическими или фосфатными веществами. В этих случаях литологическая характеристика определяется спектральным гамма-методом (ГМ-С), позволяющим дифференцированно оценить содержание урана, тория и калия. Повышенное содержание урана в карбонатах указывает на наличие радиоактивных пластовых вод, органики или фосфатных веществ, повышенное содержание тория и калия — на глинистость карбонатов. В энергетическом спектре излучения песчаников, содержащих радиоактивные минералы, как правило, превалирует ториевая составляющая.

Регистрируемые в зависимости от глубины диаграммы гамма-методов (как и всех вообще радиоактивных методов) осложнены флуктуациями, обусловленными статистическим характером излучения (рис. 7.15). Для снижения влияния флуктуации измерительный тракт аппаратуры содержит накопители импульсов, позволяющие усреднить их число за определенный промежуток времени. Однако наличие накопителей, являющихся инерционными элементами, приводит к искажению диаграмм — их несимметричности относительно центра пласта — и занижению показаний в пластах малой и средней мощности. Искажения тем больше, чем больше скорость подъема сква-

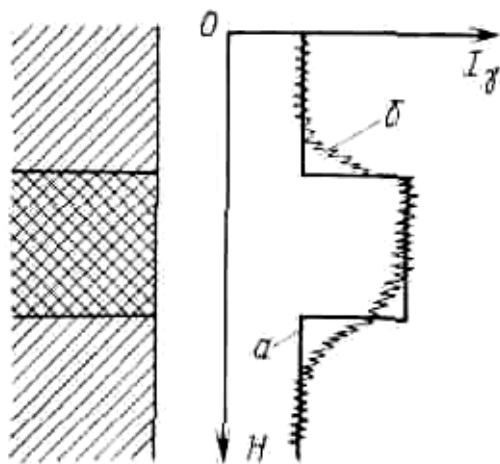


Рис.7.15 Диаграммы ГМ.  
а—диаграмма содержания радиоактивных элементов в горной породе; б — фактическая диаграмма ГМ

литологического расчленения осадочных пород в тех случаях, когда их радиоактивность не связана с глинистостью.

### 7.3.2 Гамма-гамма методы (ГГМ)

ГГМ основаны на измерении интенсивности искусственного гамма-излучения, рассеянного горной породой (см. гл. 5). В качестве источников гамма-квантов используют радиоактивные изотопы, энергия излучения которых лежит в диапазоне 20 кЭВ — 1,33 МэВ. Как известно, в этом диапазоне наиболее вероятны два вида взаимодействия гамма-квантов с веществом: комптоновское рассеяние и поглощение в результате фотоэффекта, причем при энергиях больше 0,5 МэВ фотоэффект практически не происходит. Число рассеянных гамма-квантов  $I_{\gamma\gamma}$  в ГГМ зависит, в основном, от плотности горной породы  $\sigma$ , а их поглощение — от ее эффективного атомного номера  $Z_{эф}$  и в меньшей степени от плотности.

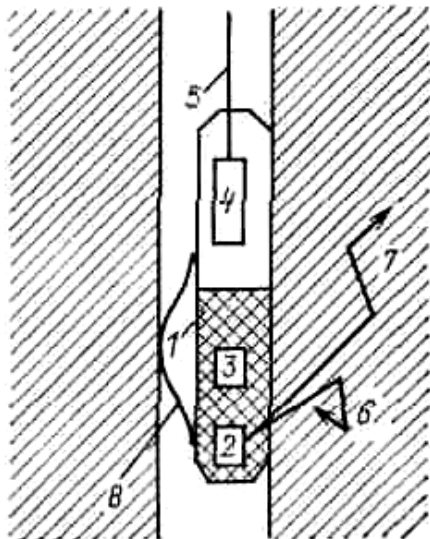


Рис.7.16 Блок-схема скважинного прибора ГГМ.

1 — экран; 2 — источник; 3 — детектор; 4 — блок электроники; 5 — кабель; 6—7 — рассеянные гамма-кванты; 8 — прижимное устройство

жинного прибора и время накопления.

Радиус исследований как ГМ, так и ГМ-С не превышает 50 см. Поэтому радиоактивность ближней зоны, скважинной жидкости, цемента и т. д. оказывает на них существенное влияние. Методика интерпретации предусматривает внесение поправок за влияние этих зон, а также параметров накопителя, скорости движения прибора и т. д.

ГМ применяют для решения следующих задач: расчленения и корреляции осадочных толщ по степени их глинистости; выделения некоторых полезных ископаемых (урановых, марганцевых, свинцовых руд, бокситов, апатитов, фосфоритов и т. д.); выделения коллекторов нефти, газа и пресных вод, залегающих среди глинистых вмещающих пород; оценки коллекторских свойств, зависящих от глинистости пород. ГМ-С применяют для корреляции «немых» толщ, а также для детального

Блок-схема скважинного прибора ГГМ приведена на рис. 7.16. Гамма-кванты 6 и 7 вылетают из источника 2 через специальное коллимационное отверстие в свинцовом или стальном экране 1, попадают в породу и, рассеиваясь ею, изменяют направление. Некоторые из них (6) через второе коллимационное отверстие в экране попадают в детектор 3. При энергиях выше 0,5 МэВ их число обусловлено, в основном, плотностью породы, при низких энергиях существенную роль играет поглощение гамма-квантов за счет фотоэффекта. Мешающее влияние промывочной жидкости устраняют за счет прижатия прибора к стенке скважины прижимным устройством 8.

Существуют две модификации ГГМ — плотностная ГГМ-П и селективная ГГМ-С. В методе ГГМ-П энергетические диапазоны излучаемого и регистрируемого гамма-излучения лежат в области комптон-эффекта. В результате интенсивность вто-

ричного гамма-излучения обусловлена плотностью вещества и мало зависит от атомного номера (химического состава). Метод ГГМ-С основан на регистрации мягкой (низкоэнергетической) части вторичного гамма-излучения, интенсивность которого обусловлена, в первую очередь, атомным номером вещества, т.е. его химическим составом. Для реализации ГГМ-С применяют источники низких энергий, например, тулий, испускающий кванты энергий 52 и 84 кэВ, или специальные пороговые устройства, позволяющие регистрировать только мягкие гамма-кванты. Влияние плотности устраняют применением двухзондовых устройств или учитывают за счет комплексного применения ГГМ-С и ГГМ-П.

Зависимости интенсивности регистрируемого излучения от плотности и атомного номера вещества имеют инверсионный характер, т.е. с ростом плотности или эффективного атомного номера ( $Z_{эф}$ ) интенсивность вторичного излучения уменьшается из-за поглощения веществом части рассеянных гамма-квантов (фотоэффект).

ГГМ обладают малой глубинностью, в связи с чем на их показания большое влияние оказывают глинистая корка и каверны. По этой же причине их нельзя применять для определения параметров горных пород в обсаженных скважинах. ГГМ-П применяют для литологического расчленения разрезов скважин. В благоприятных условиях он позволяет идентифицировать угольные пласты и оценивать их зольность. Также его используют для выделения хромитовых руд среди змеевиков и серпентинитов, колчеданных, марганцевых и железных руд, бокситов, флюоритов, полиметаллических руд и калийных солей.

В нефтегазовых скважинах ГГМ-П применяют для оценки пористости горных пород при известном литологическом составе. Коэффициент пористости  $k_{п}$  и плотность  $\sigma$  связаны следующим соотношением

$$\sigma = (1 - k_{п})\sigma_{СК} + k_{п}\sigma_{ж}$$

где  $\sigma_{СК}$ ,  $\sigma_{ж}$  — плотность скелета горной породы и насыщающей ее жидкости соответственно. Данные ГГМ-П используют, кроме того, для изучения технического состояния обсаженных скважин, в первую очередь — для контроля доброкачественности колонны и цементного камня.

ГГМ-С применяют для выделения рудных пластов и оценки их продуктивности. В нефтегазовых скважинах ГГМ-С совместно с ГГМ-П позволяет детализировать литологию разреза по степени содержания в горных породах кальция, обладающего большим атомным номером. При этом выделяют известняки, доломиты, чистые и кальцитизированные терригенные разности.

### 7.3.3 Гамма-нейтронный метод (ГНМ)

ГНМ основан на измерении интенсивности тепловых нейтронов, которые возникают, если энергия бомбардирующих гамма-квантов превышает энергию связи нейтронов в ядре. Наименьшей энергией связи в горных породах обладают ядра бериллия (1,666 МэВ) и дейтерия (2,226 МэВ). На практике ГНМ применяют для поисков месторождений бериллия. Существует принципиальная возможность определения положения водонефтяного контакта, основанная на том, что дейтерия в нефти примерно в 1,5 раза больше, чем в воде. Однако характерный для ГНМ малый радиус исследования и наличие в коллекторах зон проникновения пока затрудняют применение этого метода на практике.

