С. С. ИТЕНБЕРГ, Т. Д. ДАХКИЛЬГОВ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

ДОПУЩЕНО
Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов вузов, обучающихся по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»

МОСКВА «НЕДРА» 1982

УДК 550.832 (075)

Итенберг С. С., Дахкильгов Т. Д. Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1982. 351 с.

Описаны физические свойства горных пород и связи между ними. Изложены теория, техника и методика электрических, радиоактивных, акустических, термических и других геофизических методов, изучение технического состояния нефтяных и газовых скважин, контроль процессов разработки месторождений, автоматические средства преобразования геофизической информации, техника безопасности и охрана окружающей среды.

Для студентов нефтяных и геологоразведочных институтов по курсу «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 16, ил. 193, список лит.— 12 назв.

Рецензенты:
инж. *А. А. Мухер* (МНП),
кафедра геофизики АзИнНефтехим им. М. Азизбекова

И $\frac{1904050000-262}{043(01)-82}$ 112—82

© Издательство «Недра», 1982

ВВЕДЕНИЕ

Поиски и разведка полезных ископаемых сопровождаются бурением скважин. В нефтяной и газовой промышленности последние служат не только для поисков и разведки месторождений нефти и газа, но и для их разработки. В целях изучения геологического разреза скважин, их технического состояния и контроля за режимом разработки месторождений в них проводят геофизические исследования (ГИС).

Комплекс ГИС назван промысловой геофизикой.

Изучение геологического разреза скважины заключается в определении последовательности и глубины залегания пластов, их литолого-петрографических свойств, оценке наличия и количественного содержания в недрах полезных ископаемых. Изучение разреза возможно путем отбора керна. Однако он связан с применением специальных долот, что приводит к ограничению и замедлению бурения, а в конечном счете — к его удорожанию. Кроме того, керн не всегда удается извлечь из нужного интервала (неполный вынос керна), а при его отборе и выносе на поверхность свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, поэтому результаты анализа керна и шлама не дают полного представления о геологическом разрезе. Вместе с тем некоторые физико-химические свойства пород (электропроводность, электрохимическая активность, радиоактивность, температуропроводность, упругость и др.) поддаются изучению непосредственно в скважине в условиях их естественного залегания путем проведения в ней соответствующих геофизических или геохимических исследований. Такие исследования, заменяющие частично или полностью отбор керна, названы каротажем; результаты их изображаются в виде диаграммы изменения физических свойств пород вдоль скважин — каротажных диаграмм. В зависимости от изучаемых свойств горных пород известны следующие виды каротажа: электрический, радиоактивный, термический, акустический и др.

Результаты каротажа дают возможность определять последовательность и глубину залегания пластов, вскрываемых скважиной, их литологические свойства и содержание в них полезных ископаемых (нефть, газ, уголь, руды, нерудное сырье). Полученные данные являются исходными для изучения геологического строения месторождения и региона в целом, а также для подсчета запасов и проектирования рациональной системы разработки залежи. Геофизические данные являются в настоящее время основными и служат для оценки коллекторских свойств пород и степени их насыщения нефтью, газом или водой. Отбор керна в таких сква-

жинах доводится до оптимального минимума, а в тех случаях, когда разрез месторождения хорошо изучен, бурение ведется без отбора керна. Однако полностью отказаться от него, особенно в разведочных скважинах, нерационально. Данные о пористости, проницаемости, глинистости, нефтегазонасыщенности и других свойствах, полученные при анализе керна, являются часто исходными для корректировки результатов интерпретации материалов геофизических исследований.

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений включает комплекс геофизических исследований в действующих и контрольных (одиночных) скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи для изучения процесса вытеснения нефти в пласте и закономерностей перемещения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов.

Изучение технического состояния скажин проводится на всех этапах их действия: бурения, перед вводом в эксплуатацию, в процессе эксплуатации. Во время бурения инклинометром определяют искривления ствола скважины, каверномером — ее диаметр, резистивиметром и электрическим термометром — места поступления жидкости из пласта в скважину и поглощения промывочной жидкости. Перед вводом скважины в эксплуатацию проводится изучение технического состояния колонны на герметичность и качество цементирования. В эксплуатационных скважинах контроль их технического состояния заключается в выявлении мест нарушения герметичности цементного кольца, нарушений сцепления цемента с колонной и породой, вызывающих возникновение затрубной циркуляции жидкости.

К ГИС принято также относить прострелочно-взрывные работы, опробование пластов приборами на кабеле, отбор керна боковыми грунтоносами, перфорацию колонн при вскрытии пластов, обсаженных трубами, торпедирование. Связь этих работ с геофизическими вызвана тем, что для их выполнения применяется то же оборудование, что и при ГИС.

