

# ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН



«Инфра-Инженерия»

**УДК 550.83**

**ББК 26.2**

**Г36**

**Р е ц е н з е н т ы:**

д-р техн. наук, член-корр. Международной Академии Информатизации, лауреат премий СМ СССР, им.Н.К.Байбакова, ОАО «Газпром», заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности, почетный работник газовой промышленности, председатель Совета директоров ОАО «Тверьгеофизика» **Ш.К.ГЕРГЕДАВА**; канд. техн. наук, вице-президент, главный геолог геофизической сервисной компании «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» **В.П.СТЕНИН**.

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН:** справочник мастера по промысловой геофизике/ под общ. ред. В.Г.МАР-ТЫНОВА, Н.Е.ЛАЗУТКИНОЙ, М.С.ХОХЛОВОЙ. .- М.: Инфра-инженерия, 2009. - 960 С.

ISBN 978-5-9729-0022-0

Описаны физические основы, области применения и аппаратура для электрических, радиометрических, акустических, гидродинамических, геолого-технологических и других методов исследования нефтяных и газовых скважин. Рассмотрены способы и правила выполнения измерений, основы метрологического, петрофизического и интерпретационного обеспечения геофизических методов исследования скважин. Показана высокая информативность геофизических исследований в открытом стволе и обсаженных скважинах при решении геологических и технологических задач, контроле разработки нефтяных, газовых месторождений и подземных хранилищ газа. Впервые рассмотрены вопросы технико-экономических расчетов на проведение ГИС.

Способствуя устранению дефицита профессиональной литературы, справочник является путеводителем по современной методологии и применениям скважинных геофизических и гидродинамических методов для специалистов нефтегазового профиля смежных специальностей и заказчиков геофизических услуг.

Издание предназначено также специалистам, повышающим свою квалификацию, и студентам, обучающимся по направлениям 553600 «Нефтегазовое дело», 130300 «Прикладная геология», 130200 «Технологии геологической разведки».

© Коллектив авторов, 2009

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2009

ISBN 978-5-9729-0022-0

## **Коллектив авторов**

**Н.Н.Богданович**, к.г.-м.н. доц. (компания «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед»);

**А.С.Десяткин**, к.т.н. (ООО «Газпром геофизика»);

**В.М.Добрынин**, д.г.-м.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**Г.М.Золоева**, д.г.-м.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**А.И.Ипатов**, д.т.н. проф. (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НТЦ»);

**К.В.Коваленко**, к.т.н.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**Д.А.Кожевников**, д.ф.-м.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**М.И.Кременецкий**, д.т.н. проф. (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НТЦ»);

**В.И.Кристя**, к.г.-м.н. доц. (компания «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед»);

**В.В.Кульчицкий**, д.т.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**Н.Е.Лазуткина**, к.т.н. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**В.Г.Мартынов**, д.т.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**А.Н.Малев**, к.т.н. (ООО «Газпром геофизика»);

**В.Д.Неретин**, д.т.н. проф.(РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**В.В.Стрельченко**, д.т.н. проф. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**М.С.Хохлова**, к.г.-м.н. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина);

**В.Г.Цейтлин**, к.ф.-м.н. (Центр метрологии и сертификации ООО «Газпром геофизика»);

**В.Н.Черноглазов**, к.г.-м.н. доц. (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина).

## ГЛАВА I

### МЕТОДЫ ГИС

Процесс геофизического исследования и получения информации о разрезе скважины – это сложная цепь измерений и преобразований, состоящая из отдельных этапов. Чтобы показать суть этого процесса и связь предмета интерпретации с другими предметами, воспользуемся схемой (рис. 1.1. а), которая была сформулирована в 1965 г. Г.Н. Зверевым.

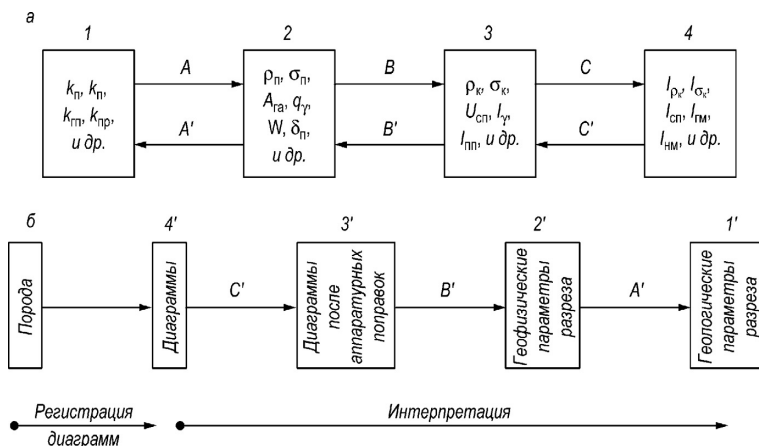
Исходная информация, заключенная в *первом блоке 1*, составляет комплекс параметров, определяющих геологические особенности породы. Особенностью этих свойств является то, что их нельзя измерять дистанционно, необходимо получить образец горной породы, на котором они будут определяться. К этим свойствам относятся пористость  $K_p$ , проницаемость  $K_{пр}$ , нефтегазоводонасыщенность  $K_v$  ( $K_{нф}$ ), минеральный состав породы, данные о типе порового пространства ( $K_{п\text{эф}}$ ,  $K_{пт}$ ), доля объема породы, представленного глиной ( $K_{гл}$  – объемная глинистость) и др.

Во *втором блоке 2* схемы содержатся физические свойства, на измерении параметров которых основаны геофизические методы. Это свойства, которые не составляют содержание геологического разреза скважины, но могут быть измерены дистанционно, то есть с использованием геофизических датчиков (зондов), опускаемых в скважину. На измерении этих свойств основаны геофизические методы: электрометрия – на удельном электрическом сопротивлении  $\rho_n$ , электропроводности  $\sigma_n$ , диффузионно-адсорбционной активности пород  $A_{ад}$ ; радиометрия – на естественной радиоактивности –  $q_r$ ; содержания водорода в объеме породы  $W_n$ ; плотности породы  $\delta_n$  и др.

Поскольку сведения о свойствах пород, заключенных во втором блоке схемы, можно исследовать дистанционно, но они не описывают разрез, а свойства первого блока описывают разрез, но их нельзя изучать дистанционно, требуется знать

характер связей между свойствами первого и второго блоков. Виды этих связей исследуются в лабораторных условиях, чаще всего на керновом материале, и составляют сущность петрофизики (физика горных пород).

Физические свойства, на которых основаны геофизические методы, в большинстве случаев не могут быть непосредственно измерены в условиях скважины, поскольку исследуется неоднородная среда (порода прорезана скважиной, заполненной буровым раствором; свойства пластов на контакте со скважиной изменены; влияют соседние пласты и тип измерительной установки). В связи с этим в *третьем блоке* показаны фактические, называемые кажущимися или эффективными, характеристики, которые получаются в неоднородной среде ( $\rho_k$ ,  $\sigma_k$  – кажущиеся сопротивление и электропроводность,  $U_{сн}$  – потенциал собственной поляризации,  $I_\gamma$ ,  $I_{п\gamma}$ ,  $I_{\gamma\gamma}$  – интенсивности гамма-излучения). Для получения связи между кажущимися и истинными характеристиками исполь-



**Рис. 1.1. Информационная модель ГИС (а) и ее вид при изучении разрезов скважин (б) [42]:**

блоки: 1 – петрофизических параметров; 2 – физических свойств; 3 – кажущиеся характеристики; 4 – характеристики, получаемые в процессе регистрации; А, В, С – соответствующие связи (петрофизические, зависимости кажущихся характеристик от истинных и их связь с отклонением пишущего устройства); С', В', А' – обратные операции, проводимые в процессе интерпретации диаграмм

зуют как аналитические решения, так и методы физического моделирования (сеточное моделирование в электрометрии, пространственные модели для решения задач радиометрии). В этом случае для заданных условий (физические параметры пластов и скважины, их мощность, диаметр скважины и т.п., размер и тип измерительной установки) изучают величину кажущегося параметра и выясняют, от каких факторов она зависит. Стрелка, связывающая истинные и кажущиеся параметры, показывает, что исходный сигнал в скважине преобразуется еще раз и характер этого преобразования изучается в теории поля метода (рис. 1.1. а).

В *четвертом блоке* собраны характеристики, получаемые на выходе всей системы преобразования. Характеристики поля, изучаемые в скважине, изображают в виде диаграмм. Поскольку способ регистрации диаграммы может внести некоторые искажения в исходный сигнал (например, инерционность аппаратуры), необходимо знать условия записи данной диаграммы, а также систему поправок, связывающих результирующий и исходный сигналы.

Все блоки и стрелки на рис. 1.1. а показывают, как изменяется информация о пласте при изучении его в скважине и какие разделы геофизической науки занимаются изучением законов изменения информации. При регистрации диаграмм в скважине этапы А, В, С не разделяются.

Процесс интерпретации есть обратное движение в данной схеме, то есть переход от диаграмм к кажущимся параметрам путем введения аппаратных поправок С', использования уравнений либо результатов моделирования, полученных в теории методов В', и затем применения петрофизических связей А' для перехода от геофизических параметров второго блока к параметрам первого блока, характеризующим породу.

Таким образом, чтобы провести интерпретацию диаграмм всего комплекса геофизических методов, необходимо знать технологию регистрации диаграмм, теорию методов и петрофизику.

### **1.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ**

К числу одних из наиболее информативных методов ГИС, возможности которых наиболее полно реализуются в необса-

женных интервалах, относятся электрические и электромагнитные методы [34].

Электрические методы исследования скважин основаны на изучении электрических свойств пород и насыщающих их флюидов состоят в регистрации параметров естественного и искусственного электрического поля. К числу электрических методов естественного поля относится метод самопроизвольной поляризации (ПС). Основным методом искусственного электрического поля является метод кажущегося сопротивления (КС). Среди наиболее широко используемых модификаций этого метода боковое электрическое зондирование (БЭЗ или БКЗ), боковой (БК), микробоковой (МБК) и другие методы.

Основной измеряемой величиной является кажущееся удельное электрическое сопротивление УЭС [Омм].

Электромагнитные методы основаны на изучении параметров искусственного переменного электромагнитного поля. Среди этой группы методов следует назвать индукционный (ИК) и диэлектрический (ДК) методы [68].

Основным принципом использования электрических и электромагнитных методов является комплексирование зондов разной глубинности. При этом совместно используются как зонды одного, так и различных видов (например, потенциал и градиент зонды, прямые и обратные зонды). Новейшее устройство для ИК – трехмерная модификация, обеспечивающая измерение сопротивления как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях (например, «HRAI», Halliburton или «3DEX» Baker Atlas), что позволяет определять анизотропию УЭС, которая вызывается наличием тонких слоистых нефтенасыщенных пропластков.

Интерпретация рассматриваемой группы методов основана на применении физических или математических моделей, связывающих параметры конкретной системы «скважина-пласт» с регистрируемыми параметрами электрического или электромагнитного поля. На основе интерпретационной модели осуществляется переход от измеренных значений параметров (кажущихся сопротивлений, проводимостей и пр.) к истинным удельным электрическим сопротивлениям пласта (зоны проникновения, промытой зоны), определения размеров зоны проникновения, изучения параметров неоднородности пласта и пр.

Следующий этап интерпретации состоит в переходе на основе петрофизических зависимостей от электрических и электромагнитных свойств пласта к параметрам, характеризующим

коллекторские емкостные свойства (включая насыщение толщин пласта).

### 1.1.1. Поле точечного источника постоянного электрического тока в однородной и изотропной среде

Для определения удельного сопротивления горных пород в скважине необходимо знать закономерности распространения электрического тока в трехмерном пространстве. В этом издании мы остановимся лишь на тех простейших особенностях поля постоянного тока в однородной и изотропной среде, знание которых необходимо для изложения последующего материала.