### 7.3.4 Стационарные нейтронные методы ГИС

Стационарные нейтронные методы ГИС заключаются в облучении породы стационарными потоками быстрых нейтронов (энергия больше 0,5 МэВ) и регистрации плотности нейтронов, замедлившихся до надтепловых или тепловых энергий или гамма-квантов, возникающих при захвате тепловых нейтронов ядрами атомов (радиационный захват). Для получения нейтронов обычно используют реакции поглощения альфа-частиц ядрами некоторых элементов. В промыслово-геофизической практике чаще все-

го применяют ампульные источники, излучателем в которых служит полоний, а в качестве мишени применяют бериллий. Средняя энергия нейтронов при этом 2,7 МэВ.

Тепловыми считают нейтроны с энергией 0,025—0,01 эВ. Нейтроны несколько более высоких энергий — до сотен электрон-вольт называют надтепловыми. Наибольшей замедляющей способностью обладают элементы, масса ядра которых близка к массе нейтрона. Поэтому аномальным замедлителем является водород. Высокой замедляющей способностью обладают углерод и бериллий. Концентрации этих элементов и обуславливают плотность надтепловых нейтронов в точках среды (пространственное распределение надтепловых нейтронов).

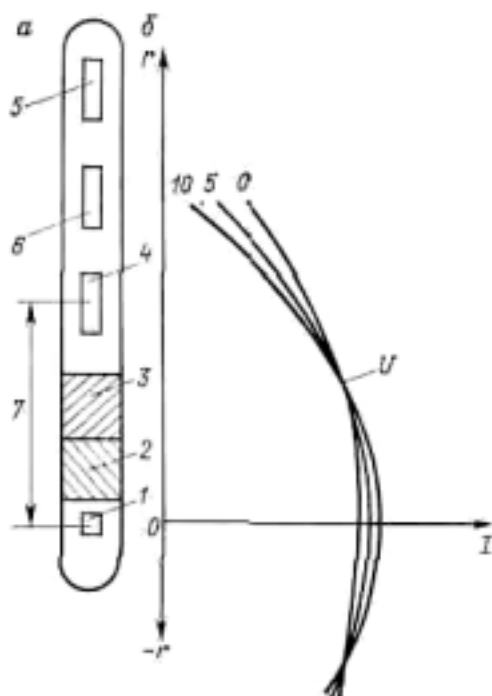


Рис.7.17 Блок-схема скважинного прибора нейтронного каротажа (а) и диаграммы зависимости плотности надтепловых нейтронов  $I$  от расстояния  $r$  до источника (б).

1 — источник быстрых нейтронов; 2 — парафиновый экран; 3 — свинцовый экран; 4 — детектор нейтронов; 5 — детектор гамма-квантов; 6 — блок электроники; 7 — расстояние  $L$  между источником и детектором нейтронов. Шифр кривых —  $k_{II}$

ловым нейтронам (ННМ-НТ); нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННМ-Т); нейтронный гамма-метод (НГМ) и нейтронный гамма-метод спектральный (НГМ-С). При реализации каждого из них излучаются быстрые нейтроны, а регистрируются, соответственно, надтепловые нейтроны, тепловые нейтроны, вторичные гамма-кванты. Изучают соответствующие пространственные распределения. Первые три метода интегральные, последний — спектральный.

Блок-схема скважинного прибора для всех четырех методов аналогична (рис.7.17). Прибор содержит источник быстрых нейтронов 1 и парафиновый экран 2. Парафин является водородосодержащим веществом, приводящим к быстрому замедлению прямого (идущего не через горную породу) потока нейтронов до тепловых энергий. Гамма-излучение радиационного захвата, возникающее в парафине, ослабляется свинцовым экраном 3. Далее расположен детектор 4 соответствующего типа — надтепловых нейтронов, тепловых нейтронов или гамма-квантов. В верхней части

Тепловые нейтроны относительно легко захватываются элементами-поглотителями. Аномальные поглотители — хлор, бор, кадмий, литий, железо, марганец. Пространственное распределение тепловых нейтронов зависит как от концентрации замедлителей, так и от концентрации элементов-поглотителей. От этих же факторов зависит и пространственное распределение гамма-квантов радиационного захвата. Однако зависимости эти различны. Например, увеличение концентрации хлора приводит к снижению плотности тепловых нейтронов и росту числа квантов радиационного захвата, так как акт поглощения сопровождается излучением нескольких гамма-квантов. При этом каждый элемент имеет характерный спектр энергий гамма-квантов. Это дает возможность идентифицировать химические элементы, слагающие разрез.

Выше указывалось, что нейтронные свойства пород характеризуются длиной замедления и длиной диффузии или средним временем жизни тепловых нейтронов. Следует отметить, что эти свойства, а также энергетический спектр гамма-излучения радиационного захвата зависят только от концентрации соответствующих элементов, но не от их химических связей.

Таким образом, можно реализовать четыре метода, основанных на взаимодействии стационарных потоков нейтронов с веществом: нейтрон-нейтронный метод по надтеп-

прибора расположен детектор 5 для регистрации естественного гамма-излучения. Наличие удаленного от источника детектора 5 позволяет одновременно с нейтронными характеристиками среды изучать ее естественную радиоактивность, т.е. реализовать гамма-метод (ГМ). Описываемые приборы являются, таким образом, двухканальными. Информация от обоих каналов подается на поверхность по каротажному кабелю с помощью электронного блока 6. Наряду с самостоятельным значением, показания канала ГМ необходимы для корректировки показаний канала НГМ, так как гамма-кванты радиационного захвата (полезная информация) суммируются в нем с гамма-квантами естественного происхождения (фон).

Изменения плотностей надтепловых и тепловых нейтронов, а следовательно, и гамма-квантов радиационного захвата по мере удаления от источника нейтронов зависят от концентрации замедлителей и поглотителей (см. рис. 7.17). В средах с большой их концентрацией, где малы длина замедления, диффузионная длина и среднее время жизни, соответствующие плотности на малых расстояниях от источника значительны, а на больших — малы (см. гл. 5). В средах с малыми концентрациями плотности снижаются медленно и значительны даже на больших расстояниях от источника. Точку  $U$ , в которой при больших и малых концентрациях показания совпадают, называют точкой инверсии.

Протяженность детекторов и наличие в скважинном приборе экранов приводят к тому, что детектор 4 расположен за точкой инверсии. Поэтому среды с большой концентрацией замедлителей, например пористые нефтеносные пласты, отличаются на диаграммах нейтронных методов пониженными показателями, а пласты плотные, низкопористые — повышенными. Зонды нейтронных методов, детекторы в которых расположены за точкой инверсии, называют заинверсионными.

В осадочных горных породах, поры которых насыщены водой, нефтью или газом, общее содержание водорода оценивают водородным индексом, который равен отношению объемной концентрации атомов водорода в данной среде к его концентрации в пресной воде при нормальных условиях. В горных породах эту величину именуют эквивалентной влажностью  $\omega$ . Для пресной воды  $\omega_e = 1$ , для нефтей  $\omega_n \approx \omega_e = 1$ . Для чистых, не содержащих химически связанной воды пород, насыщенных водой ( $\omega_{en}$ ) или нефтью с водой ( $\omega_{nn}$ ),  $\omega_{nn} \approx \omega_{en} = k_n \omega_e = k_n$ , т.е. водородный индекс таких пород равен их пористости. Для газа  $\omega_g < \omega_e \approx \omega_n$ , поэтому на диаграммах нейтронных методов газонасыщенные пласты отмечаются более высокими амплитудами (кажутся более плотными), чем равные им по пористости нефтеводонасыщенные. Именно кажущееся увеличение плотности (реальную плотность оценивают с помощью ГГМ-П) позволяет идентифицировать газоносные пласты. В глинистых коллекторах, скелет которых содержит химически связанную воду  $\omega_{nn} \approx \omega_{en} = k_n + k_{gl} \omega_{св}$ , где  $k_{gl}$  — коэффициент глинистости. Такое же явление наблюдается в загипсованных породах.

Применение заинверсионных зондов обуславливает обратную, близкую к экспоненциальной зависимость показаний нейтронных методов от водородсодержания. Для примера на рис. 7.18 приведена соответствующая зависимость для плотности надтепловых нейтронов.

Когда поровое пространство заполнено минерализованной водой, изменение водородсодержания сопровождается изменением хлоросодержания. В результате зависимость между интенсивностью регистрируемого излучения и коэффициентом пористости для ННМ-Т и НГМ изменяется, причем для НГМ ее график с ростом хлоросодержания выполаживается и даже изменяет знак (рис. 7.19). В принципе это явление при минерализации воды более 100 г/л может быть использовано для нахождения положения водонефтяного контакта, так как хлоро-содержание водоносной части пласта много выше, чем нефтеносной. Однако если зона проникновения велика (превышает два диаметра скважины), обнаружить положение водонефтяного контакта, как правило, не удастся. В этих условиях все три интегральных нейтронных метода применяют



лишь для определения пористости. Независимость показаний ННМ-НТ от хлоросодержания (в частности, хлоросодержания промывочной жидкости) является, таким образом, его преимуществом перед ННМ-Т и НГМ. Вместе с тем, радиус исследования у ННМ-НТ меньше, чем у ННМ-Т, а у ННМ-Т — чем у НГМ.