В процессе бурения производят отбор образцов пород из стенки скважины боковым грунтоносом для дополнительного изучения вскрываемого разреза, отбор жидкостей и газов приборами на кабеле (ОПК) для оперативного опробования пластов в необсаженных скважинах, торпедирование бурильного инструмента и металлических предметов, оставленных в скважине при ликвидации аварий. При вводе скважины в эксплуатацию для сообщений скважины с пластом осуществляют перфорацию колонны против продуктивных горизонтов.

В эксплуатационных и нагнетательных скважинах с открытым забоем с помощью пороховых генераторов давления и торпедирования производят разрыв пластов и тем самым повышают их отдачу или приемистость. Геофизические исследования являются в настоящее время неотъемлемой частью геологических, буровых и эксплуатационных работ, проводимых при разведке и разработке

нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых.

Первые геофизические исследования в виде геотермических измерений в скважинах были выполнены в 1906 г. Д. В. Голубятниковым на месторождениях Биби-Эйбат, Сураханы (Баку). Широкое применение ГИС началось после внедрения электрического каротажа методом сопротивления, предложенного в 1928 г. французским ученым Шлюмберже. В СССР электрический каротаж (замер кажущихся сопротивлений КС) был впервые проведен в 1929 г. в Грозном по инициативе И. М. Губкина и Д. В. Голубятникова; с 1930 г. эти исследования начали проводиться в Баку. В 1931 г. одновременно с замером КС стали измерять и потенциал естественного поля в скважине (ПС). Развитию электрического каротажа и превращению его в современный метод изучения разрезов скважин способствовала плодотворная работа коллектива советских геологов (В. В. Денисевича, В. А. Долицкого, В. А. Сельского, А. Н. Снарского, Г. М. Сухарева, М. А. Жданова и др.) под руководством И. М. Губкина и Д. В. Голубятникова. Разработка электрического каротажа, его совершенствование и внедрение проводились весьма активно советскими учеными-геофизиками Л. М. Альпиным, В. Н. Дахновым, С. Г. Комаровым, С. Я. Литвиновым и др. В результате электрический каротаж уже в 1933 г. начал применяться на всех нефтепромыслах СССР.

Наряду с электрическим каротажем шло развитие и других методов ГИС.

В 1933 г. советскими геофизиками В. А. Шпаком, Г. В. Горшковым, А. Г. Граммаковым и Л. М. Курбатовым была начата разработка гамма-каротажа. В 1937 г. ими были получены первые кривые. В 1941 г. известным физиком Б. М. Понтекорво был предложен нейтронный каротаж. Радиоактивный каротаж в СССР получил широкое развитие с 1951 г. в связи с освоением аппаратуры и методики, разработанных Б. Б. Лапуком, Г. Н. Флеровым, Л. С. Полаком, Д. Ф. Беспаловым и другими в МИНХиГП им. И. М. Губкина. С 1959 г. получило развитие новое направление, разработанное под руководством Г. Н. Флерова, основанное на использовании импульсных источников нейтронов (ИННК).

Опытные исследования по газовому каротажу были впервые проведены в 1933—1934 гг. М. В. Абрамовичем и М. И. Бальзамовым. Промышленное внедрение этого метода началось с 1956 г. в связи с работами, выполненными Ю. М. Юровским, Л. М. Померанцем и др.

Первые попытки измерения скорости распространения упругих волн в скважинах на малых базах были осуществлены в 1937 г. в СССР В. С. Воюцким. С 1955 по 1969 г. разработка акустического каротажа проводилась в ИФЗ АН СССР под руководством Е. В. Каруса, а в 1958 г. был создан первый макет трехэлементной установки для дискретного ультразвукового каротажа. Специализированная установка ЛАК-1 была выполнена в конце 50-х годов, (Г. В. Дахнов, ВНИИГеофизика; А. А. Перельман, ВИРГ). В те-

чение 1970—1975 гг. была создана аппаратура акустического каротажа для исследования как необсаженных, так и обсаженных скважин, а также для оценки качества их цементирования (Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов и др.).

Наряду с развитием и внедрением промысловой геофизики в нефтяную промышленность, геофизические методы находят все более широкое применение при разведке угольных и рудных месторождений.

Одновременно с развитием геофизических методов исследований разрезов скважин разрабатывались методы изучения их технического состояния. В 1932 г. начаты работы по определению азимута и угла искривления скважин при помощи инклинометров. В 1933—1934 гг. в нефтяных районах СССР начали широко применять термометрию для определений интервалов затрубного движения жидкости, высоты подъема цемента за трубами и мест притока воды в скважину как термометром, так и резистивиметром. В последующие годы для решения этих задач начали использовать радиоактивные и акустические методы каротажа. В 1936 г. для измерения диаметра скважины был предложен каверномер. В это же время в цикл промыслово-геофизических работ были включены отбор керна боковым грунтоносом из стенок скважин, перфорация колонн при вскрытии пластов, торпедирование. В 1956—1959 гг. под руководством Н. Г. Григоряна были разработаны и внедрены кумулятивные (беспулевые) перфораторы. С 1970 г. под руководством П. А. Бродского разработан и внедрен метод опробования пластов приборами на кабеле (ОПК).