Предположим, что точечный электрод А, излучающий постоянный электрический ток с силой  $I$ , находится в однородной и изотропной среде с удельным сопротивлением  $\rho$  (рис. 1.2). Вторым электродом В источника тока удален в бесконечность или столь далеко от электрода А, что влиянием электрического поля этого источника на поле электрода А можно пренебречь. Поскольку среда однородна и изотропна, то условия для протекания тока от электрода А во всех направле-

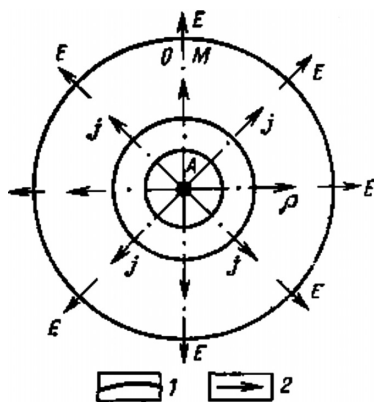


Рис. 1.2. Пояснение к выводу формулы для определения потенциала электрического поля постоянного тока в однородной среде:  
линии: 1 – равного потенциала; 2 – тока

ниях одинаковы. Поэтому плотность тока  $j$  на расстоянии  $r$  от источника будет равна:

$$j = I / 4\pi r^2. \quad (1.1)$$

Падение напряжения  $dU$  на элементарном участке  $dr$ :

$$-dU = \rho \cdot j \cdot dr = \frac{\rho \cdot I}{4\pi} \cdot \frac{dr}{r^2}. \quad (1.2)$$

Потенциал электрического поля в точке  $M$ , расположенной на расстоянии  $AM$  от источника тока, найдем интегрированием уравнения (1.2):

$$U_M = - \int_{\infty}^{AM} dU = - \frac{\rho I}{4\pi} \int_{\infty}^{AM} \frac{dr}{r^2} = \frac{\rho \cdot I}{4\pi \cdot AM}. \quad (1.3)$$

Аналогично найдем потенциал точки  $N$ , находящейся на расстоянии  $AN$  от источника тока  $A$ :

$$U_N = \frac{\rho \cdot I}{4\pi \cdot AN}. \quad (1.4)$$

Разность потенциалов:

$$\Delta U = U_M - U_N = \frac{\rho I}{4\pi} \left( \frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{\rho \cdot I}{4\pi} - \frac{MN}{AM \cdot AN}. \quad (1.5)$$

Из уравнения (1.2) также следует, что в случае однородной и изотропной среды напряженность электрического поля  $E$  можно определить по формуле:

$$E = -dU / dr = \rho I / 4\pi r^2 = \rho I / 4\pi AO^2, \quad (1.6)$$

где  $r$  или  $AO$  – расстояние от источника тока до точки, в которой определяется  $E$ .

Уравнения (1.3) – (1.6) принципиально позволяют найти удельное сопротивление однородной среды по результатам измерения потенциалов, разности потенциалов или напряженности электрического поля:

$$\rho = 4\pi AM \frac{U_M}{I} = 4\pi AO^2 \frac{E}{I} \quad (1.7)$$

$$\rho = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \frac{\Delta U}{I} \quad (1.8)$$

Однако с практической точки зрения измерить потенциал  $U_M$  или напряженность  $E$  в какой-либо точке среды значительно сложнее, чем разность потенциалов  $\Delta U$ . Поэтому для изучения удельного сопротивления пород в скважинах применяют четырехполюсные установки  $AMNB$ , использование которых основывается на измерении разности потенциалов электрического поля.

### **1.1.2. Обычные зонды метода кажущегося сопротивления. Микрозондирование**

Для изучения удельного электрического сопротивления горных пород в скважину на кабеле спускают измерительную установку (зонд), состоящую, как правило, из трех электродов (рис. 1.3). Обычно, при проведении измерений три электрода ( $A$ ,  $M$  и  $N$  или  $A$ ,  $B$  и  $M$ ) помещают в скважину, располагая их вдоль ее оси по одной линии, а четвертый ( $B$  или  $N$ ) располагают близ устья.

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

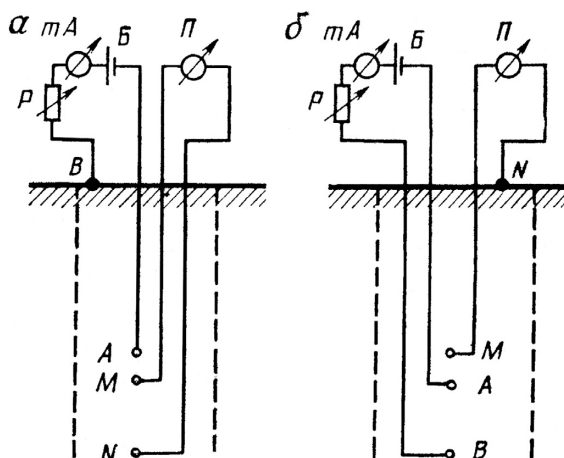
имеющие одинаковое назначение (А и В или М и N), называются парными, а электроды разного назначения – непарными.

В однородной среде кажущееся сопротивление равно удельному сопротивлению среды. В скважине среда неоднородна, и кажущееся сопротивление зависит от факторов, характеризующих электрическую неоднородность этой среды, а также от типа и коэффициента зонда К. Кажущееся сопротивление связано с измеренной разностью потенциалов между электродами М и N:

$$\rho = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = K \cdot \frac{\Delta U}{I}, \quad (1.9)$$

где  $\rho_k$  – кажущееся сопротивление, Ом·м; К – коэффициент зонда, м;  $\Delta U$  – разность потенциалов между электродами М и N, мВ; I – сила питающего тока, мА.

В зависимости от соотношений расстояний  $\overline{AM}$  и  $\overline{MN}$  результат измерений ( $\rho_k$ ) связан с потенциалом или градиентом элект-



**Рис. 1.3. Принципиальные схемы измерения кажущегося сопротивления горных пород в скважине:**

а – с зондом прямого питания; б – с зондом взаимного питания;

Б – источник постоянного тока; Р – реостат;

П – прибор для измерения разности потенциалов; мА – миллиамперметр

рического поля. Поэтому зонды поля сопротивления подразделяются на две основные группы: потенциал- и градиент-зонды.

*Потенциал-зондом* называется зонд, при котором определяемое кажущееся сопротивление пропорционально потенциалу  $U_M$  измерительного электрода М. Это условие выполняется для идеального потенциал-зонда, когда  $\overline{MN} = \infty$ . В этом случае:

$$\rho_k = 4 \cdot \pi \cdot \overline{AM} \cdot \frac{U_M}{I} \quad (1.10)$$

Однако в практике геофизических работ использование идеальных потенциал-зондов невозможно в связи с сильным влиянием индуктивных помех на результаты измерений.

Практически реальный потенциал-зонд можно считать идеальным, если выполняется условие  $\overline{MN} > 10 \overline{AM}$ .

*Градиент-зондом* называется зонд, при котором определяемое кажущееся сопротивление пропорционально градиенту потенциала в точке, расположенной между измерительными электродами М и N (в точке О). Это условие выполняется для идеального градиент-зонда ( $\overline{MN} \rightarrow 0$ ,  $\overline{AM} \rightarrow \overline{AN} \rightarrow \overline{AO}$ ):

$$\rho_k = 4 \cdot \pi \cdot \overline{AO}^2 \cdot \frac{E}{I} \quad (1.11)$$

Использовать идеальный градиент-зонд в практике геофизических работ невозможно (измеряемая величина при сближении электродов М и N становится мала, соизмерима с помехами и не может быть зарегистрирована).

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

В зависимости от числа питающих и измерительных электродов различают зонды прямого питания (или однополюсные) и зонды взаимного питания (или двухполюсные) (рис. 1.4).

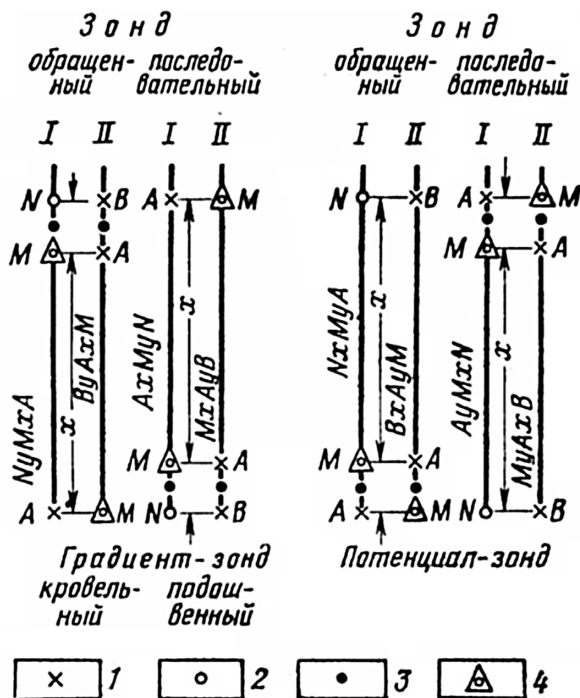
*Зонд прямого питания* (или однополюсный) имеет один питающий и два измерительных электрода (второй питающий электрод устанавливается в этом случае на поверхности).

*Зонд взаимного питания* (или двухполюсный) имеет два питающих и один измерительный электрод (второй измеритель-

ный электрод устанавливается на поверхности).

Согласно принципу взаимности величины кажущегося сопротивления не изменятся, если изменить назначение электродов, сохранив при этом расстояние между ними, то есть пропустить ток через М и N и измерить разность потенциалов между А и В.

При измерениях с зондами прямого питания удастся в большей степени исключить влияние полей, создаваемых естественными и промышленными электрическими токами в земной коре. С зондами взаимного питания удобнее осуществлять одновременную регистрацию кривых кажущего-



**Рис. 1.4. Зонды для измерения кажущегося сопротивления горных пород:**

зонды: I – прямого питания (однополюсный); II – взаимного питания (двухполюсный); электроды: 1 – питающие (А, В); 2 – измерительные (М, N); 3 – точка записи кажущегося сопротивления; 4 – точка записи СП

ся сопротивления и собственных потенциалов.

В зависимости от взаимного расположения парных и непарных электродов трехэлектродные нефокусированные зонды подразделяются на последовательные (парные электроды расположены ниже непарного) и обращенные (парные электроды расположены выше непарного).

Одним из важных является понятие точки записи. Точка записи – это некая условная точка, к которой относят результаты измерений. Точкой записи трехэлектродных зондов условно считают середину между сближенными электродами.

Размер зонда  $L$  определяет глубинность его исследования в радиальном направлении и определяется:

- для градиент-зонда – расстоянием между непарным электродом и серединой между парными;
- для потенциал-зонда – расстоянием между сближенными электродами.

Одной из важнейших характеристик любой измерительной установки является глубинность (или радиус) исследования. Глубинность исследования градиент-зонда примерно соответствует размеру зонда, потенциал-зонда – двум размерам зонда.

Зонды обозначаются А2.0М0.5N означает, что расположение электродов сверху вниз – А, М, N, а расстояние между ними соответственно 2.0 м и 0.5 м.

По результатам замеров кажущегося сопротивления одним зондом можно определить границы пластов и лишь приближенно судить о величине удельного электрического сопротивления горных пород. Для более точного определения удельного сопротивления пластов по кривым кажущегося сопротивления применяют специальную методику – боковое электрическое зондирование БЭЗ (боковое каротажное зондирование БКЗ). Эта методика заключается в измерении кажущегося сопротивления с помощью нескольких (пяти – семи) градиент-зондов или реже потенциал-зондов различной длины. Чем больше длина зонда, тем больше радиус его исследования. Применение комплекта зондов различной длины позволяет при интерпретации учесть влияние бурового раствора на величину кажущегося сопротивления, найти истинное сопротивление пласта, установить наличие проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, оценить удельное сопротивление и глубину зоны проникновения раствора. Для успешной интерпретации диаграмм по методу БЭЗ необходимо также иметь кривую измене-

ния фактического диаметра скважины с глубиной (кавернограмму) и кривую изменения удельного сопротивления бурового раствора по стволу скважины.

Размер зондов, используемых для БЭЗ, изменяется от 1 – 2 до 20 – 30 диаметров скважины. Тип зондов для БЭЗ зависит от характера изучаемого разреза и выбирается опытным путем. Часто, например, применяют следующий комплект последовательных градиент-зондов: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1N и один обращенный, как правило, это N0.5М4.0А или N0.5М2.0А.

Последний зонд (обращенный градиент-зонд) служит для уточнения границ пластов.

При изучении разрезов скважин, сложенных мощными пластами очень высокого или очень низкого удельного сопротивления, может в некоторых случаях оказаться эффективным боковое электрическое потенциал-зондирование следующим комплектом зондов с размерами АМ, равными 0.25; 0.5; 1.0; 2.0 и 4 м. При этом электрод N должен быть удален от электрода М на расстояние, превышающее мощность исследуемых пластов (практически на 30 – 40 м).

Наряду с установками, размер которых сравним с диаметром скважин или значительно его превышает, применяются зонды очень маленького размера обычно до 5 см (микрозонды). Благодаря этой особенности микрозонды обладают малой глубиной исследования и позволяют детально исследовать изменение удельного электрического сопротивления горных пород, непосредственно прилегающих к стенке скважины. Для уменьшения влияния бурового раствора на результаты измерения электроды зонда устанавливают на наружной стороне изолирующей пластины (башмака), которая специальной пружиной (рессорой) плотно прижимается к стенке скважины.