Нейтронные методы позволяют решать следующие задачи: литологическое расчленение разреза; определение пористости пород; определение положения газожидкостного контакта. Методы ННМ-Т и НГМ позволяют определить местоположение водонефтяного контакта при значительной минерализации пластовых вод и небольшой зоне проникновения, а также в обсаженных скважинах на основе наблюдений за расформированием зоны проникновения. Методы ННМ-НТ и ННМ-Т применяют при поисках угольных пластов (уголь содержит до 12 % водорода) и для выделения пород с высоким содержанием бора.

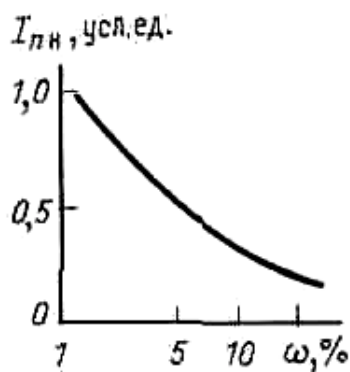


Рис. 7.18 Зависимость  $I_{пн} = f(\omega)$

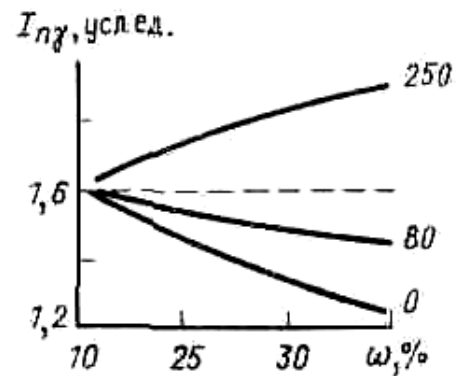


Рис. 7.19 Зависимость  $I_{пг} = f(\omega)$ .

Шифр кривых — минерализации воды (концентрация хлора), г/л

Метод ННМ-Т используют для выделения в разрезах скважин пород, содержащих элементы с большим сечением захвата: ртути, лития, хлора, кобальта, вольфрама, марганца, сурьмы, кадмия и некоторых редкоземельных. Железо, марганец, ртуть и хромиты идентифицируются НГМ.

Метод НГМ целесообразно использовать при поисках углей, поскольку его показания меньше зависят от диаметра скважины, чем показания ГГМ-П. Это позволяет определять зольность углей с точностью 5—8 % даже при наличии хлоридных пород. Метод также применяют для оценки водоносности и пористости в гидрогеологических и инженерно-геологических скважинах. Необходимо еще раз подчеркнуть, что НГМ следует применять в комплексе с ГМ, чтобы исключить из общего числа зарегистрированных гамма-квантов те, которые вызваны естественной радиоактивностью.

Нейтронный гамма-метод спектрометрический (НГМ-С) применяют для определения положения водонефтяного контакта по хлору, для поисков железных, хромитовых, марганцевых, никелевых и других руд. Реализация НГМ-С сопряжена с серьезными техническими трудностями.

### 7.3.5 Методы наведенной активности (МНА)

МНА основан на измерении активности радиоактивных изо-топов, образующихся в результате облучения горных пород потоками нейтронов. Повышенными сечениями активации тепловыми нейтронами обладают Al, Si, Mn, Cl, Na, K, V, Cu, Cd. Высокими сечениями активации быстрыми нейтронами отличаются O, Mg, Al, Si, Cl, Cr, Mn, F.

Наведенная радиоактивность пород уменьшается во времени по экспоненциальному закону и в любой момент времени пропорциональна числу ядер данного элемента. Поэтому МНА позволяет идентифицировать элементы, содержащиеся в породе, и

оценивать их концентрации. Метод наведенной активности эффективен при поисках флюорита и других фторосодержащих пород, медных и марганцевых руд, бокситов, меди и некоторых других полезных ископаемых.

### **7.3.6 Импульсные нейтронные методы (ИНМ)**

При импульсных нейтронных методах горную породу облучают кратковременными (длительностью  $\Delta t = 1—200$  мкс) потоками быстрых нейтронов, следующими через промежутки времени  $\tau$ . Регистрацию плотности тепловых нейтронов или гамма-квантов радиационного захвата осуществляют через определенный промежуток времени задержки  $\tau_z$ . Существуют импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ) и импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ). Больше распространение получил ИННМ.

Импульсный режим излучения достигается применением малогабаритных скважинных ускорителей, в которых ионы разгоняются до высоких скоростей в магнитном поле большой напряженности. Бомбардируя специальную мишень, они выбивают быстрые нейтроны, имеющие энергию 14,1 МэВ. Столь высокая энергия обеспечивает глубинность исследования до 60—70 см, что больше, чем при использовании стационарных источников. Кроме того, при отключенном электропитании импульсный источник не излучает и, следовательно, безопасен. Этим не исчерпываются преимущества импульсных методов.

При ИНМ процессы замедления и диффузии происходят как бы последовательно во времени и могут быть исследованы отдельно в зависимости от времени задержки регистрации. Интенсивность регистрируемого излучения во время замедления (до  $10^2$  мкс) характеризует водородосодержание горных пород, во время диффузии ( $10^2—10^4$  мкс) — концентрацию поглотителей. Существенно, что время жизни тепловых нейтронов в скважине меньше, чем в породе, а в пластах, насыщенных минерализованной водой, оно меньше, чем в нефтенасыщенных пластах. Это позволяет, применив соответствующие задержки (более 800 мкс), получить информацию, не зависящую от влияния скважинной жидкости и характеризующую тип порозаполнителя. Определение положения водонефтяного контакта импульсными нейтронными методами возможно при концентрации солей более 30 г/л, в то время как в стационарных методах эта величина не менее 100 г/л. В принципе, ИНМ решают те же задачи, что и стационарные методы, однако эффективность решения выше. К недостаткам ИНМ следует отнести сложность аппаратуры и малую скорость проведения каротажа.

### **7.3.7 Рентгенорадиометрический метод (РРМ)**

Рентгеновские кванты отличаются от гамма-квантов физикой своего возникновения. Гамма-кванты возникают в результате радиоактивного распада и некоторых ядерных реакций (например, реакции радиационного захвата нейтронов). Рентгеновские кванты возникают при переходе электронов с орбиты на орбиту. Такие переходы происходят при взаимодействии мягкого гамма-излучения с электронами глубоких орбит. В результате взаимодействия электроны покидают атом, а вакансии заполняются электронами с орбит, более удаленных от ядра. Образующийся избыток энергии выделяется в виде фотонов (рентгеновских квантов), являющихся аналогами гамма-квантов, либо в виде вторичных электронов. Если, например, удален электрон с  $K$ -оболочки атома, заполнение вакансий может произойти с  $L$ -оболочки. Соответственно испускается фотон характеристического излучения с энергией, равной разности энергий связи на  $K$ -й и  $L$ -й оболочках для данного элемента.

Порог чувствительности рентгенорадиометрического метода определяется соотношением уровней исследуемого характеристического излучения и фона. Фон состоит из характеристического излучения других элементов, гамма-излучения, рассеянного

породой, скважиной и деталями аппаратуры, а также излучения, вызываемого бета-частицами, испускаемыми источником вместе с гамма-излучением. Снижения фона добиваются за счет специальной конструкции скважинной аппаратуры, блок-схема которой во многом подобна применяемой при ГГМ (см. рис. 7.17). Различия обусловлены, главным образом, мерами по снижению интенсивности рассеянного излучения. Против коллимационных отверстий сделаны плексигласовые окна (что, по существу, исключает возможность применения РРМ в глубоких скважинах). Обязательно применение прижимного устройства. Глубинность РРМ уменьшается с увеличением концентрации определяемого элемента или снижением его атомного номера. При  $Z=40—60$  глубинность не превышает 5 мм. При определении свинца, вольфрама, ртути и других элементов с  $Z=60$  глубинность достигает 10—20 мм.

РРМ применяют при исследованиях скважин на олово, медь, вольфрам, мышьяк, свинец, цинк, молибден, сурьму и ртуть. В нефтегазовых скважинах РРМ не применяют.

#### 7.4 Акустические методы исследования скважин

Акустический метод (АМ) основан на измерении параметров упругого волнового поля в скважинах в звуковом (3—20 кГц) и ультразвуковом (20 кГц—2 МГц) диапазонах. Поскольку разрешающая способность волновых методов зависит от длин волн, т.е. от частотного диапазона колебаний, АМ отличается от сейсмических методов (в том числе от сейсмокаротажа и ВСП) не только методикой и типом регистрируемых волн, но, прежде всего, своей разрешающей способностью. Основное распространение получили акустические методы на головных волнах. Однако в настоящее время развитие получают и методы отраженных волн.