Начиная с 1950 г., запись каротажных диаграмм стала осуществляться автоматическими каротажными станциями, что улучшило качество замеров и повысило в несколько раз по сравнению с полуавтоматической регистрацией скорость измерений. Этому способствовало создание автоматических каротажных станций АКС (С. Г. Комаров и др.), ОКС (В. М. Запорожец и др.).

В 60-е годы в СССР интенсивно разрабатывалась и внедрялась аппаратура новых методов исследования скважин: индукционного (С. М. Аксельрод, М. И. Плюснин) и бокового (В. Т. Чукин, А. Г. Мельников), для комплексирования измерений (А. Г. Барминский) и пластовых наклономеров (П. А. Зельцман, С. И. Кривоносов и др.).

К числу геофизических методов исследования скважин, получивших развитие в СССР в 70-е годы, относятся высокочастотный электромагнитный каротаж, разработанный Д. С. Даевым и С.Б. Денисовым, ядерный магнитный каротаж — С. М. Аксельродом, В. М. Запорожцем и др.

Для обработки и интерпретации результатов измерений с помощью ЭВМ необходим перевод геофизических исследований скважин на цифровую запись. Для этого разработаны и внедряются цифровые каротажные преобразователи-регистраторы («Триас» — В. П. Логвинов, ПЛК-4 — А. Г. Мельников, Н. Н. Сохранов);

создана автоматическая газокаротажная станция с цифровой записью АГКС-4А (Л. М. Померанц и др.).

Основоположником теории электрического каротажа по методу сопротивления является академик В. А. Фок, давший уже в 1932 г. теоретическое решение задачи для пласта неограниченной мощности, пересеченного скважиной. Позднее, в 1938 г., Л. М. Альпиным и С. Г. Комаровым были разработаны основные положения теории электрического каротажа по методу сопротивлений, предложен метод бокового каротажного зондирования (БКЗ) и разработана методика его интерпретации. Большая роль в разработке интерпретации данных электрического каротажа принадлежит В. Н. Дахнову. Им дана методика интерпретации кривых кажущегося сопротивления в пластах малой мощности и определения коллекторских свойств пород по данным удельных сопротивлений.

Важное значение в разработке электрического каротажа имели экспериментальные работы, выполненные в Баку и Грозном в 1933—1936 гг. (С. Г. Комаров, И. М. Коган, Л. А. Горбенко, Г. С. Морозов и др.), обосновавшие влияние нефтеводонасыщенности на величину удельного сопротивления горных пород, доказавшие роль диффузионно-адсорбционных потенциалов в возникновении естественных потенциалов в скважине. В это же время Л. М. Альпиным и С. М. Шейнманном была создана теория электрического поля ПС. Исследования естественных потенциалов в скважине получили дальнейшее развитие в работах А. М. Нечая (1952 г.) и Б. Ю. Вендельштейна (1957—1959 гг.).

Разработка физико-математических основ термических исследований в скважине была начата А. И. Заборовским (1932 г.) и затем продолжена В. Н. Дахновым, Д. И. Дьяконовым и др. Первые исследования по теории нейтронного каротажа проводились А. И. Заборовским и позднее Ю. П. Булашевичем и С. А. Кантором.

В области изучения петрофизических зависимостей горных пород, в том числе с моделированием естественных пластовых условий, большой объем работ выполнен на кафедре промысловой геофизики МИНХиГП им. И. М. Губкина В. Н. Дахновым, В. М. Добрыниным, В. Н. Кобрановой (1960—1980 гг.). Значительные работы в области теории геофизических исследований скважин выполнены зарубежными учеными Г. Доллем, Г. Гюйо, Р. Дебрандом и др.

Настоящий учебник составлен по программе курса «Геофизические исследования в скважинах», утвержденной Учебно-методическим управлением по высшему образованию 8.IV.1976 г. для высших учебных заведений по специальности 0103 — «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

В учебнике введение, главы III, кроме § 15, и IV, кроме § 22, главы V, VI, VIII, XI, XII, кроме § 56, и заключение составлены С. С. Итенбергом, глава I, § 7, 8 главы II, § 15 главы III, § 22 главы IV,

главы VII, X, § 56 главы XII — Т. Д. Дахкильговым; § 5, 6, 9 главы II, глава IX — С. С. Итенбергом совместно с Т. Д. Дахкильговым.

Авторы выражают искреннюю признательность сотрудникам кафедры промысловой и разведочной геофизики ГНИ им. акад. М. Д. Миллионщикова А. И. Соловьевой и Л. Г. Ишхановой за помощь в подготовке и оформлении материалов учебника.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ
ПЕТРОФИЗИКА

Горные породы в зависимости от условий их образования и распространения обладают присущими им структурными и текстурными признаками. Они характеризуются определенным комплексом физических свойств — пористостью, проницаемостью, плотностью, упругостью, удельным электрическим сопротивлением, радиоактивностью и др. Наука, занимающаяся изучением физических свойств горных пород и установлением численной взаимосвязи различных параметров между собой, и называется петрофизикой.