При исследовании пород-коллекторов на показания микрозондов оказывает влияние удельное сопротивление части пласта, измененной проникновением фильтрата бурового раствора, а также удельное сопротивление и толщина глинистой корки. Поэтому по данным микрозондов трудно получить представление о характере насыщения коллектора (нефтью, газом или водой).

Обычно применяют микрозонды двух размеров: градиент-микрозонд А0.025М<sub>1</sub>0.025М<sub>2</sub> потенциал-микрозонд А0.05М<sub>2</sub>. Радиус исследования потенциал-микрозондом существенно больше радиуса исследования градиент-микрозондом. Более пол-

ная информация получается в том случае, если исследования в скважине проводятся одновременно двумя микрозондами.

По данным микрозондов хорошо выделяются породы-коллекторы, имеющие на своей поверхности глинистую корку. Однако глинистая корка одновременно с этим отрицательно сказывается на результатах количественных определений удельного сопротивления полностью промытой части коллектора.

В интервалах, характеризующихся на кавернограмме увеличением диаметра скважины (каверна с  $d_k > 15$  см), оба микрозонда регистрируют низкие и одинаковые значения  $\rho_r$ , отражающие кажущееся сопротивление бурового раствора.

Эффективность метода резко снижается при проведении исследований в скважинах, пробуренных на минерализованных растворах, при неплотном прижатии башмака зонда к стенке скважины. Нецелесообразно проведение исследований при  $\rho_p < 0.1 - 0.2$  Ом. В этом случае тонкий слой бурового раствора между глинистой коркой и башмаком зонда замыкает на себя весь ток электрода А, который растекается по глинистой корке, и диаграммы становятся сглаженными и не пригодными для интерпретации.

### **1.1.3. Методы экранированного заземления (боковой каротаж)**

#### ***Боковой каротаж***

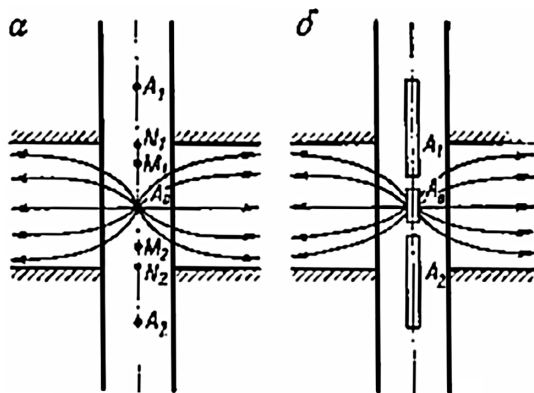
В условиях разрезов, сложенных пластами ограниченной толщины  $h \leq 2 - 3$  м, а также в скважинах, вскрываемых на промывочной жидкости высокой минерализации, рассмотренные выше трехэлектродные зонды, с помощью которых регистрируется диаграмма кажущегося сопротивления (КС), становятся мало эффективными. В таких случаях широкое применение нашли экранированные зонды (или зонды бокового каротажа БК) с фокусировкой пучка токовых линий, направленных в породу.

Изучение разрезов скважины методом экранированного заземления основано на различии удельных электрических сопротивлений горных пород. В производстве получили распространение измерения по методу экранированного заземления с автоматической фокусировкой тока или, как часто называют, по методу бокового каротажа. Наиболее широко используют две модификации метода экранированного заземления: изме-

рения по схеме с семиэлектродным зондом и измерения по схеме с трехэлектродным зондом, также применяется и девятиэлектродный зонд. В каждом из этих зондов имеется один центральный – основной и 2 – 4 экранных токовых электрода. Кроме этого, имеются измерительные электроды.

Семиэлектродный зонд имеет три однополярных токовых электрода ( $A_0$ ,  $A_1$  и  $A_2$ ) и две пары измерительных электродов ( $M_1N_1$ ,  $M_2N_2$ ) (рис. 1.5. а). Через центральный электрод  $A_0$  и через фокусирующие электроды  $A_1$  и  $A_2$  пропускают ток одной полярности. Сила тока, протекающего через фокусирующие электроды, регулируется так, чтобы независимо от сопротивления горных пород и сопротивления бурового раствора обеспечить равенство потенциалов электродов  $A_0$ ,  $A_1$  и  $A_2$  при неизменном токе  $I_0$ , текущем через центральный электрод. Условие сохранения равенства потенциалов между токовыми электродами будет выполняться, если разность потенциалов между двумя парами измерительных электродов  $M_1N_1$  и  $M_2N_2$  поддерживать равной нулю путем изменения силы экранного тока. Поскольку при этом потенциалы электродов  $A_0$ ,  $A_1$  и  $A_2$  окажутся равны, ток не сможет течь вдоль скважины и направится фокусированным пучком в горную породу.

В методе экранированного заземления измеряют кажуще-



**Рис. 1.5. Схема токовых силовых линий, выходящих из центрального электрода  $A_0$  при измерениях методом экранированного заземления в пластах высокого удельного сопротивления:**

а – семиэлектродным зондом; б – трехэлектродным зондом

еся или эквивалентное удельное сопротивление горных пород, которое имеет такой же физический смысл, как и кажущееся сопротивление, измеренное с обычным зондом. Кажущееся сопротивление вычисляют по формуле:

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{I_0}, \quad (1.12)$$

где  $K$  – коэффициент зонда, определяемый по специальным формулам;  $\Delta U$  – разность потенциалов между одним из измерительных электродов ( $M_1$  или  $N_1$ ) и удаленным электродом  $N$ ;  $I_0$  – сила тока, текущего через центральный электрод  $A_0$ .

Трехэлектродный зонд (рис. 1.5. б) в методе экранированного заземления представляет собой длинный цилиндрический электрод, разделенный двумя изолирующими промежутками на три части: небольшой по длине центральный электрод  $A_0$  и два длинных симметричных экранных электрода  $A_1$  и  $A_2$ . Так же, как и в семиэлектродном зонде, через электроды  $A_0$ ,  $A_1$  и  $A_2$  пропускают электрический ток одной полярности. Силу тока, текущего через экранные электроды, регулируют так, чтобы разность потенциалов между тремя электродами была равна нулю.

Определение кажущегося сопротивления также производится с помощью уравнения (1.12), где  $\Delta U$  будет разность потенциалов между одним из токовых электродов и удаленным электродом  $N$ .

Характерными размерами семиэлектродного зонда являются его длина  $L = O_1 O_2$  – расстояние между серединами интервалов  $M_1 N_2$  и  $M_2 N_1$  и общий размер  $L_{об} = A_1 A_2$ . Для трехэлектродного зонда характерными размерами являются его длина  $L$ , равная расстоянию между серединами изолирующих промежутков, и его общая длина  $L_{об}$ .

Девятиэлектродный экранированный зонд используют в двух модификациях: нормализованный зонд и псевдобокковой. При расположении дополнительных экранных электродов  $B_1$  и  $B_2$  между основными экранными электродами  $A_1$ ,  $A_2$  и измерительными  $N_1$ ,  $N_2$  электродами радиус исследования девятиэлектродным зондом резко увеличивается по сравнению с семиэлектродным зондом в пластах большой толщины. При псевдобокковом варианте два дополнительных экранных электро-

да  $B_1$  и  $B_2$  располагаются с внешней стороны семиэлектродного зонда симметрично относительно центрального электрода  $A_0$ . В результате распределения токовых линий электрода  $A_0$  значительная часть потенциала падает в непосредственной близости от стенки скважины, и измеряемое значение зависит в основном от удельного сопротивления близлежащей к стенке скважины части пласта, то есть такой зонд имеет малый радиус исследования.

Точкой записи кривых в зондах экранированного заземления является середина центрального электрода. Соотношение длины  $L$  и общего размера  $L_{06}$  семиэлектродного зонда определяет параметр фокусировки зонда  $q=(L_{06}-L)/L$ . С увеличением параметра фокусировки  $q$  уменьшается влияние ближней зоны (скважины и зоны проникновения фильтрата бурового раствора), но возрастает влияние толщины пласта на кажущееся сопротивление. Можно привести два примера для семиэлектродных зондов, применяемых на практике: зонд с большим радиусом исследования  $A_1 1.1 N_1 0.2 M_1 0.2 A_0 0.2 M_2 0.2 N_2 1.1 A_2$ , имеющий  $q=4$ , и зонд с меньшим радиусом исследования  $A_1 0.5 N_1 0.2 M_1 0.3 A_0 0.3 M_2 0.2 N_2 0.5 A_2$ , имеющий  $q=1.5$ .

Для определения границ пластов по кривым семиэлектродного зонда находят точки максимального градиента  $r_k$  (точки перегиба кривой), которые приурочены примерно к половине высоты аномалии. От этих точек в масштабе глубин откладывают вниз и вверх расстояние, равное половине длины зонда. Параллельные прямые линии, проведенные на этих глубинах, укажут положение кровли и подошвы пласта (рис. 1.6. а).

Границы пласта по кривым трехэлектродного зонда определяют по началу наиболее крутого подъема и окончанию спада кривой  $r_k$ , то есть на уровне основания аномалии (рис. 1.6. б).

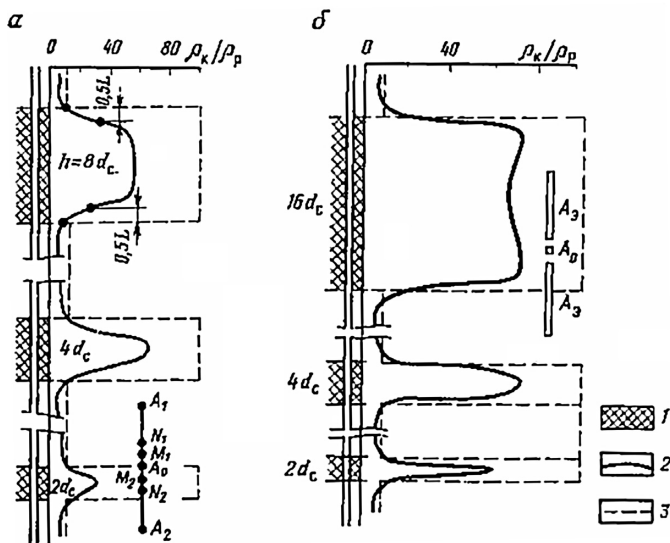
Кривые на рис. 1.6 показывают влияние толщины пластов на величину аномалии  $r_k$ . При измерениях семиэлектродными зондами влияние толщины необходимо учитывать в пластах с  $h < 2L_{06}$  ( $h 1.2 - 6$  при  $L_{06}=0.6 - 3$  м). При измерениях с трехэлектродным зондом влияние толщины существенно меньше и начинается ощущаться в пластах с  $h < 4d_c$  ( $h < 0.8 - 1.2$  м при  $d_c=0.2 - 0.3$  м).

Метод экранированного заземления наиболее целесообразно применять при исследовании скважин, заполненных солевым раствором ( $\rho_p < 0.1$  Ом·м), а также для изучения разрезов, сложенных плотными горными породами с высоким удельным

сопротивлением. В этих условиях метод позволяет более детально, чем обычный метод КС, произвести расчленение разреза, точнее определить удельное сопротивление пластов.

Как уже говорилось ранее, наряду с зондами большого радиуса исследования применяются и микрозонды для изучения удельного сопротивления пород в прискважинной зоне. По данным нефокусированных микрозондов хорошо выделяются породы-коллекторы, имеющие на своей поверхности глинистую корку. Однако глинистая корка одновременно с этим отрицательно сказывается на результатах количественных определений удельного сопротивления полностью промытой части коллектора. Для преодоления этой трудности применяют фокусированный микрозонд или, как его называют, зонд бокового микрокаротажа.

Электроды этого зонда также смонтированы на прижимном измерительном башмаке и представлены центральным токо-



**Рис. 1.6. Кривые кажущегося сопротивления против пластов высокого сопротивления ограниченной мощности, полученные на моделях пластов:**

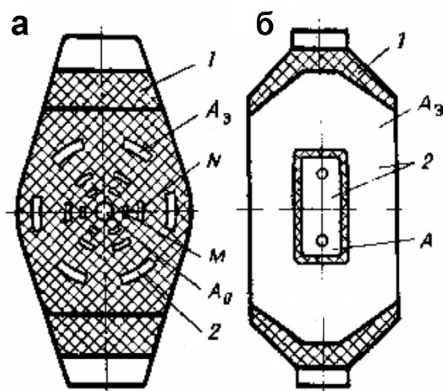
при измерениях: а – с семиэлектродным зондом; б – с трехэлектродным зондом: 1 – пласт; 2 –  $\rho_k / \rho_p$ ; 3 –  $\rho_n / \rho_p$

вым  $A_0$  и кольцевым или рамочными экранными  $A_3$  и управляющими М, N электродами (рис. 1.7). По принципу работы эти зонды очень похожи на семиэлектродный и трехэлектродный.