Акустические параметры горных пород функционально связаны с их физико-механическими свойствами, пористостью, структурой порового пространства и характером насыщения. Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в обсаженных скважинах, тесно связаны с состоянием обсадки и, в частности, с качеством контактов цемент—порода и цемент—колонна. Все это создает предпосылки для применения АМ при решении широкого круга задач нефтегазовой, угольной и рудной геофизики, а также при инженерно-геологических и гидрогеологических изысканиях,

##### 7.4.1 Факторы, определяющие акустические свойства горных пород

В однородной твердой среде распространяются две независимые волны — продольная  $P$  и поперечная  $S$ . Соответствующие скорости оценивают по формулам

$$v_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\sigma}}, \quad v_S = \sqrt{\frac{\mu}{\sigma}}, \quad (7.4)$$

где  $\lambda$ ,  $\mu$  — константы Ламе;  $\sigma$  — плотность. Напомним, что константы Ламе положительны, в связи с чем скорости продольных волн всегда больше скоростей поперечных. Для горных пород в среднем  $v_P/v_S = 1,73$ .

Важнейшими характеристиками среды, позволяющими определить ее прочностные свойства, являются упругие константы: модуль Юнга  $E$ , коэффициент Пуассона  $\delta$ , модуль сдвига  $G$  и модуль всестороннего сжатия  $k_c$ . Определив  $v_P$  и  $v_S$  или соответствующие интервальные времена  $\Delta T_P$  и  $\Delta T_S$ , а также  $\sigma$  (например, по данным ГГМ) во внутренних точках среды, можно рассчитать ее упругие константы:

$$E = 9\mu k_c / (3k_c + \mu), \quad \nu = (3k_c - E) / 6k_c, \\ G = 3k_c(1 - 2\nu) / 2(1 + \nu), \quad k_c = E / 3(1 + 2\nu).$$

Из выражения (7.4), казалось бы, следует, что с увеличением плотности, характеризующей удельную массу и, следовательно, являющейся мерой инерционности, аку-

стические скорости должны падать. Однако константы  $\lambda$  и  $\mu$ , обуславливающие жесткость среды, при уплотнении пород растут быстрее плотности. Поэтому увеличение плотности сопровождается обычно возрастанием акустических скоростей.

Для приближенной оценки плотности  $\sigma$  по данным акустического метода можно использовать эмпирические соотношения. В ряде случаев удовлетворительные результаты дает следующее соотношение:  $\sigma = 0,23 v_P^{0,25}$ .

Среди параметров, характеризующих коллекторские свойства пород, основное влияние на кинематические и динамические характеристики  $P$ - и  $S$ -волн оказывают коэффициенты пористости  $k_{II}$  и трещиноватости  $k_{TP}$ . Для большинства горных пород с ростом  $k_{II}$  уменьшаются  $v_P$  и  $v_S$ , увеличиваются соответствующие интервальные времена  $\Delta T_P$  и  $\Delta T_S$  и коэффициенты поглощения  $\alpha_P$  и  $\alpha_S$ . Наиболее четкая зависимость между пористостью и скоростью продольных волн существует для сцементированных пород с межзерновой пористостью. С достаточной для практики точностью она выражается уравнением среднего времени:

$$k_{II} = \frac{\Delta T - \Delta T_{СК}}{\Delta T_{Ж} - \Delta T_{СК}}, \quad (7.5)$$

где  $\Delta T_{СК}$ ,  $\Delta T_{Ж}$  — интервальные времена для продольных волн в скелете породы и флюидо-порозаполнителе соответственно. Зависимость  $v_S$  от  $k_{II}$  изучена недостаточно. Однако имеющиеся данные указывают на более резкое уменьшение скорости поперечных волн с увеличением  $k_{II}$ .

Акустические характеристики существенно зависят от трещиноватости. В общем случае с увеличением трещиноватости скорости  $P$ - и  $S$ -волн уменьшаются, а поглощения возрастают. При этом интенсивность снижения скорости и роста поглощения зависит от угла встречи волны и трещин. В связи с этим трещиноватые породы характеризуются значительной акустической анизотропией. Заметим, что трещины малой раскрытости, которые в основном и контролируют проницаемость глубокозалегающих коллекторов, меньше влияют на объемную жесткость и, следовательно, на параметры  $P$ -волн, чем на модуль сдвига и, соответственно, на параметры  $S$ -волн. Поэтому заметное снижение скорости  $S$ -волн и их значительное затухание могут указывать на наличие трещинного коллектора. В целом, вопрос о связи акустических характеристик с параметрами трещиноватости изучен недостаточно.

Существенное влияние на  $v_P$ ,  $v_S$ ,  $\alpha_P$  и  $\alpha_S$  оказывает горное и внутрислоевое давление. Увеличение горного давления приводит к сжатию скелета породы, соответствующему уменьшению пористости, росту контактной жесткости и, следовательно, росту  $v_P$ ,  $v_S$  и снижению  $\alpha_P$  и  $\alpha_S$ . Увеличение пластового давления приводит к обратным явлениям, что используют для обнаружения зон аномально высокого пластового давления (АВПД). Возрастание температуры сопровождается, как правило, незначительным повышением скорости. Увеличение минерализации воды может заметно увеличить скорость  $v_{Ж}$ .

#### 7.4.2 Акустический метод на головных волнах

При реализации АМ на головных волнах в скважину помещают скважинный прибор (рис. 7.20), содержащий излучатель  $I_1$  и два приемника  $П_1$  и  $П_2$  (или два излучателя и один приемник). Между излучателем и приемниками располагаются акустические изоляторы, защищающие приемники от акустических волн, распространяющихся по корпусу прибора. Расстояние от излучателя до первого приемника называют длиной акустического зонда, расстояние между приемниками — его базой. Излучатель возбуждает в скважинной жидкости импульсы упругих колебаний, частотный спектр которых лежит в диапазоне 3—50 кГц. Фронт продольной волны  $P_0$ , возбуждаемой в жидкости, можно приближенно считать сферическим. Достигнув стенки скважины под не-

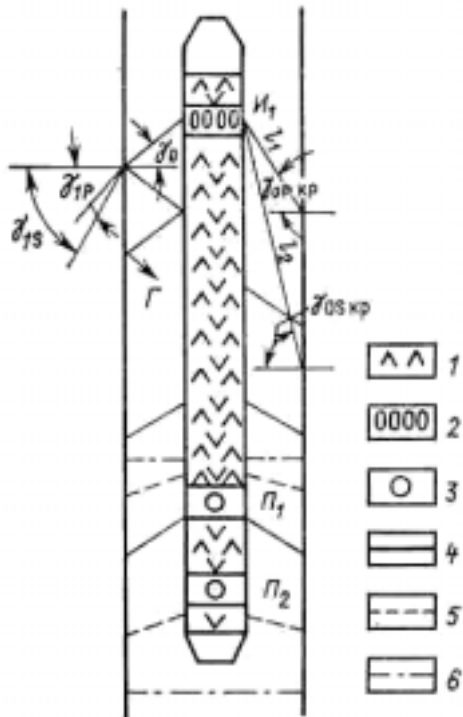


Рис.7.20 Схема проведения акустического метода на головных волнах.

1 — изолятор; 2 — излучатель;  
3 — приемник; 4—6— фронты волн  $P_0P_1P_0$ ,  $P_0SP_0$  и Лэмба

головной монотипной (при ее образовании обмен энергией происходит между волнами одного типа — продольными), вторую—головной, обменной (обмен энергией происходит между волнами разного типа —  $P$  и  $S$ ). Фронты этих волн проходят через приемники со скоростями  $v_{IP}$  и  $v_{IS}$  продольных и поперечных волн в породе. Таким образом, разница времен прохождения фронта соответствующей волны через приемники позволяет оценить интервальное время пробега этой волны в породе.

Фактически измеряют времена распространения волн от излучателя до первого  $T_{IP}$  и  $T_{IS}$  и второго  $T_{2P}$  и  $T_{2S}$  приемников. Их разница позволяет определить  $\Delta T_P$  и  $\Delta T_S$ . Однако из рис. 7.20 видно, что времена  $T_{IP}$ ,  $T_{IS}$ ,  $T_{2P}$  и  $T_{2S}$  зависят не только от времени пробега волн в породе, но и от трудно учитываемых времен их распространения в промысловой жидкости. Поскольку при осесимметричном расположении зонда времена эти одинаковы, применение разностной схемы, реализуемой при наличии двух приемников или двух излучателей, позволяет устранить названный недостаток.

Как известно,  $v_P > v_S$ , в связи с чем при достаточной длине зонда волновые пакеты, соответствующие волнам  $P_0P_1P_0$  и  $P_0S_1P_0$ , разделены во времени (рис. 7.21) и могут быть проанализированы.