Глава I
КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД

§ 1. ПОРИСТОСТЬ

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

Форма и размеры пор

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

По своей форме поры пород крайне разнообразны и могут быть близкими к ромбоидальным и тетраэдрическим, щелевидным, каверновидным, трещиновидным, каналовидным, ячеистым, пузырчатым и др. Примеры наиболее часто встречающихся типов пористости пород представлены на рис. 1.

По размерам поры условно подразделяются на сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные. К сверхкапиллярным относятся поры радиусом 0,1 мм и выше. Движение жидкостей и газов в них происходит под действием силы тяжести или напора по обычным для трубчатого канала законам гидродинамики.

Капиллярные поры имеют просвет от 0,0002 до 0,1 мм. Движение жидкостей и газов в них осуществляется при участии капиллярных сил и возможно лишь тогда, когда силы тяжести и напора значительно превосходят силы молекулярного взаимодействия между фильтрующимся флюидом и поверхностью канала фильтрации. Размер субкапиллярных пор составляет меньше 0,0002 мм. Вследствие малого расстояния между стенками, субкапиллярных каналов жидкость в них находится в сфере действия поверхностных молекулярных сил и при градиентах давлений.

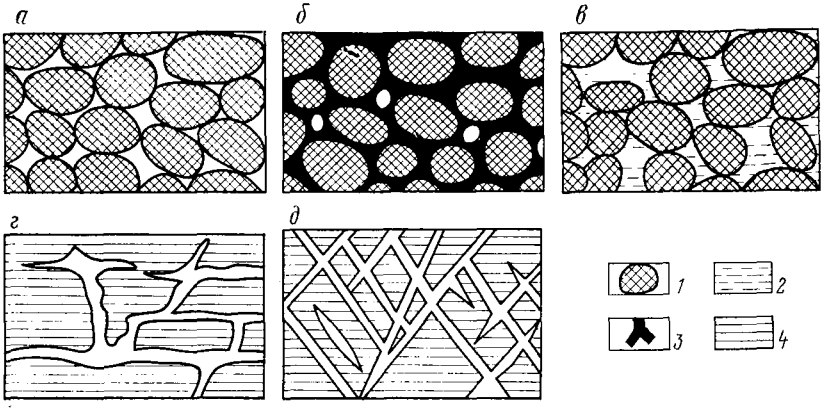


Рис. 1. Породы с различными типами пористости

Межзерновая пористость: *а* — с хорошо отсортированными зернами, *б* — с хорошо отсортированными зернами и цементирующим веществом в промежутках между ними, *в* — глинистый песчаник с рассеянным глинистым материалом; пористость: *г* — трещинно-каверновая, *д* — трещинная; *1* — зерна; *2* — глинистые частицы; *3* — цементирующий материал; *4* — блоковая часть породы

наблюдаемых в природе, перемещаться не может. Породы, имеющие в основном субкапиллярные поровые каналы, не являются коллекторами (глины, глинистые сланцы, сильноглинистые разности терригенных пород и др.).

Трещинная пористость классифицируется по раскрытости трещин аналогично рассмотренной выше схеме. Трещины сверхкапиллярны, если ширина их раскрытости больше 0,25 мм, капиллярны при ширине от 0,0001 до 0,25 мм, субкапиллярны при ширине меньшей 0,0001 мм. Иногда выделяют макротрещины и микротрещины. Первые имеют раскрытость больше 0,1 мм, а вторые от 0,01 до 0,1 мм.

Одна и та же порода может содержать поры различных размеров. Их соотношение и распределение по объему в кластических породах зависит от отсортированности, плотности укладки и формы породообразующих частиц. В практической работе поры горных пород по своей морфологии (форме и происхождению) принято делить на межзерновые (гранулярные), трещинные и каверновые.

Коэффициент пористости

Поры горных пород могут быть взаимосвязанными и изолированными. Первые соответствуют открытой, а вторые — закрытой частям порового пространства породы. Общая (абсолютная) пористость породы равна суммарному объему открытых и закрытых пор.