Фокусированный пучок тока, вытекающий из центрального электрода  $A_0$  зонда бокового микрокаротажа, пересекает глинистую корку по кратчайшему пути и тем самым уменьшает ее влияние. Удельное электрическое сопротивление промытой фильтратом раствора зоны коллектора удается измерить точнее.

Применение зондов МБК особенно эффективно в скважинах, вскрываемых на минерализованных промывочных жидкостях, и позволяет производить более точную оценку  $\rho_{nn}$  в пластах-коллекторах.

В настоящее время как в нашей стране, так и за рубежом разработаны различные типы аппаратуры БК, позволяющие регистрировать одновременно несколько кривых  $\rho_k$  экранированными зондами разной глубинности. При использовании такой аппаратуры одновременно записывается два (большой и малый) или три зонда (большой, средний и малый). Применение таких многозондовых установок способствует повышению эффективности геофизических исследований скважин.



**Рис. 1.7. Схема расположения электродов на измерительных башмаках бокового микрозонда:**

зонд: а — четырехэлектродный; б — двухэлектродный;

1 — изоляция; 2 — металл

**Пластовые микросканеры**

Пластовые микросканеры (например, микроимиджеры FM1, FMS Schlumberger) позволяют получить в необсаженной скважине картину залегания толщин в условиях тонкослоистого разреза. В конструкцию прибора входят 4-рычажный каверномер, на каждом рычаге которого располагается башмак с 48 зондами микрокаротажа (всего 192 зонда). Значимость микросканеров в области ГИС-контроля состоит в возможности предварительного детального выделения интервалов (толщин) пласта, планируемых для опробования с помощью испытателей на кабеле (ИПК). В целом, результатами измерений микросканеров является [101]:

1. Структурный анализ пород (выявление несогласий, тектонических нарушений, углов падения и азимутов простирающих толщин).
2. Седиментологический и фациальный анализ (определение направлений палеотечений).
3. Оценка сложнопостроенных коллекторов (выявление трещин в пространстве, оценка их плотности, раскрытости, пористости, нефтенасыщенности).
4. Определение направления стресса и геометрии ствола скважины.

**1.1.4. Электромагнитные методы****Индукционный метод**

Изучение разрезов скважин индукционным методом основано на различии в электропроводности горных пород – величине, обратной удельному электрическому сопротивлению.

Первоначально метод разрабатывался для исследования скважин, заполненных не проводящим электрический ток буровым раствором (на нефтяной основе), в котором обычно метод КС или метод экранированного заземления, имеющие систему токопроводящих и измерительных электродов, применены быть не могут. Однако в последующем были обнаружены существенные преимущества индукционного метода при изучении геологических разрезов низкого сопротивления в скважинах, заполненных обычным токопроводящим буровым раствором.

Принципиальная схема индукционного метода включает зонд и регистрирующий прибор. Индукционный зонд состоит

из главных катушек – генераторной и приемной, а также дополнительных, называемых фокусирующими. Фокусирующие катушки, в свою очередь, могут быть как генераторными, так и приемными. Длина индукционного зонда определяется расстоянием между серединами главных катушек. Точка записи относится к середине этого расстояния. Катушки расположены на оси прибора, при этом расположение и количество дополнительных катушек выбирается так, чтобы обеспечить минимальное влияние на показания зонда скважины, зоны проникновения и вмещающих пород.

При пропускании через излучающую катушку (рис. 1.8) переменного тока с частотой 20 – 50 кГц (в зависимости от типа аппаратуры), вырабатываемого генератором 4, вокруг катушки в окружающей среде создаются переменные токи  $I$ . Величина ЭДС этих круговых токов тем больше, чем выше электропроводность среды. В свою очередь, эти переменные круговые токи индуцируют в приемной катушке зонда электродвижущую силу. Таким образом, в приемной катушке зонда индуцируется ЭДС первичного электромагнитного поля излучающей катушки и ЭДС вторичного электромагнитного поля круговых токов. ЭДС первичного электромагнитного поля зонда в реальных зондах компенсируется встречной, противоположной по фазе ЭДС, создаваемой дополнительными катушками или специальными электронными устройствами.

В средах с низкой электропроводностью, которой обычно характеризуются горные породы при относительно небольших частотах электромагнитного поля, используемых в индукционных зондах, влиянием электрических полей вихревых токов друг на друга (скин-эффект) можно пренебречь и с достаточной точностью принять, что ЭДС активной составляющей, генерируемой вторичным полем  $E$ , прямо пропорциональна электропроводности окружающей среды  $\sigma$ . Для однородного по электропроводности немагнитного пространства это условие можно записать так:

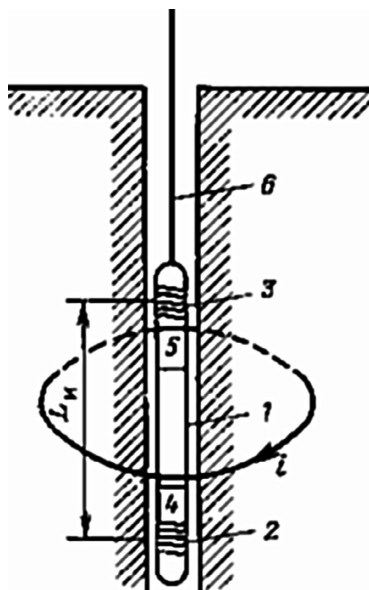
$$E = K_{\text{и}} \cdot \sigma, \quad (1.13)$$

где  $K_{\text{и}}$  – коэффициент индукционного зонда, зависящий от числа витков и диаметра генераторной и приемной катушек зонда, силы и частоты тока.

Из уравнения (1.13) можно определить удельную электрическую электропроводность однородной среды:

$$\sigma = \frac{E}{K_{\text{и}}} \quad (1.14)$$

В неоднородной среде, если скважина перпендикулярна к плоскости пластов, вихревые токи не взаимодействуют между собой и не пересекают границы между отдельными участками среды (скважина, зона проникновения, пласт, вмещающие породы). Это означает, что в соответствии с приближенной теорией (пренебрегая скин-эффектом) все среды включены в цепь кольцевых токов параллельно и наведенная в приемной катушке ЭДС представляет собой сумму сигналов,



**Рис. 1.8. Принципиальная схема индукционного метода:**

- 1 – скважинный снаряд-зонд; 2 – излучающая катушка; 3 – приемная катушка; 4 – генератор; 5 – усилитель и выпрямитель; 6 – кабель;  
7 – регистрирующий прибор

пришедших отдельно от каждого участка среды.

По аналогии с методом кажущихся сопротивлений в неоднородной среде вводят понятие кажущейся (или эффективной) удельной электропроводности среды:

$$\sigma_k = \frac{E'}{K_{\text{и}}} = \sigma_p \cdot B_p + \sigma_{\text{зп}} \cdot B_{\text{зп}} + \sigma_{\text{п}} \cdot B_{\text{п}} + \sigma_{\text{вм}} \cdot B_{\text{вм}}, \quad (1.15)$$

где  $\sigma_p$ ,  $\sigma_{\text{зп}}$ ,  $\sigma_{\text{п}}$  и  $\sigma_{\text{вм}}$  – удельные электропроводности соответственно раствора, зоны проникновения, пласта и вмещающих пород;  $B_p$ ,  $B_{\text{зп}}$ ,  $B_{\text{п}}$  и  $B_{\text{вм}}$  – геометрические факторы тех же участков среды – числа, показывающие долю сигнала данной среды в общем сигнале.

Произведение электропроводности участка на геометрический фактор этого участка определяет вклад каждого участка в суммарную вторичную ЭДС приемной катушки.

Сумма всех геометрических факторов равна единице:

$$B_p + B_{\text{зп}} + B_{\text{п}} + B_{\text{вм}} = 1. \quad (1.16)$$

Кажущаяся электропроводность  $\sigma_k = 1/\rho_k$  измеряется в миллизименсах на метр [мСм/м].

Шкала диаграммы кажущейся электропроводности в индукционном методе линейная, диаграммы кажущегося сопротивления – гиперболическая, не имеющая нулевой линии.

Кривые  $\sigma_k$  или  $\rho_k$  в одиночных пластах симметричные; границы пластов при мощности более 4 м на кривых фокусированных зондов определяются по середине аномалии, где ее ширина равна мощности пласта. В пластах меньшей мощности определенная по этому правилу мощность оказывается меньше фактической – фиктивная мощность пласта. Достоверное выделение пластов малой мощности возможно лишь в случае, когда изучаемые пласты представлены породами более низкого сопротивления по сравнению с вмещающими породами, а их толщина превышает 1 – 1.5 м.

Как следует из уравнения (1.16), на показания индукционного метода оказывают влияние скважина, вмещающие породы, зона проникновения фильтрата бурового раствора и сопротивление неизменной части пласта, а также в опреде-

ленной мере скин-эффект. Для того чтобы правильно определить сопротивление неизменной части пласта, необходимо ввести соответствующие поправки в величину кажущейся электропроводности.

Поправка на влияние скважины незначительна при использовании в качестве промывочной жидкости не проводящих электрический ток растворов (на углеводородной основе) или пресных глинистых растворов. Однако эта поправка становится существенной при удельном сопротивлении глинистого раствора  $\rho_p < 1$  Ом·м и  $\rho_p/\rho_p > 20$ ,  $d_c > 0.3$  м. Влияние скин-эффекта на  $\sigma_k$  при работе с обычными низкочастотными индукционными зондами становится заметной в случае, если  $\rho_k < 2$  Ом·м.

При исследованиях с шестикатушечным фокусированным зондом влиянием вмещающих пород можно пренебречь при определении  $\sigma_n$  в пластах с  $h > 2$  м.

Наличие повышающего проникновения фильтрата бурового раствора при глубине проникновения  $D < 4d_c$  относительно мало сказывается на величине  $\sigma_k$  в пластах высокой электропроводности (низкого удельного сопротивления). Наличие глубокой зоны понижающего проникновения фильтрата бурового раствора существенно затрудняет определение истинной электропроводности пласта, заставляет прибегать к комплексной интерпретации кривых индукционного метода и кривых обычного метода КС или метода экранированного заземления.

Индукционный метод наиболее эффективно применяется для исследования разрезов, сложенных породами низкого удельного сопротивления (до 50 Ом·м). Метод может быть использован в скважинах, заполненных не проводящей электрический ток жидкостью и пресными глинистыми растворами. Эффективность использования индукционного метода снижается при исследовании скважин, заполненных соленым раствором ( $\rho_p < 1$  Ом·м), и при наличии зоны проникновения фильтрата бурового раствора, понижающей сопротивление пласта.

Обычный низкочастотный индукционный метод позволяет детально изучить разрезы, сложенные породами низкого удельного сопротивления, выделить нефтегазонасыщенные и водоносные породы, изучить строение переходной водонефтяной зоны и определить положение контактов нефть – вода и газ – вода.

При определении истинного удельного сопротивления пород

эффективно применять индукционный метод в комплексе с обычным методом КС или методом экранированного заземления.

В последние годы было разработано несколько модификаций многозондовой аппаратуры индукционного каротажа, состоящих из трех или четырех зондов, различающихся габаритами скважинных приборов, числом и составом зондов ИК, типом источника питания (внешним по кабелю или автономным), термо- и баропрочностью, а также глубиной исследования и вертикальной разрешающей способностью [95].

В основе построения отечественных комплексов индукционного каротажа заложены следующие принципы:

- комплекс состоит из простых трехкатушечных зондов;
- все зонды работают с временным разделением на одной частоте и имеют единую приемную цепь;
- на каждом зонде регистрируют как активную, так и реактивную составляющую сигнала.

### **Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование**

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) представляет собой измерение параметров магнитного поля трехкатушечными индукционными зондами, обладающими геометрическим и электродинамическим подобием. Каждый зонд состоит из одной генераторной и двух приемных катушек. За одну спускоподъемную операцию регистрируются показания пяти разноглубинных зондов индукционного каротажа и потенциала самопроизвольной поляризации (СП) пород (табл. 1.1) [131].