Наряду с головными волнами в скважине образуются волны других типов. Важнейшие из них — гидроволны, многократно отраженные от стенок скважины и корпуса прибора  $G$ , и трубные волны  $L$ , иногда именуемые волнами Лэмба. Амплитуда многократно отраженных волн быстро падает. К тому же проходимость ими путь велик, в связи с чем их можно не учитывать. Исключение составляет волна, отразившаяся под уг-

которым углом, волна  $P_0$  образует две проходящие волны — продольную  $P_0P_1$ , распространяющуюся под углом  $\gamma_{IP}$  и поперечную  $P_0S_1$ , распространяющуюся под углом  $\gamma_{IS}$ . Одновременно возникает отраженная волна  $P_0P_0$ .

При достижении определенного угла падения (первый критический угол  $\gamma_{OP\text{кр}}$ ) возникает явление полного внутреннего отражения, при котором волна  $P_0P_1$  скользит вдоль поверхности раздела сред, постепенно затухая за счет поглощения в среде и излучения волн в скважину. Поскольку в этом случае  $\gamma_{IP} = \pi/2$ , можно на основании закона Снеллиуса записать  $v_{OP}/v_{IP} = \sin \gamma_{OP\text{кр}}$ . Соответственно  $\gamma_{OP\text{кр}} = \arcsin v_0/v_{IP}$ . Второй критический угол  $\gamma_{OS\text{кр}}$ , при котором вдоль поверхности раздела начинает скользить волна  $P_0S_1$ , оценивают по аналогичной формуле:  $\gamma_{OS\text{кр}} = \arcsin v_0/v_{IS}$ . Преобладающие частоты волн  $P_0P_1$  и  $P_0S_1$  в значительной степени обусловлены длинами отрезков  $l_1$  и  $l_2$ : максимумы амплитудно-частотных характеристик приходятся на частоты, для которых половины длин волн в скважинной жидкости совпадают с размерами названных отрезков, поэтому преобладающая частота волн  $P_0P_1$  больше, чем волны  $P_0S_1$ .

Проходя вдоль поверхности раздела сред, волны  $P_0P_1$  и  $P_0S_1$  вызывают в жидкости продольные волны  $P_0P_1P_0$  и  $P_0S_1P_0$ . Первую из них называют голо-

лом, равным первому критическому и, следовательно, вновь затем упавшая на стенку скважины под углом  $\gamma_{OP\text{кр}}$ . Порождаемая ею новая головная волна, несмотря на малую амплитуду, создает помехи на участке за основной головной волной  $P_0P_1P_0$ , затрудняя выделение первого вступления волны  $P_0S_1P_0$ .

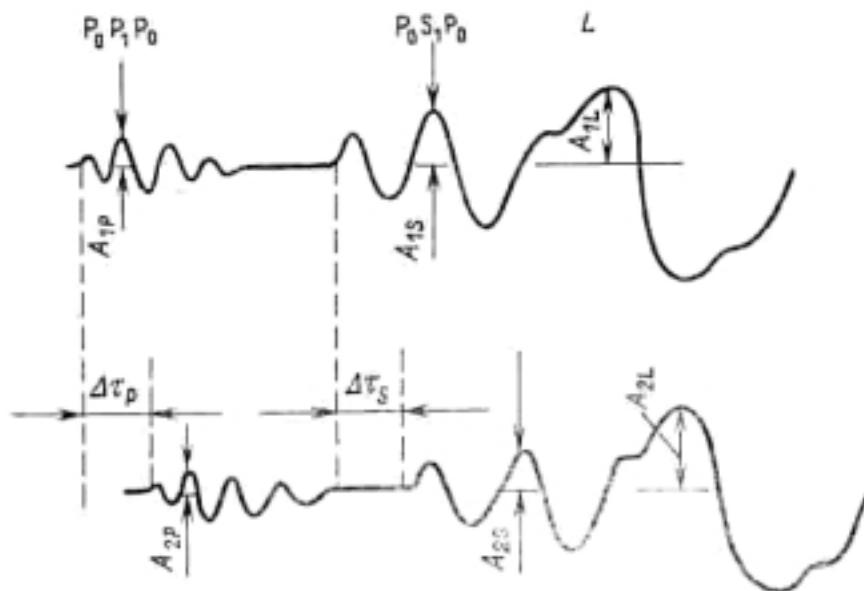


Рис.7.21 Вид и анализ волновых картин на двух приемниках

Трубная волна возникает, если в спектре излучения имеются частоты, длина волны для которых равна диаметру скважины или больше него. Фронт волн перпендикулярен к стенке скважины, в связи с чем не происходит отражений, приводящих к потере энергии, и трубная волна распространяется по скважине без значительного затухания на большие расстояния. Если, однако, на пути трубной волны встречаются проницаемые участки, ее амплитуда падает за счет излучения энергии в окружающую среду. Это явление используют для определения проницаемых пластов.

При акустическом каротаже на головных волнах регистрируют аналоговые диаграммы кинематических  $T_{1P}$ ,  $T_{2P}$ ,  $\Delta T_P$ ,  $T_{1S}$ ,  $T_{2S}$ ,  $\Delta T_S$  и динамических параметров. Под последними понимают амплитуды волн  $A_{1P}$ ,  $A_{2P}$ ,  $A_{1S}$ ,  $A_{2S}$ ,  $A_{1L}$ ,  $A_{2L}$  на первом и втором приемниках, а также соответствующие коэффициенты затухания. Следует учесть, что при записи только аналоговых диаграмм часть информации, заложенная в акустическом сигнале, теряется.

Максимальный объем информации содержат волновые картины. Легко видеть, что, анализируя волновые картины (ВК), можно определить все кинематические и динамические характеристики (см. рис. 7.21). Большой объем информации может быть получен путем применения цифровых статистических и спектральных методов обработки. Запись волновых картин осуществляют на специальных цифровых регистраторах. Зарегистрированная информация относительно легко вводится в ЭВМ. Весьма информативны, наглядны и устойчивы к помехам фазокорреляционные диаграммы (ФКД), представляющие собой запись линий равных фаз (рис. 7.22). Толщина линий на современных ФКД позволяет оценить амплитуду сигнала. Анализируя такие ФКД, можно идентифицировать волны различных типов, оценить их кинематические и динамические параметры, расчленив (используя информацию других геофизических методов) разрез по литологии, выделить проницаемые, в том числе трещиноватые породы.

При аналоговой регистрации нефтегазовые коллекторы — пористые, трещинова-

тые, кавернозные — отмечаются на диаграммах симметричными положительными аномалиями интервальных времен и особенно коэффициентов затухания. Если мощность пласта  $h$  больше длины зонда  $L$ , она не влияет на полученные результаты. Границы пластов по диаграммам интервального времени и коэффициентов затухания фиксируются на расстояниях, равных половине длины базы от начала крутого подъема и спада кривых.

Для определения коэффициента пористости в гранулярных коллекторах используют уравнение среднего времени (7.5). Значения  $\Delta T_{ж}$  выбирают, исходя из типа флюида-порозаполнителя, с учетом температуры, давления и минерализации. Если