Количественно пористость оценивается коэффициентом, численно равным отношению объема пор $V_{пор}$ к объему образца породы $V_{обр\ 1}$ и выражается в долях единицы или процентах. Для оценки внутренней взаимосвязи пор используют:

1) коэффициент общей пористости

$$k_п = V_{пор.\ общ}/V_{обр}, \tag{I.1}$$

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

2) коэффициент открытой пористости

$$k_{п.\ о} = V_{пор.\ о}/V_{обр}, \tag{I.2}$$

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

3) коэффициент закрытой пористости

$$k_{п.\ з} = V_{пор.\ з}/V_{обр}, \tag{I.3}$$

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

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

$$k_{п.\ эф} = \frac{V_{пор.\ о} - V_{пор.\ св}}{V_{обр}} \tag{I.4}$$

или

$$k_{п.\ эф} = (1 - k_{в.\ св})\, k_{п.\ о}, \tag{I.5}$$

где $V_{пор.\ св}$ — объем порового пространства, занятый связанной водой; $k_{в.\ св}$ — коэффициент связанной водонасыщенности.

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

$$k_{п.\ ср} = \frac{\Sigma\,(k_{пi} h_i S_i)}{\Sigma\,(h_i S_i)}, \tag{I.6}$$

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

Для пород с жесткой связью частиц наряду с межзерновой пористостью (первичной) ($k_{п.\ м}$) значительную роль играют поры вторичного происхождения ($k_{п.\ вт}$) — трещины, каверны и другие пустоты выщелачивания.

Суммарный объем пор в таких породах

$$k_п = k_{п.\ м} + (1 - k_{п.\ м})\, k_{п.\ вт}, \tag{I.7}$$

откуда коэффициент вторичной пористости

$$k_{п.\,вт} = \frac{k_п - k_{п.\,м}}{1 - k_{п.\,м}}.$$

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

Влияние различных факторов на коэффициент пористости

Величина пористости обломочных пород зависит от формы и размера породообразующих частиц, степени их отсортированности, сцементированности и уплотненности.

Породы с низкой пористостью (меньше 5 %) при отсутствии трещин и каверн обычно не являются промышленными коллекторами. Породы с пониженной пористостью характеризуются $k_п = 5—10$ %, со средней пористостью — $k_п = 10—15$ %, с повышенной—$k_п = 15—20$ %. Высокопористыми считаются породы с $k_п > 20$ %.

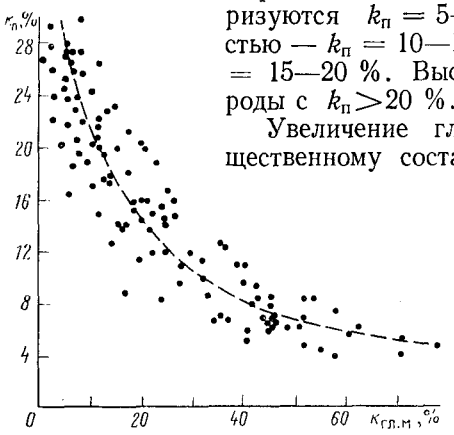


Рис. 2. Зависимость коэффициента пористости от глинистости нижнемеловых терригенных пород Прикумского нефтегазоносного района Ставрополья

Увеличение глинистого и другого по вещественному составу цементирующего материала снижает пористость пород (рис. 2). При отсутствии в породе растворимого компонента (карбонатного и лимонитного) содержание глинистого материала учитывается с помощью следующих основных параметров:

1) массовой глинистости $k_{гл.\,м}$, выражающейся отношением массы глинистой фракции (частиц размером меньше 0,01 мм) $M_{гл}$ к полной массе жесткого скелета породы M:

$$k_{гл.\,м} = M_{гл}/M; \qquad (1.8)$$

2) объемной глинистости $k_{гл}$, характеризующейся отношением объема глинистого материала (объема глинистых частиц с прочно связанной с ними водой) к объему всей породы:

$$k_{гл} = V_{гл}/(V_{ск} + V_{гл} + V_{пор}), \qquad (1.9)$$

где $V_{гл}$, $V_{ск}$, $V_{пор}$ — объемы соответственно глинистой фракции, скелета и пор;

3) относительной глинистости $\eta_{гл}$, показывающей степень заполнения глинистым материалом пор неактив-

ного скелета:

$$\eta_{гл} = k_{гл}/(k_{гл} + k_п). \quad (I.10)$$

Если считать, что минералогические плотности вещества скелетной и глинистой фракций равны, то справедливы выражения:

$$k_{гл} = k_{гл.\,м}(1 - k_п) \quad \text{или} \quad k_п = k_{п.ск} - k_{гл};$$

$$k_п = \frac{k_{п.\,ск} - k_{гл.\,м}}{1 - k_{гл.\,м}}, \quad (I.11)$$

где $k_{п.\,ск}$ — пористость скелета породы; $k_п$ — открытая пористость. Если порода не содержит глинистого материала (см. рис. 1, *а*), то $k_п = k_{п.\,ск}$.