Длины зондов уменьшаются последовательно, начиная с

Т а б л и ц а 1.1

**Геометрические характеристики зондов ВИКИЗ [131]**

| Схема зонда        | Длина зонда*, м | База зонда**, м |
|--------------------|-----------------|-----------------|
| И6 0.40 И5 1.60 Г5 | 2.0             | 0.40            |
| И5 0.28 И4 1.13 Г4 | 1.41            | 0.28            |
| И4 0.20 И3 0.80 Г3 | 1.0             | 0.2             |
| И3 0.14 И2 0.57 Г2 | 0.71            | 0.14            |
| И2 0.10 И1 0.40 Г1 | 0.5             | 0.1             |
| СП                 |                 |                 |

\* Длина зонда – расстояние между центрами генераторной и удаленной измерительной катушками.

\*\* База зонда – расстояние между центрами приемных катушек.

зонда двухметровой длины; коэффициент уменьшения равен  $\sqrt{2}$ . Самый короткий зонд имеет длину 0.5 м. В измерительном приборе все излучающие и приемные катушки коротких зондов размещены между излучающей и приемной катушками двухметрового зонда.

Измеряемой величиной в методе ВИКИЗ является разность фаз гармонического магнитного поля  $\Delta\phi$ , наведенного в измерительных катушках, распространяющегося в проводящей среде от источника излучения до приемников, удаленных от источника на различные расстояния (база измерения). Разность фаз определяется пространственным распределением удельного электрического сопротивления окружающей среды и характеризует удельное электрическое сопротивление пород и электрические неоднородности прискважинной зоны.

В теории метода было установлено, что относительная разность амплитуд или фаз, измеренных в двух близкорасположенных катушках, очень слабо зависит от параметров скважины даже на очень высоких частотах до 15 МГц. Таким образом, измерения  $\Delta\phi$  позволяют исключить влияние скважины при этом, не утратив хорошей вертикальной расчлененности. Применение высоких частот приводит к высокому уровню сигнала даже в относительно плохо проводящих средах с удельным сопротивлением до 120 Ом·м, что позволяет расширить диапазон определяемых значений  $\rho_n$  [131].

Зонды ВИКИЗ отличаются не только размерами зондов, но и их радиальной глубиной исследования. Причем чем меньше частота и больше длина зонда, тем больше удалена от зонда область, влияющая на его показания (то есть больше глубина исследования). Это позволяет по данным ВИКИЗ обнаруживать радиальный градиент сопротивления и выделять по этому признаку пласты, в которые происходит проникновение промывочной жидкости (коллекторы), определять удельное электрическое сопротивление частей пластов, не затронутых проникновением, зон проникновения и окаймляющих их зон с одновременной оценкой глубины измененной части пласта. По данным об удельном электрическом сопротивлении пластов также определяют характер насыщения пород и положение флюидальных контактов и протяженности переходных зон.

Благоприятные условия проведения исследований методом ВИКИЗ, так же как и для индукционного метода, являются скважины, заполненные пресной промывочной жидкостью и про-

мывочной жидкостью на нефтяной основе. Однако, благодаря тому, что метод базируется на измерении относительных фазовых характеристик, может применяться и в скважинах, заполненных и минерализованными растворами с удельным сопротивлением до 0.5 Омм [131].

Исследования не проводят в скважинах, заполненных промывочной жидкостью, с удельным сопротивлением менее 0.02 Ом·м. Эффективность применения метода снижается при исследовании интервалов с глубокими понижающими зонами проникновения и в высокоомных разрезах.

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи [131]:

- расчленение разреза, в том числе и тонкослоистого;
- оценка положения водонефтяных и газоводяных контактов;
- определения удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;
- выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, как прямого признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других методов ГИС и петрофизической информацией позволяют определить коэффициент нефтегазонасыщения, литологию разреза и оценить неоднородность коллекторских свойств в интервалах проницаемых пластов.

### ***Метод диэлектрической проницаемости***

Диэлектрическая проницаемость среды  $\epsilon_a$  является физической характеристикой породы, показывающей во сколько раз напряженность электрического поля  $E$  в данном диэлектрике меньше напряженности поля индукции  $D$  в вакууме:  $\epsilon_a = D/E$ . В методе диэлектрической проницаемости рассматривается относительное значение этого параметра, равное отношению величины  $\epsilon_a$  данной среды к значению  $\epsilon_o$  абсолютной диэлектрической проницаемости в вакууме:  $\epsilon = \epsilon_a / \epsilon_o$ .

Аппаратура метода диэлектрической проницаемости представляет собой трехкатушечный скважинный прибор, регистрирующий параметры электромагнитного поля с частотой 15 – 60 МГц (это на несколько порядков выше, чем в индукционном методе). Прибор диэлектрического метода (ДМ) включает

две сближенные генераторные и одну приемную катушки (или одну генераторную и две приемные).

Применяют две модификации диэлектрического метода (ДМ): диэлектрический индуктивный (ДИМ) и волновой диэлектрический (ВДМ).

Аппаратура ДМ предназначена для измерения амплитудных (ДИМ) и/или фазовых характеристик высокочастотного электромагнитного поля (ВДМ). Как правило, определяют относительные фазовые (разность фаз в двух точках, расположенных на различном расстоянии от генераторной катушки  $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$ ) и относительные амплитудные ( $|h_{z1} - h_{z2}| = \Delta h_z$ ,  $|h_{z1}|/|h_{z2}|$ ,  $|\Delta h_z/h_{z2}|$ ) характеристики. Аппаратура волнового диэлектрического метода АДК-1 регистрирует  $\cos \Delta\varphi$ , ДК1-713 –  $\sin(\Delta\varphi/2)$ ,  $|h_{z1}|/|h_{z2}|$  и  $|\Delta h_z/h_{z2}|$ . Все перечисленные характеристики оп-

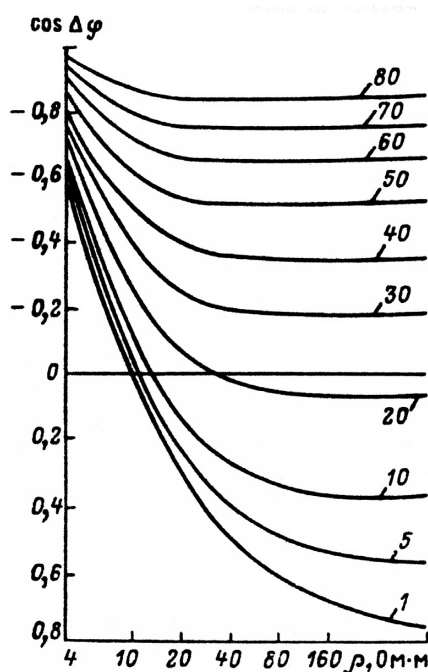


Рис. 1.9. Палетка для определения  $\epsilon$  (шифр кривых) при известном  $\cos \Delta\varphi$  по диаграмме (однородная среда)  $\cos \Delta\varphi$  (по С.Б.Денисову)

ределяются диэлектрической проницаемостью  $\epsilon$  и удельным электрическим сопротивлением среды  $\rho$ . В наименьшей степени от  $\epsilon$  зависит величина  $\Delta\phi$ . Значения  $\epsilon_n$  и  $\rho_n$  определяют по специальным палеткам (рис. 1.9).

Диэлектрическая проницаемость основных породообразующих минералов лежит в пределах 4 – 10 (кварц – 4.7; кальцит – 8.1; доломит – 9.8); нефти – 2 – 3 (в зависимости в основном от газового фактора); газа – 1 – 2 (в зависимости от пластового давления); для воды – 50 – 81 (зависит от температуры и минерализации).

Диэлектрический метод выполняют для оценки характера насыщения пласта при низкой минерализации пластовых вод, в условиях низкой дифференциации продуктивных и водоносных пород по удельному электрическому сопротивлению, например, в случае обводнения пластов пресными водами. Условие успешной реализации метода – неглубокие зоны проникновения (не более 0.6 – 0.8 м). Это обусловлено невысокой радиальной глубинностью метода ВДМ ( $R_{ис} = 0.4 - 0.6$  м). Метод ВДМ неэффективен в разрезах низкого сопротивления ( $\rho_n < 5$  Ом·м), поскольку основной вклад в регистрируемые параметры вносит проводимость среды.

Благоприятными условиями для применения диэлектрического метода являются скважины, заполненные пресными промысловыми жидкостями или растворами на нефтяной основе, метод может применяться в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами, а также в сухих скважинах.

При изменении водонасыщенности породы (при заводнении) наблюдается изменение диэлектрической проницаемости пласта (причем тем больше, чем выше минерализация воды). Контролируя изменение диэлектрической проницаемости можно следить за заводнением, проследить положение ВНК, выделять обводнившиеся интервалы, определять текущие значения  $K_b$ ,  $K_n$ . Для решения этих задач проводят исследования ВДМ при контроле разработки нефтяных месторождений в специальных контрольных скважинах, пробуренных с использованием раствора на нефтяной основе (РНО), или обсаженных стеклопластиковыми трубами.

Продуктивные межзерновые коллекторы успешно выделяются по данным повторных замеров ВДМ с использованием метода двух растворов. В продуктивной части терригенного разреза по данным метода возможно определение глинисто-

сти пород при соответствующей настройке интерпретационных моделей. В продуктивном карбонатном разрезе метод можно использовать для оценки пористости пород.

Наряду с однозондовой аппаратурой сейчас применяется и комплексная двухзондовая. Примером такой установки может служить отечественный прибор КДК, в котором используются два трехкатушечных зонда с различным радиусом исследования: короткий ИО.3ИО.45Г ( $R_{ис}=0.1 - 0.15$  м) и длинный ИО.3ИО.95Г ( $R_{ис}=0.3 - 0.4$  м). Каждый из этих зондов измеряет один фазовый и два амплитудных параметра. Применение такой аппаратуры позволяет увеличить точность определений относительной диэлектрической проницаемости пород  $\epsilon_n$  и коэффициентов нефтегазонасыщения  $K_{нг}$ .

### **1.1.5. Метод потенциалов собственной поляризации**

При исследованиях скважин методом потенциалов собственной поляризации (СП) изучают естественные электрические поля, возникающие в скважине и породах в результате физико-химических процессов диффузии солей в растворах электролитов, фильтрации жидкости, окислительно-восстановительных реакций. Эти процессы порождают потенциалы диффузионные, течения, окислительно-восстановительные. Главную роль в формировании естественных электрических полей в скважине, заполненной буровым раствором на водной основе, играют потенциалы диффузионного происхождения.

Исследования методом СП проводят, регистрируя диаграмму изменения по разрезу скважины разности потенциалов между электродом М, перемещающимся по стволу скважины, и электродом N, расположенным на земной поверхности близ устья скважины.

#### ***Диффузионная ЭДС***

При непосредственном контакте растворов электролита различной концентрации на границе растворов в результате диффузии ионов, на которые диссоциирует электролит, из раствора большей концентрации в раствор меньшей, возникает двойной электрический слой с разностью потенциалов  $E_d$ :

$$E_d = \frac{RT}{nF} \cdot \frac{u-v}{u+v} \cdot \ln \frac{C_1}{C_2}, \quad (1.17)$$

где  $E_d$  – диффузионная ЭДС, мВ;  $R$  – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К);  $T$  – абсолютная температура растворов, К;  $n$  – валентность электролита;  $F$  – число Фарадея, Кл/моль;  $u$  и  $v$  – подвижности катиона и аниона;  $C_1$ ,  $C_2$  – концентрация растворов.

При данной последовательности индексов при  $C$  под знаком логарифма величина  $E_d$ , рассчитываемая по формуле (1.17), определяет потенциал раствора «2» по отношению к раствору «1». Если подставить в формулу (1.17) значения констант  $R$ ,  $F$ , величину  $T=293$  К, соответствующую комнатной температуре  $t=20$  °С, и перейти от натурального логарифма к десятичному, то для растворов одновалентного электролита  $n=1$  получим:

$$E_d = 58 \cdot \frac{u-v}{u+v} \cdot \lg \frac{C_1}{C_2}, \quad (1.18)$$

где  $E_d$  выражается в милливольтях.

Выражение (1.18) можно записать и так:

$$E_d = 58(n_k - n_a) \lg C_1 / C_2, \quad (1.19)$$

где  $n_k$  и  $n_a$  – числа переноса катионов и анионов, характеризующие доли электричества, переносимого при диффузии катионами и анионами.

Обозначив множитель перед логарифмом в формуле (1.19) символом  $K_d$ , получим:

$$E_d = K_d \lg C_1 / C_2, \quad (1.20)$$

где  $K_d$  – коэффициент диффузионной ЭДС.