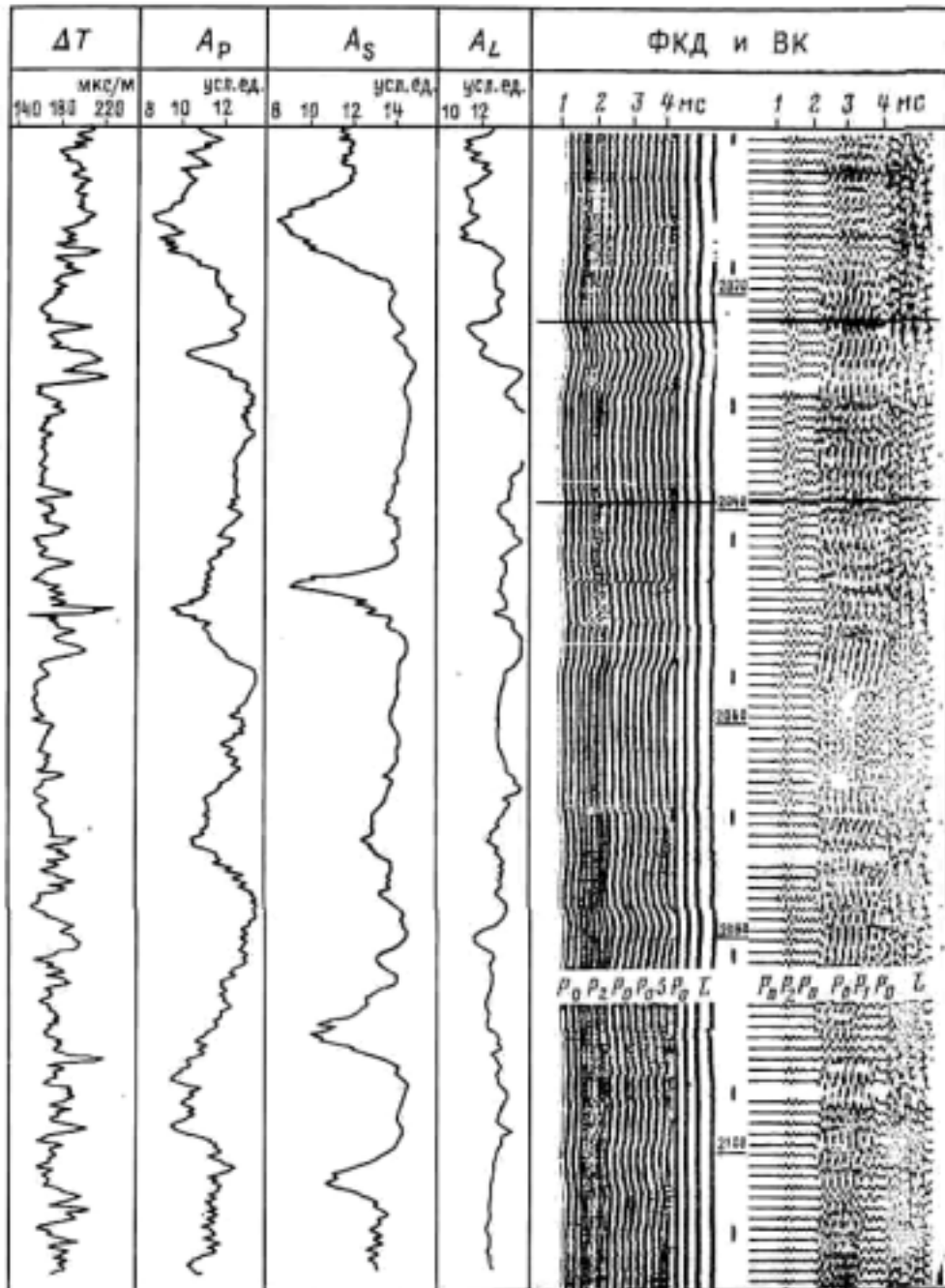


Рис.7.22 Виды записи при АМ на головных волнах

часть порового пространства заполнена глинистым веществом, значения  $k_{П}$  корректируют, используя данные гамма-метода или метода ПС. Характер диаграмм АМ в пределах залежи, содержащей гранулярный коллектор газа, нефти и воды, приведен на рис. 7.23.

Трещиноватые коллекторы могут быть выделены по комплексу акустических и нейтронных методов. Они характеризуются, в частности, значительным ростом  $\alpha_P$  и  $\alpha_S$ , «перебитостью» фаз на ФКД в области поперечных волн и кажущимся занижением значения коэффициента пористости, определенного по данным нейтронных методов, по отношению к коэффициенту пористости, определенному по АМ.

Непосредственное выявление рудных тел в разрезах скважин акустическим методом, как правило, невозможно,

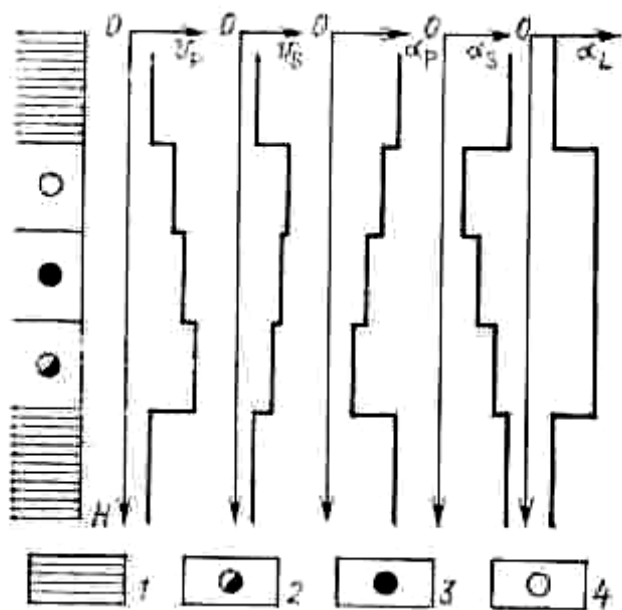


Рис. 7.23 Характер диаграммы АМ в пределах нефтегазовой залежи.

1 — плотный пласт; 2—4 — водо-, нефте- и газонасыщенные части коллектора

так как руды не обладают аномальными акустическими свойствами. Вместе с тем, по данным АМ могут идентифицироваться рудоконтролирующие зоны, часто отличающиеся повышенной трещиноватостью, слоистостью и перебитостью.

При разведке и разработке угольных месторождений, а также при решении инженерных задач АМ в комплексе с ГМ-П применяют для оценки деформационно-упругих и прочностных свойств пород.

АМ может быть реализован как в открытом стволе, так и в обсаженных скважинах. В последнем случае на его показания существенное влияние оказывают качество сцепления колонны с цементом и цемента с породой, что позволяет изучать техническое состояние обсадки. АМ применяют также для оценки устойчивости необсаженного ствола. Полученные с его помощью пластовые скорости используют для интерпретации данных сейсморазведки.

АМ применяют также для оценки устойчивости необсаженного ствола. Полученные с его помощью пластовые скорости используют для интерпретации данных сейсморазведки.

### 7.4.3 Акустические методы на отраженных волнах

Применение высокочастотных излучателей и приемников (0,4—2 МГц) позволяет регистрировать волны, отраженные от стенок скважины. Изучая кинематику и динамику этих волн, можно получить информацию о геометрии ствола скважины (скважинная акустическая кавернометрия — САК или профилометрия — САП), о состоянии обсадной колонны и макроструктуре — трещиноватости, кавернозности пород, слагающих стенки скважины (скважинное акустическое телевидение — САТ). При реализации этих методов перпендикулярно к стенке скважины излучаются кратковременные импульсы упругих колебаний, длины волн которых существенно меньше длины излучателя. При САК частота излучаемых колебаний около 0,5 МГц, при САТ — 1,5—2 МГц. Достигнув стенки скважины, акустические волны отражаются от них и возвращаются на приемник. Обычно излучатель и приемник совмещены.



Форму ствола скважины и ее профиль определяют по времени распространения акустического импульса до стенки скважины и обратно. Преимущества акустической кавернометрии и профилометрии перед традиционно применяющимися механическими измерениями — в возможности проведения бесконтактных измерений, а также в получении наглядного пространственного изображения геометрии стенок.

Устройство скважинных акустических телевизоров в принципе аналогично, хотя для повышения разрешающей способности частота акустических колебаний в САТ выше. В результате удается установить наличие и местоположение трещиноватых, кавернозных и слоистых пород, каверны, желоба и следы буровых долот.

В обсаженных скважинах САТ позволяет оценить состояние обсадной колонны (разрывы, смятия), число и местоположение перфорационных отверстий.

## **7.5 Магнитные и термические методы исследования скважин**

Магнитные свойства горных пород, их магнитная проницаемость  $\mu$  и магнитная восприимчивость  $\chi$  определяются, главным образом, присутствием ферромагнитных минералов — магнетита и титаномагнетита. Отрицательными значениями  $\chi$  характеризуются кварц, кальцит, ангидрит, галит, графит; положительными (слабо выраженными) — осадочные горные породы. Высокие значения  $\chi$  характерны для ферромагнитных минералов, метаморфических и магматических пород. Магнитные свойства горных пород определяются также наличием элементов, ядра которых имеют большие значения отношения магнитных моментов к механическим (спинам). Максимальными значениями этого отношения обладают ядра водорода, что создает предпосылки для идентификации коллекторов магнитными методами. Существуют скважинные методы естественного магнитного поля, магнитной восприимчивости и ядерно-магнитный метод.

### **7.5.1 Методы естественного магнитного поля и магнитной восприимчивости**

Метод естественного магнитного поля (МЕМП) основан на изучении магнитного поля Земли. Наиболее интенсивные аномалии отмечаются вблизи магнетитовых руд и изверженных пород основного и ультраосновного состава. Измеряют составляющие полного вектора напряженности геомагнитного поля  $T$ , что позволяет обнаруживать незначительные рудные тела в околоскважинном пространстве (в том числе расположенные на 200 — 300 м ниже забоя) и определять элементы их залегания. Данные этого метода позволяют определить направление намагниченности пород, в том числе — выявить пласты с обратной намагниченностью.

Метод магнитной восприимчивости (ММВ) основан на изучении искусственного переменного магнитного поля, значение ЭДС которого определяется магнитной восприимчивостью горных пород. Задачи, решаемые ММВ, — литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин, выделение скоплений бокситов, марганцевых, хромитовых, никельсодержащих, сидеритовых и оловянных руд, оценка содержания железа в магнетитовых рудах.

### **7.5.2 Ядерно-магнитный метод (ЯММ)**

При изучении коллекторских свойств пород особый интерес представляет не вся пористость, а ее часть, содержащая подвижный флюид. Между тем, нейтронные методы каротажа не позволяют оценить водородосодержание, обусловленное только свободной жидкостью. Поэтому связанная вода, очень вязкая нефть, твердые и другие полярные и высокомолекулярные углеводороды по данным этих методов, неотличимы от подвижной жидкости. Для устранения подобной неопределенности применяют ядерно-

магнитный метод, основанный на изучении искусственного электромагнитного поля, образующегося в результате взаимодействия импульсного магнитного поля с ядрами химических элементов (в литературе этот метод часто относят к ядерным).