В естественных условиях горные породы под действием всестороннего давления находятся в состоянии напряжения. В осадочных породах при определении среднего нормального напряжения допускают, что оно равно напряжению, созданному весом вышележащих пород (горным или геостатическим давлением p). Разность между горным давлением p и пластовым (поровым) $p_{пор}$ называется эффективным давлением (напряжением) $p_{эф}$, действующим на скелет породы:

$$p_{эф} = p - p_{пор}. \quad (I.12)$$

Величина геостатического давления с учетом изменяющейся плотности пород определяется как

$$p = \sum_1^h g h_i \delta_{пi} \quad (I.13)$$

или

$$p = gH\delta_{п.\,ср},$$

где $\delta_{пi}$ — плотность литологически однородного пласта мощностью h_i; $\delta_{п.\,ср}$ — средневзвешенное значение плотности вышележащих пород до глубины H определения геостатического давления; g — ускорение свободного падения.

Величина

$$p_{пор} = gH\delta_{в.\,ср}, \quad (I.14)$$

где $\delta_{в.\,ср}$ — среднее значение плотности воды по разрезу. Соответственно формула (1.12) может принять вид

$$p_{эф} = gH(\delta_{п.\,ср} - \delta_{в.\,ср}). \quad (I.15)$$

Под действием эффективного давления породы претерпевают как упругие, так и неупругие деформации, которые сопровождаются уменьшением пористости. Согласно экспериментальным данным под действием давления вышележащих пород глины, уплотняясь, отдают связанную воду и их пористость с глубиной уменьшается по экспоненциальному закону:

$$k_п = k_{п_0} \exp(-\beta p_{эф}). \quad (I.16)$$

Здесь $k_п$ и $k_{п_0}$ — пористость глин соответственно на заданной глубине и поверхности; β — постоянная величина, характеризую-

щая степень уплотнения глин с глубиной, отвечает коэффициенту необратимого уплотнения породы; $p_{эф}$ — эффективное давление (напряжение).

Определение коэффициента пористости

В лабораторных условиях обычно определяют коэффициенты открытой $k_{п.о}$ и общей $k_п$ пористости пород. Для определения коэффициента открытой пористости используются различные (весовой, объемно-весовой, объемный или газометрический) способы [10].

Весовой способ (способ И. А. Преображенского) является наиболее распространенным. Величина $k_{п.о}$ этим способом определяется в следующей последовательности.

1. Экстрагированный от нефти образец породы помещают в бюксу и сушат в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы.

2. Определяют массу сухого образца взвешиванием в воздухе (M_1). Взвешивание производят на технических весах 1-го класса чувствительностью 10 мг.

3. Образец насыщают рабочей жидкостью под вакуумом, создаваемым с помощью специальной вакуумной установки. Методика насыщения должна обеспечивать полное заполнение всех открытых (взаимосвязанных) пор образца рабочей жидкостью.

4. Определяют массу образца гидростатическим взвешиванием его в рабочей жидкости (M_2). Для этого образец помещают в специальную корзинку, подвешенную к серьге коромысла весов и погружающуюся в стакан с рабочей жидкостью, устанавливаемый на мостике. Массу корзинки $M_к$ определяют гидростатическим взвешиванием отдельно и вычитают из результатов взвешивания.

5. Определяют массу насыщенного рабочей жидкостью образца взвешиванием в воздухе (M_3). Перед этим его обкатывают несколько раз на предметном стекле или слегка обтирают тряпочкой, чтобы снять с поверхности излишние капли жидкости.

По результатам взвешивания вычисляют коэффициент открытой пористости

$$k_{п.о} = \frac{V_{пор.о}}{V_{обр}} = \frac{(M_3 - M_1)/\delta_ж}{(M_3 - M_2 + M_к)\,\delta_ж} = \frac{M_3 - M_1}{M_3 - M_2 + M_к}, \qquad (I.17)$$

где $V_{обр}$ — объем образца; $V_{пор.о}$ — объем открытых пор образца; $\delta_ж$ — плотность рабочей жидкости; $(M_3 - M_1)$ — масса жидкости в поровом пространстве образца; $(M_3 - M_2 + M_к)$ — масса объема жидкости, равного объему образца (масса жидкости в объеме образца).

Рабочая жидкость, используемая для определения пористости, не должна вступать с веществом породы в химические взаимодействия; вызывать набухания, отслаивания и деформации частиц породы; она должна иметь низкую упругость насыщающих паров и быть термостабильной. Если породы не содержат растворимой или набухающей в воде компоненты, то в качестве рабочей жидко-

сти рекомендуется использовать пластовую воду или ее модель. Если же для насыщения пород нельзя использовать воду, в качестве рабочей жидкости выбирают очищенный от смол керосин, плотность которого периодически должна контролироваться.

При определении коэффициента общей пористости $k_п$ исходят из очевидного соотношения

$$k_п = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_м}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_м}{V_{обр}}, \qquad (I.18)$$

где $V_м$ — объем твердой фазы образца (минералов).