В пластовых водах нефтяных и газовых месторождений и в буровом растворе наиболее распространенной является поваренная соль NaCl, диссоциирующая в водном растворе на

катионы  $\text{Na}^+$  и анионы  $\text{Cl}^-$ . Подставив в формулу (1.17) средние значения подвижностей и  $u=40$ ,  $v=60$  для  $\text{Na}^+$  и  $\text{Cl}^-$ , будем иметь:

$$E_d = -11.6 \lg C_1 / C_2. \quad (1.21)$$

Таким образом, для растворов  $\text{NaCl}$  при  $t=20^\circ\text{C}$   $K_d = -11.6$  мВ. При контакте растворов  $\text{NaCl}$  разбавленный раствор  $C_2$  заряжается отрицательно по отношению к более концентрированному раствору  $C_1$ .

Из выражений (1.17), (1.21) следует, что диффузионная разность потенциалов возникает при различии концентраций  $C_1$ ,  $C_2$  и подвижностей  $u$ ,  $v$ . Величина и знак диффузионной ЭДС зависят при постоянной температуре от химического состава электролитов в растворах и соотношения концентраций граничащих растворов.

### **Диффузионно-адсорбционная ЭДС**

Если растворы «1» и «2» разделены пористой перегородкой, то величина и знак возникающей диффузионной ЭДС зависят (кроме указанных причин) также от размеров пор перегородки. Это происходит потому, что в диффузию катионов и анионов из раствора большей в раствор меньшей концентрации при прохождении их через поровые каналы перегородки вовлекаются подвижные катионы внешней обкладки двойного слоя, расположенного на поверхности твердой фазы скелета перегородки (рис. 1.10). Если перегородка крупнопористая, толщина  $\delta$  двойного слоя на поверхности поры пренебрежимо мала по сравнению с радиусом  $r$  канала ( $\delta \ll r$ ), практически  $\delta/r \approx 0$ , доля объема канала, занимаемого внешней обкладкой двойного слоя, ничтожна, и числа переноса катионов  $n_k$  и анионов  $n_a$  сохраняются теми же, что и при непосредственном контакте растворов. Диффузионно-адсорбционная ЭДС  $E_{da}$ , возникающая между растворами, не отличается от диффузионной ЭДС  $E_d$ . С уменьшением размера пор величины  $\delta$  и  $r$  становятся сравнимыми, и доля подвижных катионов внешней обкладки двойного слоя на поверхности пор в объеме поровых каналов становится все заметнее, поэтому значения  $n_k$  и  $n_a$  с уменьшением  $r$  начинают отличаться от соответствующих значений в формуле (1.18) для диффузионной ЭДС. С уменьшением  $r$  значение  $\delta/r \rightarrow 1$ ,  $n_k \rightarrow 1$ ,  $n_a \rightarrow 0$ , по-

этому в пределе для перегородки с ультратонкими порами  $n_k=1$ ,  $n_a=0$  выражение (1.18) для растворов одновалентного электролита приобретает вид:

$$E_{да} = 58 \lg C_1 / C_2 \quad (1.22)$$

В этом случае разбавленный раствор имеет положительный заряд по отношению к более концентрированному. Значение  $E_{да}$  становится отличным по величине и знаку от  $E_d$  при прочих равных условиях.

Диффузионно-адсорбционная ЭДС  $E_{да}$ , возникающая между растворами электролита, разделенными пористой перегородкой, описывается выражением:

$$E_{да} = K_{да} \lg C_1 / C_2, \quad (1.23)$$

где  $K_{да}$  – коэффициент диффузионно-адсорбционной ЭДС;

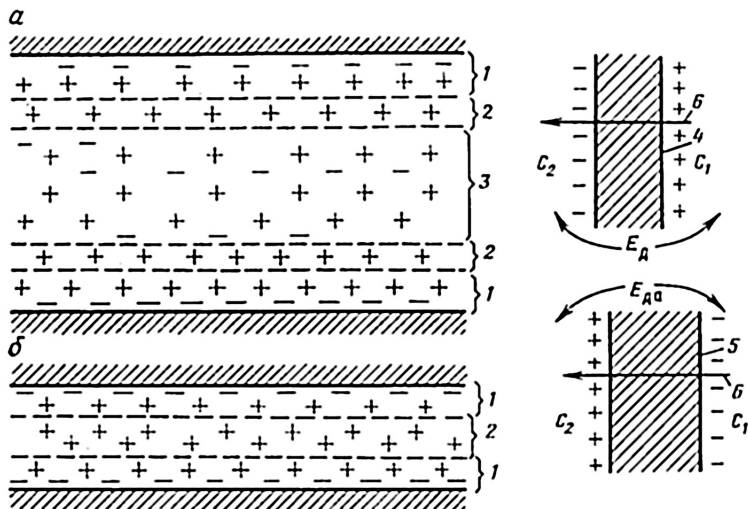


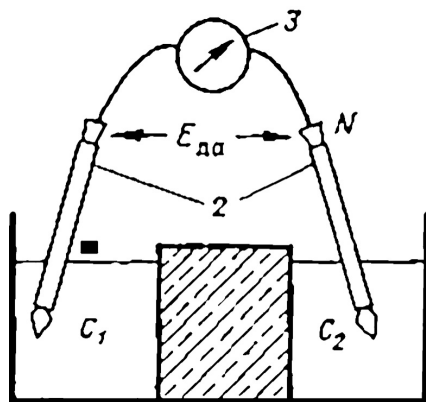
Рис. 1.10. Схема переноса ионов в широком (а) и узком капиллярах:

- 1 – адсорбированные ионы; 2 – подвижные ионы диффузионного слоя;
- 3 – свободный раствор; перегородки: 4 – с широкими капиллярами;
- 5 – с узкими капиллярами; 6 – направление диффузии

для растворов NaCl величина  $K_{да}$  при  $t=20^{\circ}\text{C}$  заключена в пределах от  $-11.6$  мВ до  $58$  мВ.

Для измерения величин  $E_d$  и  $E_{да}$  в лаборатории применяют электрохимическую ячейку (рис. 1.10), содержащую отделения с растворами различной концентрации и перегородку. В практике петрофизических исследований объектом изучения являются образцы горной породы, поэтому в качестве перегородки при измерении используют образец породы. При исследовании коллекции образцов терригенных пород роль крупнопористой перегородки играет чистый неглинистый песчаник с размерами пор в единицы и десятки микрометров, а роль «идеальной мембраны» – плотная тонкодисперсная глина. Этим породам для растворов NaCl соответствуют значения  $K_d = -11.6$  мВ и  $K_{да} = 58$  мВ. Промежуточные значения  $K_{да}$  соответствуют песчано-глинистым породам с различным содержанием высокодисперсного глинистого материала, причем чем больше глинистость породы, тем ближе величина  $K_{да}$  к предельному значению  $58$  мВ.

Изменяя значение  $C_2$  при  $C_1 = \text{const}$ , можно для каждого образца получить зависимость  $E_{да} = f(\lg C_2)$ . Семейство таких за-



**Рис. 1.11. Лабораторная установка для измерения диффузионных и диффузионно-адсорбционных ЭДС на образцах породы:**

1 – электрохимическая ячейка с образцом; 2 – электроды;  
3 – измерительный прибор

# Содержание

|                                                                                                          |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ОТ РЕДАКЦИИ .....                                                                                        | 4  |
| ГЛАВА I                                                                                                  |    |
| МЕТОДЫ ГИС .....                                                                                         | 13 |
| 1.1. Электрические и электромагнитные методы .....                                                       | 15 |
| 1.1.1. Поле точечного источника постоянного электрического<br>тока в однородной и изотропной среде ..... | 17 |
| 1.1.2. Обычные зонды метода кажущегося сопротивления.<br>Микрозондирование .....                         | 19 |
| 1.1.3. Методы экранированного заземления (боковой каротаж) ....                                          | 25 |
| <i>Боковой каротаж</i> .....                                                                             | 25 |
| <i>Пластовые микросканеры</i> .....                                                                      | 31 |
| 1.1.4. Электромагнитные методы .....                                                                     | 31 |
| <i>Индукционный метод</i> .....                                                                          | 31 |
| <i>Высокочастотное индукционное каротажное</i><br><i>изопараметрическое зондирование</i> .....           | 36 |
| <i>Метод диэлектрической проницаемости</i> .....                                                         | 38 |
| 1.1.5. Метод потенциалов собственной поляризации .....                                                   | 41 |
| <i>Диффузионная ЭДС</i> .....                                                                            | 41 |
| <i>Диффузионно-адсорбционная ЭДС</i> .....                                                               | 43 |
| <i>Электрохимические поля диффузионного происхождения</i><br><i>в скважине</i> .....                     | 48 |
| 1.1.6. Метод потенциалов<br>вызванной поляризации .....                                                  | 54 |
| 1.2. Метод ядерно-магнитного резонанса .....                                                             | 57 |
| <i>Радиометрия скважин</i> .....                                                                         | 64 |
| 1.3. Гамма-методы .....                                                                                  | 65 |
| 1.3.1. Закон радиоактивного распада и радиоактивное<br>равновесие .....                                  | 65 |
| 1.3.2. Единицы измерения радиоактивности .....                                                           | 67 |
| 1.3.3. Петрофизические и геохимические основы гамма-метода ..                                            | 69 |
| <i>Калий</i> .....                                                                                       | 70 |
| <i>Уран</i> .....                                                                                        | 72 |

|                                                                                              |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Торий .....                                                                                  | 72  |
| Глины и глинистые сланцы .....                                                               | 73  |
| Песчаники и алевролиты .....                                                                 | 75  |
| 1.3.4. Гамма-метод .....                                                                     | 76  |
| Петрофизическая модель гамма-метода .....                                                    | 80  |
| 1.3.5. Гамма-метод спектрометрический .....                                                  | 85  |
| 1.3.6. Взаимодействия гамма-квантов .....                                                    | 88  |
| 1.3.7. Методы рассеянного гамма-излучения<br>(гамма-гамма-методы) .....                      | 92  |
| Плотностная модификация ГГМ .....                                                            | 94  |
| Селективная модификация ГГМ .....                                                            | 101 |
| 1.4. Нейтронные методы .....                                                                 | 103 |
| 1.4.1. Взаимодействия нейтронов с веществом .....                                            | 103 |
| 1.4.2. Нейтронные свойства горных пород .....                                                | 112 |
| Характеристики замедления нейтронов .....                                                    | 115 |
| Диффузионные характеристики коллекторов .....                                                | 117 |
| Методы измерения диффузионных характеристик .....                                            | 123 |
| Связь нейтронных и других петрофизических<br>характеристик горных пород .....                | 124 |
| Физическая эквивалентность горных пород и пластовых<br>флюидов по нейтронным свойствам ..... | 128 |
| 1.4.3. Нейтронные методы .....                                                               | 131 |
| Нейтронная гамма-спектрометрия .....                                                         | 149 |
| Глубинность исследования горных пород .....                                                  | 154 |
| 1.4.4. Область применений нейтронных методов .....                                           | 157 |
| 1.5. Акустические методы .....                                                               | 161 |
| 1.5.1. Упругие свойства горных пород .....                                                   | 162 |
| 1.5.2. Виды упругих колебаний. Кинематические<br>и динамические параметры упругих волн ..... | 164 |
| 1.5.3. Распространение упругих<br>волн в скважинах .....                                     | 172 |
| 1.5.4. Характеристика аппаратуры<br>и зондов акустического метода .....                      | 173 |
| Многоэлементные зонды с монополярным излучателем .....                                       | 179 |
| Кросс-дипольные поляризационные зонды .....                                                  | 180 |
| 1.5.5. Информативные параметры упругих волн<br>и способы их регистрации .....                | 180 |
| 1.5.6. Интерпретация диаграмм стандартного<br>акустического метода .....                     | 182 |
| 1.5.7. Сопровождение работ по гидроразрыву пласта волновым<br>акустическим методом .....     | 189 |

|                                                                              |     |
|------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1.5.8. Скважинный акустический телевизор .....                               | 191 |
| 1.5.9. Вертикальное сейсмическое профилирование .....                        | 193 |
| 1.6. Определение диаметра, профиля<br>и искривления скважины .....           | 197 |
| 1.6.1. Измерение диаметра и профиля ствола скважины .....                    | 197 |
| <i>Кавернометрия</i> .....                                                   | 197 |
| <i>Профилеметрия</i> .....                                                   | 200 |
| 1.6.2. Определение положения ствола скважины .....                           | 203 |
| <i>Инклинометрические телесистемы</i> .....                                  | 205 |
| <i>Магнитные приборы</i> .....                                               | 206 |
| <i>Гироскопические приборы</i> .....                                         | 207 |
| <i>Модель погрешностей</i> .....                                             | 210 |
| <i>Область применения инклинометрии</i> .....                                | 212 |
| 1.7. Метрологическое обеспечение скважинных измерений                        | 217 |
| 1.7.1. Погрешности измерений<br>параметров при ГИС .....                     | 218 |
| 1.7.2. Система передачи единиц средства измерения .....                      | 221 |
| 1.7.3. Нормируемые метрологические характеристики средств<br>измерения ..... | 231 |
| Основные термины и определения .....                                         | 236 |