Известно, что если на ядра элементов воздействовать магнитным полем  $H_{II}$  с магнитным моментом, перпендикулярным к полю Земли  $T$ , ядра, в силу наличия у них магнитного момента, будут ориентироваться в направлении этого поля, создавая суммарный вектор ядерной намагниченности  $M_S$ . В ЯММ импульсное магнитное поле создают с помощью токовой рамки, помещенной в скважину. Это поле перпендикулярно к оси скважины и значительно (примерно в 100 раз) превышает земное поле  $T$ .

После выключения поля амплитуда вектора  $M_S$  начинает уменьшаться за счет прецессии ядер. В результате возникает спадающее переменное электромагнитное поле, индуцирующее в обесточенной к этому моменту рамке сигнал свободной прецессии. Из-за переходных процессов, протекающих в рамке при отключении тока, время наблюдения сигнала отделено от момента начала прецессии. Поэтому регистрируемыми на каротажных диаграммах параметрами являются значения огибающей сигнала ( $U_1, U_2, U_3$ ), обычно соответствующие временам 35, 50 и 70 мс после начала прецессии. По этим значениям счетно-решающее устройство вычисляет начальную амплитуду  $U_0$ , которая также регистрируется.

Значения амплитуды  $U_0$  и время ее спада тем больше, чем больше отношение магнитного момента ядра  $M$  к его механическому моменту (спину)  $S$ , — гиромагнитное отношение. Из всех элементов, слагающих горные породы, только ядра водорода (протоны), входящие в состав свободной (подвижной) жидкости, обладают гиромагнитным отношением, достаточным, чтобы создать в рамке напряжение, превышающее уровень шумов.

Сигналы от ядер других элементов, в том числе связанного водорода, малы и спадают раньше, чем оканчиваются переходные процессы. Поэтому значение амплитуды  $U_0$  и время ее спада, определенные после завершения переходных процессов, пропорциональны количеству подвижного флюида, содержащегося в породе.

Диаграммы  $U_0, U_1, U_2, U_3$  регистрируют в единицах индекса свободного флюида (ИСФ). Под ИСФ понимают относительный объем свободного флюида в породе, приведенный по концентрации протонов к объему воды и измеренный в процентах. Значениям ИСФ, равным нулю и 100 %, соответствуют начальные амплитуды сигнала, полученные в отсутствии подвижного флюида и в чистой воде.

Диаграммы ЯММ симметричны относительно середины пласта. Границы пластов большой мощности определяют по точкам, соответствующим половине значения амплитуд. Аномальные значения амплитуд соответствуют породам, содержащим подвижный флюид.

В настоящее время развитие получает модификация ЯММ, позволяющая оценить характер насыщения коллекторов. Суть ее в том, что время нарастания вектора намагниченности  $M$  до значения, соответствующего насыщению, обусловлено типом флюида-порозаполнителя. Определяя  $U_0$  на разных задержках, можно оценить время нарастания и сделать вывод о характере флюида-порозаполнителя.

ЯММ применяют для выделения коллекторов и оценки характера их насыщения (нефть, газ, вода), а также для определения эффективной пористости. Метод может быть использован только в необсаженных скважинах. Наличие в породе примесей магнитных минералов, как правило, исключает его применение.

### 7.5.3 Термические методы

Термические методы ГИС основаны на изучении естественных и искусственных тепловых полей. Различают методы естественных и искусственных тепловых полей. Знание *естественной температуры* недр необходимо для учета факторов, определяющих условия образования нефти и газа, их миграцию, скопление в виде залежей, фазовое состояние в пластовых условиях. Дифференциация горных пород по удельной теплопроводности позволяет в ряде случаев осуществить литологическое расчленение разрезов скважин по диаграмме изменения температуры в зависимости от глубин. Для этого геотермограмму разбивают на отдельные участки с близкими значениями градиентов температуры. Локальные изменения температуры в нефтеносных и газоносных горизонтах образуются при поступлении в скважину нефти или газа. Газ вызывает резкое снижение температуры, нефть создает небольшие положительные аномалии. Изменения геотермического градиента в галогенных отложениях обусловлены эндотермическими реакциями растворения солей промывочной жидкостью. На термограммах эти отложения выделяются понижением температуры. В рудных, особенно сульфидных отложениях возникают положительные изменения геотермического градиента, обусловленные процессами экзотермического окисления руды промывочной жидкостью. По тем же причинам положительными аномалиями градиента отмечаются угольные пласты. Существует ряд факторов, позволяющих использовать термометрию для контроля технического состояния скважин. Это притоки пластовой и поглощение промывочной жидкостей, затрубная циркуляция вод, экзотермический процесс затвердевания цементного камня.

*Метод искусственного теплового поля* основан на изучении изменения во времени теплового поля, искусственно созданного в скважине. Различная скорость изменения температуры обусловлена дифференциацией горных пород по теплопроводности или наличием притоков, поглощений и затрубной циркуляции жидкости. Искусственные аномалии теплового поля в скважине могут быть созданы путем заполнения ствола промывочной жидкостью с температурой, отличающейся от температуры пород, или нагреванием жидкости в результате экзотермической реакции затвердевания цемента. Метод искусственного теплового поля применяют для контроля разработки нефтегазовых месторождений или при изучении технического состояния скважин.

## 7.6 Методы изучения технического состояния скважин

Сведения о техническом состоянии скважины необходимы для контроля выполнения технического проекта на проходку скважины, принятия решения о необходимости ее ремонта, а также для интерпретации результатов ГИС. При изучении технического состояния скважин проводят инклинометрию, кавернометрию и профилометрию, контроль качества цементирования и некоторые другие исследования.

*Инклинометрию* проводят инклинометром, она служит для определения угла наклона ствола по отношению к горизонтальной плоскости и магнитного азимута искривления. Данные об искривлении ствола необходимы в первую очередь для определения местоположения забоя, его глубины и истинных глубин залегания пластов.

*Кавернометрию* проводят каверномером для определения фактического диаметра необсаженной скважины. Диаметр ствола, соответствующий диаметру долота или коронки, называют номинальным. Увеличение диаметра против номинального — образование каверн — характерно для глин, солей, песков, трещиноватых известняков, уменьшение — для пород-коллекторов.

Данные о фактическом диаметре ствола необходимы при планировании технологических операций по креплению скважины и подготовке ее к эксплуатации, при ин-

терпретации материалов большинства геофизических методов, а также при изучении литологии и выделении коллекторов. Изучение формы сечения ствола скважины называют *профилеметрией* и выполняют прибором профилемером. Данные профилеметрии необходимы для более точного планирования технологических операций по проходке и креплению скважин.

Контроль качества цементирования проводят с целью определения местоположения цемента в затрубном пространстве, выявления дефектов (трещин и раковин) в цементном камне, участков неудовлетворительного контакта на границе цемент — порода.

Для определения местоположения цемента в затрубном пространстве применяют термометрию, метод радиоактивных изотопов, основанный на регистрации гамма-излучения радиоактивных изотопов, добавленных в цементный раствор при его приготовлении, плотностной гамма-гамма-метод и некоторые модификации акустического метода.

## **7.7 Комплексное применение методов ГИС**

Эффективное решение геологических и технологических задач возможно только на основе комплексного применения геофизических методов, имеющих различную петрофизическую основу (электрических, радиоактивных, акустических и т. д.). Сходство задач и способов их решения для различных районов позволяет устанавливать типовые комплексы геофизических исследований скважин, пробуренных с целью поисков и разведки однотипных полезных ископаемых. На основе утвержденных типовых комплексов ГИС разрабатывают и согласуют с заказчиком обязательные комплексы, учитывающие специфику района. Типовые и обязательные комплексы ГИС после утверждения действуют как отраслевой стандарт. Сокращение обязательного комплекса допускается только в исключительных случаях. Если в каком-то случае обязательный комплекс ГИС не решает поставленных перед ним задач, он может быть дополнен.

При работе в сложных геологических условиях, особенно на этапе поисков и разведки, проводят специальные исследования. Повышения эффективности геофизических методов при этом достигают за счет их сочетания с такими технологическими мероприятиями, как смена скважинной жидкости, увеличение диаметра скважины (разбуривание), гидродинамические воздействия на пласт, закачивание индикаторных жидкостей и т. д. При специальных исследованиях нефтегазовых месторождений получили распространение временные методы, основанные на том, что в обсаженных скважинах происходит постепенное расформирование зоны проникновения. Анализируя изменение геофизических параметров во времени, можно определить истинный характер насыщения пластов, оценить их начальную и остаточную нефтегазонасыщенность.