Так как $V_{обр} = M_с/\delta_с$; $V_м = M_м/\delta_м$ и $M_м \approx M_с$, то

$$k_п = 1 - \frac{M_м \delta_с}{M_с \delta_м} = 1 - \frac{\delta_с}{\delta_м}, \qquad (I.19)$$

где $M_с$ и $M_м$ — массы соответственно сухой породы и ее твердой фазы; $\delta_с$ — объемная плотность породы в воздушно-сухом состоянии; $\delta_м$ — минералогическая плотность ее твердой фазы (скелета).

Отсюда следует, что коэффициент общей пористости породы определяется отношением плотностей сухой породы и твердой фазы. Значение этих плотностей определяют весовым способом, предложенным Мелчером: $\delta_с$ — парафинированием образца с последующим гидростатическим взвешиванием, $\delta_м$ — пикнометрически (см. § 3).

Зная коэффициенты общей и открытой пористости, оценивают величину закрытой пористости

$$k_{п.з} = k_п - k_{п.о}. \qquad (I.20)$$

§ 2. ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ

Содержание воды в горных породах называется их **влажностью**, а способность пород удерживать в себе то или иное количество воды в определенных условиях — **влагоемкостью**.

В естественных условиях поровое пространство пород-коллекторов может быть заполнено водой полностью или частично. В последнем случае оставшаяся его часть может быть заполнена нефтью или газом.

Количественное содержание воды (нефти, газа) и ее состояние в породах существенно влияет на формирование ряда физических свойств и имеет большое значение при электрических, нейтронных и других геофизических методах исследования скважин.

Водонасыщенность

Вода, содержащаяся в породах, в зависимости от характера ее взаимодействия с твердыми частицами имеет различное состояние и подразделяется на две основные категории: **связанную** и **свободную**.

Содержание связанной воды в породах обусловлено химическими и физико-химическими (адсорбционными) процессами. В связи с этим различают химически связанную и адсорбционно связанную воду.

К химически связанной относится вода кристаллизационная и конституционная. Кристаллизационная вода входит наряду с другими молекулами и ионами в кристаллическую решетку некоторых минералов в виде H_2O (гипс $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, эпсомит $MgSO_4 \cdot 7H_2O$, мирабилит $Na_2SO_4 \cdot 10\ H_2O$, сода $Na_2CO_3\ 10H_2O$ и др.) и, как правило, удаляется из них при температурах более 110 °С. Исключение составляют сода и мирабилит, из которых кристаллизационная вода удаляется при обычных температурах воздуха.

Конституционная вода образуется при нагревании ряда минералов из входящих в их кристаллическую решетку гидроксильных ионов OH^-, H^+, H_3O^+ и часто называется гидроксильной. Среди минералов, в которых синтезируется конституционная вода, можно отметить гидраргиллит $Al\ (OH)_3$, тальк $Mg_3\ (OH)_2\ (Si_4O_{12})$, диаспор $Al\ (OH)\ O$, аллофан $Al_2O_3 \cdot nSiO_2$, каолинит $Al_2\ (OH)_4 \times \times (Si_2O_5)$, галлуазит $Al_2\ (OH)_4(Si_2O_5) \cdot H_2O$, монтмориллонит $(AlMg)_2(OH)_2(Si_4O_{10}) \cdot H_2O$ и др.

В осадочных породах конституционная вода преимущественно образуется за счет минералов глин, особенно таких, как аллофан, каолинит и монтмориллонит. Синтез гидроксильной воды и ее удаление из различных минералов обычно происходят при температурах от 110 до 1300 °С. Химически связанная вода (кристаллизационная и конституционная) практически не оказывает влияния на физические свойства пород, за исключением нейтронных.

Слои воды, находящиеся на разном расстоянии от поверхности твердых частиц или поровых каналов, отличаются по своему физическому состоянию и химическому составу (рис. 3). Некоторая часть воды в пористых средах подвержена влиянию физико-химических (адсорбционных) сил, которые по своей природе являются электрическими и проявляются на поверхности гидрофильных частиц. Эту часть воды принято называть адсорбционной. (Породы, твердая фаза которых смачивается водой, считаются гидрофильными, если твердая фаза не смачивается водой — гидрофобными.)

Действие электрического поля вокруг твердой дисперсной частицы приводит к образованию ориентированного и прочно адсорбированного слоя связанной воды. В зависимости от заряда твердой поверхности молекулы воды ориентируются отрицательными или положительными зарядами к поверхности, образуя двойной электрический слой Гельмгольца (см. § 6).

Адсорбированная вода подразделяется на прочно связанную и рыхло связанную. Прочно связанная вода удерживается на поверхности твердых частиц Ван-дер-Ваальсовыми силами притяжения, достигающими десятков тысяч атмосфер, что обусловливает

ее передвижение только при переходе в парообразное состояние.

Рыхло связанная вода образуется на поверхности частиц породы поверх прочно связанной воды. Молекулы этой воды удерживаются у твердой фазы пород менее прочно силами Ван-дер-Ваальса, силами поля ориентированных молекул прочно связанной воды и образуют гидратные оболочки обменных катионов.