## ГЛАВА II

## ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА ..... 237

|                                                                                                                            |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.1. Петрофизика как прикладная наука. Организация и<br>функционирование петрофизических подразделений .....               | 237 |
| 2.2. Организация и функционирование<br>петрофизических подразделений .....                                                 | 245 |
| <i>Хранение керна</i> .....                                                                                                | 245 |
| <i>Профильные измерения на полноразмерном керне</i> .....                                                                  | 246 |
| <i>Стандартные и специальные исследования</i><br><i>на образцах керна</i> .....                                            | 250 |
| <i>Петрофизические исследования на образцах горных пород</i> .....                                                         | 252 |
| <i>Исследование нефтеотдачи и нефтеизвлечения в пласте</i><br><i>и в прискважинной зоне на образцах горных пород</i> ..... | 254 |
| <i>Комплексность изучения физических</i><br><i>свойств горных пород</i> .....                                              | 255 |

|                                                                                                       |            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2.3. Петрофизическое обеспечение подсчета<br>запасов нефтегазовых месторождений .....                 | 264        |
| 2.3.1. Литологическое описание пород .....                                                            | 264        |
| 2.3.2. Карбонатность пород .....                                                                      | 266        |
| 2.3.3. Глинистость пород .....                                                                        | 268        |
| <i>Гранулометрический анализ .....</i>                                                                | <i>272</i> |
| <i>Удельная поверхность горных пород .....</i>                                                        | <i>274</i> |
| <i>Состав и структура глинистых минералов .....</i>                                                   | <i>275</i> |
| <i>Емкость катионного обмена .....</i>                                                                | <i>276</i> |
| 2.3.4. Плотность и емкостные свойства пород. Объемная и<br>минералогическая плотности .....           | 277        |
| <i>Пористость: общая, открытая, эффективная<br/>        и динамическая .....</i>                      | <i>278</i> |
| <i>Структура пустотного пространства горной породы .....</i>                                          | <i>283</i> |
| 2.3.5. Фильтрационные свойства пород .....                                                            | 283        |
| 2.3.6. Определение нефтенасыщенности пород .....                                                      | 286        |
| <i>Прямой метод определения начальной водонасыщенности .</i>                                          | <i>286</i> |
| <i>Косвенные методы определения остаточной .....</i>                                                  | <i>288</i> |
| <i>водонасыщенности .....</i>                                                                         | <i>288</i> |
| 2.3.7. Определение граничных<br>характеристик пород-коллекторов .....                                 | 295        |
| 2.4. Петрофизическое обеспечение интерпретации<br>материалов геофизических исследований скважин ..... | 302        |
| 2.4.1. Поляризация горных пород .....                                                                 | 302        |
| 2.4.2. Двойной ионный слой .....                                                                      | 307        |
| 2.4.3. Удельное электрическое сопротивление пород .....                                               | 310        |
| <i>Способы учета влияния типа распределения<br/>        глинистости на УЭС .....</i>                  | <i>313</i> |
| <i>Зависимость УЭС от структуры литотипов<br/>        и минерального состава пород .....</i>          | <i>315</i> |
| <i>Влияние минерализации насыщающего раствора<br/>        на УЭС пород .....</i>                      | <i>318</i> |
| <i>Влияние смачиваемости поверхности на УЭС пород .....</i>                                           | <i>323</i> |
| 2.4.4. Диэлектрическая проницаемость горных пород .....                                               | 324        |
| 2.4.5. Диффузионно-адсорбционный потенциал .....                                                      | 326        |
| 2.4.6. Окислительно-восстановительный потенциал .....                                                 | 331        |
| 2.4.7. Фильтрационный потенциал .....                                                                 | 333        |
| 2.4.8. Потенциал вызванной поляризации .....                                                          | 334        |
| 2.4.9. Ядерный магнитный резонанс .....                                                               | 337        |
| 2.4.10. Рентгеновские методы исследования горных пород .....                                          | 338        |

|                                                                                                |            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 2.5. Петрофизическое обеспечение бурения, вскрытия и интенсификации нефтегазового пласта ..... | 342        |
| 2.5.1. Классификация механических свойств горных пород .....                                   | 342        |
| 2.5.2. Упругие свойства горных пород .....                                                     | 348        |
| <i>Статические методы изучения упругости горных пород .....</i>                                | <i>350</i> |
| <i>Динамические методы изучения упругости горных пород ....</i>                                | <i>354</i> |
| 2.5.3. Влияние различных факторов на скорости упругих волн .....                               | 358        |
| <i>Влияние давления на механические свойства пород .....</i>                                   | <i>362</i> |
| 2.5.4. Петрофизическое обеспечение интенсификации пласта .....                                 | 367        |
| 2.5.5. Исследования нефтеизвлечения при воздействии на при-скважинную зону .....               | 371        |
| 2.5.6. Петрофизическое обеспечение вскрытия пласта методом гидравлического разрыва .....       | 372        |

### ГЛАВА III

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАТИВНОСТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН ..... 377

|                                                                                          |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.1. Комплексы ГИС .....                                                                 | 377 |
| 3.2. Литологическое расчленение разрезов скважин .....                                   | 384 |
| 3.3. Выделение коллекторов .....                                                         | 395 |
| 3.4. Определение характера насыщения коллекторов по данным ГИС .....                     | 400 |
| 3.4.1. Метод электрического сопротивления .....                                          | 401 |
| 3.4.2. Нейтронные методы .....                                                           | 406 |
| 3.4.3. Диэлектрический метод .....                                                       | 408 |
| 3.4.4. Акустические методы .....                                                         | 408 |
| 3.4.5. Метод изотопов (ГМ) .....                                                         | 409 |
| 3.4.6. Термические методы .....                                                          | 410 |
| 3.4.7. Прямые методы .....                                                               | 410 |
| 3.4.8. Разделение нефтеносных и газоносных коллекторов .....                             | 411 |
| 3.4.9. Оценка характера насыщения сложных коллекторов .....                              | 413 |
| 3.5. Геофизические способы определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов ..... | 414 |

|                                                                                                                           |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.5.1. Определение пористости межзерновых коллекторов .....                                                               | 414 |
| 3.5.2. Определение типа емкостного пространства и вторичной пористости сложнопостроенных коллекторов .....                | 430 |
| 3.5.3. Определение проницаемости .....                                                                                    | 444 |
| 3.5.4. Определение прогнозных дебитов пластов .....                                                                       | 452 |
| 3.6. Геофизические способы определения коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности .....                               | 456 |
| 3.6.1. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности по электрическим (электромагнитным) методам .....                  | 456 |
| 3.6.2. Диэлектрический каротаж (ДК) .....                                                                                 | 460 |
| 3.6.3. Импульсные нейтронные методы .....                                                                                 | 461 |
| 3.6.4. Определение газонасыщенности по данным стационарных нейтронных методов .....                                       | 462 |
| 3.6.5. Физические основы определения нефтенасыщенности коллекторов по данным волнового акустического каротажа (БАК) ..... | 463 |
| 3.6.6. Определение нефтенасыщенности по данным углерод-кислородного каротажа .....                                        | 467 |
| 3.6.7. Определение коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов со сложной структурой емкостного пространства .....        | 469 |
| 3.6.8. Раздельное определение $K_n$ и $K_g$ в коллекторах с трехфазным насыщением .....                                   | 473 |
| 3.7. Использование данных ГИС при построении геологической модели залежи .....                                            | 474 |
| 3.7.1. Характеристика основных этапов геологического моделирования .....                                                  | 476 |

## ГЛАВА IV

## ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ .....

|                                                           |     |
|-----------------------------------------------------------|-----|
| 4.1. Параметры геолого-технологических исследований ..... | 481 |
| 4.2. Метод продолжительности бурения .....                | 484 |
| 4.3. Фильтрационный и дебитометрический методы .....      | 491 |
| 4.4. Метод дифференциального давления .....               | 493 |

|                                                                                                                 |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.5. Сейсмоакустические исследования скважин в процессе бурения .....                                           | 495 |
| 4.6. Газовый каротаж .....                                                                                      | 498 |
| 4.6.1. Физические основы газового каротажа .....                                                                | 499 |
| 4.7. Особенность структуры информационно-измерительных систем для исследования скважин в процессе бурения ..... | 504 |
| 4.8. Методы изучения шлама .....                                                                                | 512 |
| Газометрический анализ шлама .....                                                                              | 513 |
| Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) .....                                                             | 513 |
| Метод инфракрасной спектроскопии шлама .....                                                                    | 515 |
| Метод спектроскопии естественного гамма-излучения .....                                                         | 519 |
| Метод ядерно-магнитного резонанса .....                                                                         | 519 |
| Определение удельного электрического сопротивления .....                                                        | 520 |
| Определение плотности и пористости .....                                                                        | 521 |
| 4.9. Привязка шлама к глубинам скважины .....                                                                   | 523 |

## ГЛАВА V

### МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА .....

525

|                                                                                                           |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.1. Задачи методов и технологий промыслово-геофизического контроля .....                                 | 525 |
| 5.1.1. Задачи промыслового контроля .....                                                                 | 530 |
| 5.1.2. Задачи промыслово-геофизических исследований при контроле разработки .....                         | 532 |
| 5.1.3. Задачи гидродинамических исследований ГИС-контроля .....                                           | 534 |
| 5.1.4. Задачи динамической петрофизики .....                                                              | 538 |
| Особенности процессов вытеснения углеводородов .....                                                      | 539 |
| Контроль выработки при вытеснении нефти и газа .....                                                      | 541 |
| закачиваемой водой .....                                                                                  | 541 |
| 5.1.5. Новые задачи, возможности, приоритеты промыслово-геофизического контроля. Тенденции развития ..... | 545 |
| 5.1.5.1. Новые задачи и возможности .....                                                                 | 547 |
| 5.1.5.2. Новые приоритеты .....                                                                           | 548 |
| 5.2. Основные методы промыслового и геофизического контроля .....                                         | 550 |

|                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.2.1. Специфика промыслово-геофизического контроля как информационно-измерительной системы ..... | 550 |
| 5.2.2. Состав и структура системы промыслово-геофизического контроля .....                        | 552 |
| 5.2.3. Классификация методов контроля .....                                                       | 554 |
| 5.2.4. Методы промыслового контроля .....                                                         | 557 |
| 5.2.4.1. Промысловые исследования .....                                                           | 557 |
| 5.2.4.2. Методы оперативных технологических исследований .....                                    | 561 |
| 5.2.5. Методы геофизического контроля .....                                                       | 565 |
| 5.2.5.1. Методы изучения «притока-состава» в обсаженной скважине. ....                            | 565 |
| Общая характеристика комплекса методов .....                                                      | 565 |
| Расходомерия механическая .....                                                                   | 567 |
| Расходомерия термокондуктивная .....                                                              | 571 |
| Барометрия .....                                                                                  | 573 |
| Термометрия .....                                                                                 | 574 |
| Влагомерия диэлькометрическая .....                                                               | 577 |
| Гамма-гамма плотностеметрия .....                                                                 | 580 |
| Резистивиметрия .....                                                                             | 581 |
| Светооптические анализаторы содержания газа .....                                                 | 583 |
| Пассивная низкочастотная акустическая шумометрия .....                                            | 584 |
| Пассивная низкочастотная электромагнитная шумометрия .....                                        | 585 |
| Спектральная шумометрия сигналов акустической и электромагнитной эмиссии .....                    | 586 |
| Нейтронный активационный метод по кислороду .....                                                 | 587 |
| Особенности зарубежных комплексов «PLT» и многодатчиковых систем .....                            | 588 |
| 5.2.5.2. Методы исследований для оценки текущего насыщения пластов в обсаженных скважинах .....   | 592 |
| Нейтронные методы. ....                                                                           | 592 |
| Волновая широкополосная акустика .....                                                            | 593 |
| Поляризационный акустический каротаж .....                                                        | 595 |
| Исследования скважин, обсаженных стеклопластиковой колонной .....                                 | 597 |
| Измерения удельного электрического сопротивления в обсаженных скважинах .....                     | 598 |
| Комплексирование методов оценки текущей насыщенности в современном аппаратном обеспечении .....   | 601 |
| 5.2.5.3. Методы изучения технического состояния скважин .....                                     | 602 |
| Инклинометрия скважин .....                                                                       | 603 |
| Профилеметрия скважин .....                                                                       | 607 |
| Акустические методы оценки технического состояния .....                                           | 609 |