Растущий объем геофизических исследований скважин, сложность геологических задач обусловили разработку систем интерпретации комплексных данных ГИС на ЭВМ. В этих системах предусматриваются предварительная оценка качества и отбраковка материалов, расчленение разреза, определение границ пластов, выделение полезных ископаемых, оценка продуктивности отложений. Как правило, алгоритмы комплексной обработки материалов ГИС основаны на решении систем уравнений, в которых неизвестными являются искомые параметры, а заданными — параметры, определенные по диаграммам ГИС, и параметры скелета породы, флюидов и т. д.

В целом можно отметить, что сложность задач, решаемых при изучении разрезов нефтегазовых скважин, обуславливает объединение в соответствующие комплексы большинства геофизических методов. Комплексы методов ГИС, применяемые при разведке угольных и рудных месторождений, а также при инженерно-геологических и

гидрогеологических исследованиях, обусловлены спецификой решаемых задач и петрофизическими особенностями пород, слагающих соответствующие разрезы.

Зольность и другие характеристики качества углей определяют с помощью корреляционных зависимостей между показателями качества и геофизическими параметрами. Для исключения неоднозначности в определении показателей и внесения поправок применяют комплексы ГИС, позволяющие определить следующие параметры: удельное электрическое сопротивление или электропроводность (методы кажущегося сопротивления, индукционный, скользящих контактов); плотность и эффективный атомный номер (плотностной и селективный гамма-гамма-методы). Определение физико-механических свойств основной и непосредственной кровли и почвы угольных пластов осуществляют на основе применения акустического и плотностного гамма-гамма-метода.

Задачу выделения магнетитовых руд и оценки содержания в них общего железа решают на основе комплексного применения методов ГГМ-П, ГГМ-С и метода магнитной восприимчивости. Поскольку такие магнетитовые руды, как мармитовые и гематитовые, обладают низким сопротивлением, они могут быть выделены по данным методов КС, ИМ и МСК. При оценке содержания железа необходимо учитывать пористость пород, в связи с чем наряду с названными выше методами в комплекс включают нейтрон-нейтронные методы по тепловым (ННМ-Т) или надтепловым (ННМ-НТ) нейтронам.

Для выделения марганцевых руд в комплекс включают ННМ-Т, поскольку марганец обладает повышенным сечением захвата тепловых нейтронов. Хромитовые руды выделяют и оценивают на основе применения следующего комплекса: спектрометрический нейтронный гамма-метод, ННМ-Т или ННМ-НТ, ГГМ-П, ГГМ-С.

Полиметаллические, медноколчеданные, сульфидные, медно-никелевые и другие руды, обладающие электронной проводимостью, выделяют и оценивают по комплексу электрических методов. Руды, содержащие элементы со сравнительно высокой энергией возбуждения характеристического излучения (олово, медь, свинец, цинк, сурьма, ртуть, вольфрам, молибден), выделяют и оценивают с помощью рентгенорадиометрических методов. Алюминиевые руды (бокситы), обладающие повышенной радиоактивностью, выделяют с помощью ГМ. Для оценки содержания в них алюминия применяют нейтронно-активационный метод (НАМ). Урановые руды выделяют в основном по данным ГМ. Эти руды могут содержаться в любых породах, в связи с чем комплексы ГИС любого назначения должны включать гамма-каротаж.

Выделение и оценку в разрезах скважин химического сырья (бороносные пласты, калийные соли, фосфорсодержащие апатиты, фосфориты, нефелиновые и серные руды) проводят на основе широкого комплекса, основную роль в котором играют различные методы ядерной геофизики: ННМ-Т, ННМ-НТ, ГМ и ГМ-С, ГГМ-П и ГГМ-С, НАМ. В скважинах, бурящихся на воду, применяют в первую очередь комплексы электрических методов, включающие КС и ПС. Основное значение при изучении инженерно-геологических скважин имеют акустические и электрические методы.

В заключение отметим, что методы интерпретации практически всех геофизических методов требуют включения в комплексы ГИС кавернометрии и резистивиметрии.

## **7.8 Принципы построения аппаратуры для ГИС**

В общем случае геофизические исследования в скважине включают измерение, передачу, регистрацию и предварительную обработку информации. Для их осуществления служат наземные лаборатории, глубинные приборы и спуско-подъемное оборудование. Перед проведением ГИС бурение прекращают и буровой инструмент извлекают на поверхность. Глубинные приборы в этом случае соединяют со станцией специ-

альным геофизическим кабелем, который служит для их транспортировки по стволу скважины, электропитания и передачи информации.

Спуско-подъемное оборудование включает блок-баланс и лебедку с геофизическим кабелем. Лебедку устанавливают на отдельном автомобиле-подъемнике или на том же автомобиле, что и лаборатория. К блок-балансу подсоединяют датчики глубин, натяжения и меток глубин. Работа лебедки обычно осуществляется с помощью двигателя автомобиля. При исследовании наклонных скважин, а также скважин, проведенных из штолен и горных выработок, можно применять специальные устройства для транспортировки приборов к забою.

В глубинном приборе (зонде) помещают первичные датчики, преобразующие разность потенциалов, напряженность, перемещение частиц среды, энергию или плотность потока радиоактивных частиц и т. д. в сигнал, представляющий собой изменяющийся по величине электрический ток или напряжение. Зонд содержит также устройство для создания соответствующих искусственных физических полей — электрических, электромагнитных, нейтронных, и некоторые специфические элементы: экраны, фильтры, центраторы, коллиматоры. Во многих случаях один глубинный прибор содержит датчики и устройства для одновременного проведения исследований различными методами.

Как правило, сигнал на выходе первичного датчика непригоден для непосредственной передачи по длинному каротажному кабелю, в связи с чем сигнал преобразуют — интегрируют, выпрямляют, усиливают по мощности, кодируют. С этой целью в скважинном приборе размещают электронные устройства, требующие специальной защиты от высокого гидростатического давления. Поэтому корпуса скважинных приборов герметичны и баростойки. Корпуса приборов, предназначенных для исследования глубоких скважин, выдерживают давление до 100—120 мПа. Высокая температура, достигающая в таких скважинах 200 °С и более, налагает свои ограничения и на типы применяемых электронных приборов.

Датчики, расположенные вне защитного корпуса (внутри корпуса располагают только датчики радиоактивных излучений), соединяют с электронными преобразователями и жилами геофизического кабеля через специальные баростойкие (в глубоких скважинах — термобаростойкие) электровводы. Кроме того, корпуса приборов, электровводы и их резиновые уплотнительные устройства, а также изоляция геофизического кабеля должны быть стойки к воздействию химически агрессивной внешней среды (растворы солей, кислот, щелочей, нефть, газы).

Поскольку глубины рудных, угольных, инженерно-геологических и гидрогеологических скважин обычно невелики, приборы, предназначенные для их исследования, работают в более благоприятных термобарических условиях. Фактор, усложняющий создание приборов для исследования названных скважин, — их малый диаметр. Принимая решение о применении того или иного геофизического метода, необходимо учитывать реальные возможности геофизической аппаратуры.

Эффективный способ сокращения времени, затрачиваемого на ГИС, — одновременное исследование скважин несколькими методами. Реализация такой возможности достигается за счет аппаратного комплексирования. В настоящее время разработаны многоканальные телеизмерительные системы, позволяющие передавать информацию от нескольких датчиков одновременно. Например, создана аппаратура, позволяющая проводить одновременные измерения методами бокового каротажного зондирования и с фокусировкой тока в скважинах глубиной до 7000 м при температуре до 200 °С. Существуют приборы для одновременных исследований акустическими и нейтронными методами, а также различными модификациями ядерно-физических методов.

Наряду с приборами на кабеле в практику геофизических исследований постепен-

но внедряются автономные глубинные приборы, устанавливаемые на буровом инструменте над долотом и позволяющие осуществлять исследования в процессе бурения. Информация при этом регистрируется на магнитные носители, помещенные непосредственно в глубинные приборы. Применение автономных устройств не только сокращает простои, связанные с проведением ГИС, но и дает возможность изучать коллекторы до образования зоны проникновения.

Геофизические измерительные станции служат для питания скважинной аппаратуры, контроля процесса каротажа, регистрации и предварительной обработки получаемой информации. Как правило, они позволяют проводить измерения всеми геофизическими методами.

Наибольшее распространение в настоящее время имеют лаборатории, рассчитанные на одновременную запись диаграмм различных методов (например, методов КС, ПС и с фокусировкой тока). Аналого-цифровые лаборатории рассчитаны на одновременную запись диаграмм в аналоговой и цифровой форме. Цифровая запись обеспечивает надежность, высокое качество материалов и эффективную связь с ЭВМ. В настоящее время разработаны и применяются компьютеризированные лаборатории. Автоматическая компьютеризированная лаборатория представляет собой систему, содержащую бортовой компьютер, который выполняет следующие функции: управляет калибровкой аппаратуры; оптимизирует процесс измерения, изменяя режимы работы глубинной и наземной аппаратуры и спуско-подъемного оборудования; контролирует качество получаемой информации; осуществляет оперативную интерпретацию полученных материалов. Применение этих лабораторий существенно повышает эффективность геофизических исследований скважин.