|                                                                                                               |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Метод электромагнитной локации муфт .....                                                                     | 613 |
| Скважинная дефектоскопия и толщинометрия .....                                                                | 614 |
| Гамма-гамма толщинометрия .....                                                                               | 616 |
| Гамма-гамма цементометрия .....                                                                               | 617 |
| Другие методы оценки технического состояния скважин ....                                                      | 618 |
| 5.2.5.4. Гидродинамические методы изучения<br>фильтрационно-емкостных свойств пластов .....                   | 619 |
| Базовые исследования .....                                                                                    | 621 |
| Экспресс-исследования .....                                                                                   | 623 |
| Регистрация кривых стабилизации давления КДС .....                                                            | 624 |
| Регистрация кривых восстановления давления КВД .....                                                          | 625 |
| Исследования методом падения давления КПД .....                                                               | 626 |
| Исследования методом индикаторной диаграммы ИД .....                                                          | 626 |
| Исследования методом восстановления уровня .....                                                              | 627 |
| Регистрация непрерывных кривых изменения давления<br>и дебита во времени при произвольном изменении дебита .. | 627 |
| Комплексные циклические гидродинамические<br>исследования .....                                               | 628 |
| Комплексные исследования при опробовании<br>с применением испытателей пластов на трубах и кабеле ....         | 629 |
| Исследования методом гидропрослушивания .....                                                                 | 631 |
| 5.3. Системный промыслово-геофизический контроль<br>и его комплексирование .....                              | 633 |
| 5.3.1. Понятие системного контроля .....                                                                      | 633 |
| 5.3.2. Этапность и периодичность исследований,<br>их комплексирование .....                                   | 635 |
| 5.3.3. Решение задач системного контроля с помощью<br>комплексных исследований .....                          | 652 |
| Обеспечение оценок выработки запасов<br>и их подтверждаемости .....                                           | 654 |
| Обеспечение оценок работающих толщин,<br>состава и профиля приемистости .....                                 | 656 |
| Обеспечение оценок заколонных межпластовых перетоков .                                                        | 657 |
| Обеспечение оценок фильтрационно-емкостных свойств<br>и энергетики пласта .....                               | 658 |
| 5.4. Технологии промыслово-геофизического контроля .....                                                      | 659 |
| 5.4.1. Задачи исследований .....                                                                              | 659 |
| 5.4.2. Условия проведения исследований<br>как основной фактор результативности .....                          | 664 |
| 5.4.3. Способы измерений .....                                                                                | 668 |
| 5.4.4. Технологии геофизических исследований скважин .....                                                    | 669 |
| 5.4.5. Технологии гидродинамических исследований<br>пластов и скважин .....                                   | 669 |

|                                                                                                                                   |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Технология исследований методом стабилизации давления ...                                                                         | 670 |
| Технология исследований методом<br>восстановления давления .....                                                                  | 670 |
| Технология исследований методом падения давления .....                                                                            | 672 |
| Технология исследований методом<br>индикаторной диаграммы .....                                                                   | 673 |
| Технология исследований методом<br>восстановления уровней .....                                                                   | 675 |
| Технология регистрации непрерывных кривых<br>изменения давления и дебита во времени при<br>произвольном изменении дебита .....    | 676 |
| Технология комплексных циклических исследований .....                                                                             | 679 |
| Комплексные исследования при испытаниях пласта<br>с применением опробователей, включая зарубежные<br>комплексы «RFT», «MDT» ..... | 682 |
| Компоновка подземного оборудования при испытании<br>пластов на бурильных трубах .....                                             | 682 |
| Технология проведения испытаний пластов<br>на бурильных трубах .....                                                              | 682 |
| Особенности устройства и технология использования<br>опробователей пластов на кабеле .....                                        | 685 |
| Комплексные технологии при освоении скважин<br>способами компрессирования, свабирования .....                                     | 690 |
| Исследования методом гидропрослушивания .....                                                                                     | 694 |
| 5.4.6. Комплексные технологии промыслово-геофизических<br>и гидродинамических исследований .....                                  | 695 |
| 5.4.6.1. Общая характеристика используемых<br>технологий .....                                                                    | 695 |
| 5.4.6.2. Специальные технологии мониторинга<br>состояния объектов при сложных условиях эксплуатации ....                          | 698 |
| 5.5. Теория процессов промыслово-геофизических<br>исследований .....                                                              | 706 |
| 5.5.1. Условия исследований и их основные количественные<br>характеристики .....                                                  | 706 |
| 5.5.2. Базовые методы оценки «притока-состава», основные<br>информативные эффекты .....                                           | 715 |
| Расходометрия механическая .....                                                                                                  | 716 |
| Расходометрия термокондуктивная .....                                                                                             | 719 |
| Термометрия .....                                                                                                                 | 720 |
| Барометрия .....                                                                                                                  | 731 |
| Информативные возможности барометрии<br>в наклонно направленных и горизонтальных скважинах .....                                  | 737 |
| Гамма-гамма плотностеметрия .....                                                                                                 | 737 |

|                                                                                                                  |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.5.3. Индикаторные методы оценки «притока-состава»,<br>основные информативные эффекты .....                     | 738 |
| <i>Влагометрия дизелькометрическая</i> .....                                                                     | 738 |
| <i>Резистивиметрия индукционная</i> .....                                                                        | 739 |
| 5.5.4. Методы оценки текущего насыщения пластов<br>в обсаженных скважинах, основные информативные эффекты ..     | 740 |
| <i>Нейтронные методы</i> .....                                                                                   | 740 |
| <i>Стационарный нейтрон-нейтронный метод</i> .....                                                               | 742 |
| <i>Стационарный нейтронный гамма-метод</i> .....                                                                 | 743 |
| <i>Импульсный спектрометрический нейтронный<br/>гамма-метод («С/О-каротаж»)</i> .....                            | 745 |
| <i>Импульсный нейтрон-нейтронный метод</i> .....                                                                 | 747 |
| 5.6. Информативность<br>промыслово-геофизических исследований .....                                              | 750 |
| 5.6.1. Неработающие скважины .....                                                                               | 750 |
| 5.6.2. Скважины, работающие в стабильном режиме .....                                                            | 751 |
| 5.6.3. Эксплуатационные скважины, работающие в нестационар-<br>ном режиме .....                                  | 767 |
| 5.6.3.1. <i>Общая характеристика режима</i> .....                                                                | 767 |
| 5.6.3.2. <i>Результативность в режиме вызова притока<br/>компрессированием или свабированием</i> .....           | 768 |
| 5.6.3.3. <i>Особенности исследования скважин при вызове<br/>притока струйными аппаратами</i> .....               | 770 |
| 5.6.3.4. <i>Возможности активных технологий нестационарной<br/>термометрии в компрессируемых скважинах</i> ..... | 772 |
| 5.6.4. Эксплуатационные скважины, работающие<br>в циклическом режиме .....                                       | 776 |
| 5.6.5. Строящиеся скважины .....                                                                                 | 779 |
| 5.6.6. Эксплуатационные скважины .....                                                                           | 781 |
| с горизонтальным стволом .....                                                                                   | 781 |
| 5.6.7. Скважины, находящиеся в ремонте или при интенсификации<br>притока .....                                   | 786 |
| 5.7. Контроль за эксплуатацией подземных газохранилищ ....                                                       | 787 |
| <i>Контроль герметичности подземного хранилища газа</i> .....                                                    | 797 |

## ГЛАВА VI

## ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ

## ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ..... 798

|                                                                                                         |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.1. Подготовка ствола скважины и оборудования<br>буровой к проведению геофизических исследований ..... | 799 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|

|                                                                                                     |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.2. Технические средства<br>для проведения геофизических исследований скважин .....                | 802 |
| 6.3. Особенности геофизических исследований<br>в действующих скважинах .....                        | 810 |
| 6.4. Особенности геофизических исследований наклонно<br>направленных и горизонтальных скважин ..... | 816 |
| <i>Особенности технологии геофизических исследований</i> .....                                      | 819 |
| <i>Беспроводные каналы связи</i> .....                                                              | 822 |
| <i>Технические характеристики геонавигационных систем</i> .....                                     | 834 |
| <i>Список литературы к разделу 6.4</i> .....                                                        | 837 |

## ГЛАВА VII

### АППАРАТУРА ГИС ..... 841

|                                                                      |     |
|----------------------------------------------------------------------|-----|
| 7.1. Аппаратура электрических методов .....                          | 841 |
| 7.2. Аппаратура электромагнитных методов .....                       | 844 |
| 7.3. Аппаратура ядерно-магнитного каротажа .....                     | 847 |
| Аппаратурный комплекс ядерно-магнитного каротажа ЯК-8,<br>МАЯК ..... | 847 |
| Прибор ядерно-магнитного томографического каротажа<br>(ЯМТК) .....   | 847 |
| 7.4. Аппаратура радиоактивных методов .....                          | 849 |
| 7.5. Аппаратура акустических методов .....                           | 858 |

## ГЛАВА VIII

### ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

### ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИС ..... 861

|                                                                                                       |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <i>Сравнение основных принципов ценообразования<br/>    отечественных и зарубежных компаний</i> ..... | 863 |
| 8.1. Расценки на проведение ГИС .....                                                                 | 866 |
| 8.1.1. Электрические методы (КС, ПС, БЭЗ, резистивиметрия),<br>боковой каротаж (БК) .....             | 867 |
| 8.1.2. Индукционный метод (ИМ).<br>Электромагнитные методы (ЭММ) .....                                | 869 |
| 8.1.3. Микрозондирование (МКЗ)<br>и боковой микрокаротаж (МБК) .....                                  | 870 |

|                                                                                                                                                            |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 8.1.4. Кавернометрия (профилеметрия).<br>Микрокавернометрия скважин и колонн .....                                                                         | 871 |
| 8.1.5. Акустический каротаж .....                                                                                                                          | 872 |
| 8.1.6. Радиоактивный каротаж<br>прибором со сцинтилляционными счетчиками .....                                                                             | 873 |
| 8.1.7. Радиоактивный каротаж прибором<br>с газоразрядными счетчиками .....                                                                                 | 874 |
| 8.1.8. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК)<br>в открытом стволе .....                                                                             | 875 |
| 8.1.9. Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК).<br>Диэлектрический каротаж (ДК) .....                                                                               | 876 |
| 8.1.10. Стоимость услуг перфораторной партии .....                                                                                                         | 877 |
| 8.2. Расценки на геофизические исследования при контроле<br>разработки месторождений нефти и газа .....                                                    | 878 |
| 8.2.1. Радиоактивный (ГК, НК) каротаж через насосно-компрессор-<br>ные трубы (НКТ) и межтрубное пространство .....                                         | 878 |
| 8.2.2. Плотностной гамма-гамма каротаж скважинной смеси ...                                                                                                | 880 |
| 8.2.3. Контроль цементирования акустическими<br>методами (АКЦ) .....                                                                                       | 881 |
| 8.2.4. Контроль цементирования аппаратурой СГДТ, ЦМ .....                                                                                                  | 882 |
| 8.2.5. Термометрия скважины - определение геотермического<br>градиента (ГТГ), отбивка цементного кольца (ОЦК), определение<br>температуры забоя (ТЗ) ..... | 883 |
| 8.2.6. Термометрия в насосно-компрессорных трубах (НКТ) или<br>межтрубном пространстве .....                                                               | 884 |
| 8.2.7. Шумометрия скважины .....                                                                                                                           | 885 |
| 8.2.8. Влагометрия скважины .....                                                                                                                          | 886 |
| 8.2.9. Определение пластового давления<br>(барометрия скважины) .....                                                                                      | 887 |
| 8.3. Стоимость геолого-<br>технологических исследований .....                                                                                              | 888 |
| Сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся<br>и действующих скважин .....                                                                         | 888 |
| 8.4. Нормы расценок на интерпретацию данных геофизических<br>исследований скважин .....                                                                    | 889 |
| 8.4.1. Геолого-геофизическая<br>интерпретация разреза .....                                                                                                | 889 |

|                                                                                                                                    |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 8.4.2. Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации (КИГГИ) .....                                                    | 890 |
| 8.4.3. Оценка пористости методами НК, АК, ГГК (для каждого метода) и оценка глинистости методами ПС, ГК (для каждого метода) ..... | 891 |
| 8.5. Смета на проведение промыслово-геофизических работ в поисковой скважине .....                                                 | 893 |
| 8.6. Расчет стоимости петрофизических исследований керна ...                                                                       | 898 |
| Литература .....                                                                                                                   | 933 |