Содержание связанной воды в породе определяется минеральным составом и степенью дисперсности (удельной поверхностью) ее твердой фазы. Величина последней в значительной мере зависит от глинистости. В связи с этим для более глинистых пород характерно и большее содержание связанной воды. К свободной (подвижной или извлекаемой) воде относят воду, которая не подвержена действию адсорбционных сил и способна сравнительно легко передвигаться в порах и пустотах пород под действием гравитационных сил или напора. Содержание связанной воды в поровом пространстве пород количественно оценивается коэффициентом связанной водонасыщенности

$$k_{\text{в. св}} = \frac{V_{\text{в. св}}}{V_{\text{пор}}}, \qquad (1.21)$$

где $V_{\text{в. св}}$ — объем связанной воды, соответствующий доле объема пор, занятого связанной водой; $V_{\text{пор}}$ — общий объем пор породы.

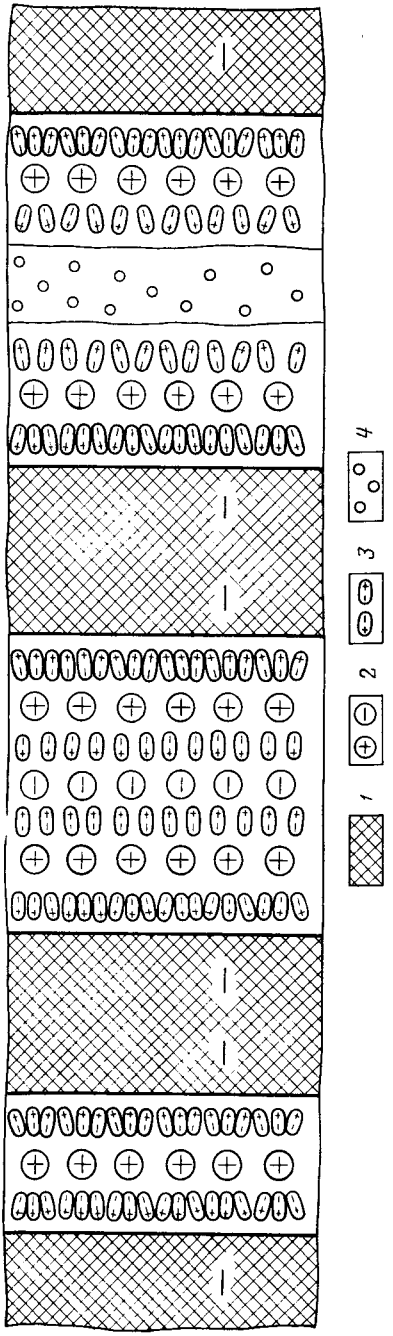


Рис. 3. Схема распределения воды в капиллярах почвы (по Н. А. Качинскому)
1 — стенки капилляра; *2* — ионы; *3* — молекулы воды; *4* — свободная вода

Связанная и условно подвижная вода обусловливает остаточную водонасыщенность, характеризуемую коэффициентом $k_{в.\ ост}$ остаточного водонасыщения.

Количество подвижной (извлекаемой) воды в породах оценивается коэффициентом $k_{в.\ подв}$ подвижной водонасыщенности

$$k_{в.\ подв} = \frac{V_{в.\ подв}}{V_{пор}} = 1 - k_{в.\ ост}, \qquad (I.22)$$

а общее содержание воды в поровом пространстве — коэффициентом $k_в$ водонасыщенности

$$k_в = \frac{V_в}{V_{пор}} = k_{в.\ подв} + k_{в.\ ост} = k_{в.\ подв} + k_{в.\ усл.\ подв} + k_{в.\ св}. \qquad (I.23)$$

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

$$k_{в.\ эф} = \frac{V_{в.\ эф}}{V_{пор}} = 1 - k_{в.\ св} = k_{в.\ подв} + k_{в.\ усл.\ подв}. \qquad (I.24)$$

Нефтегазонасыщенность

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

Твердая фаза осадочных пород сложена в основном гидрофильными минералами, что обусловливает распространение в природе преимущественно гидрофильных коллекторов нефти и газа.

В общем случае

$$V_н + V_г + V_в = V_{пор}; \qquad (I.25)$$

$$\frac{V_н}{V_{пор}} + \frac{V_г}{V_{пор}} + \frac{V_в}{V_{пор}} = k_н + k_г + k_в = 1, \qquad (I.26)$$

где $V_н$, $V_г$ и $V_в$ — доли объемов порового пространства, занятых соответственно нефтью, газом и водой; $k_н$, $k_г$ и $k_в$ — коэффициенты нефте-, газо- и водонасыщенности.

Нефть или газ, находящиеся в поровом пространстве породы, извлекаются лишь частично. В связи с этим различают коэффициенты извлекаемого и остаточного нефтенасыщения (газонасыщения), сумма которых равна $k_н$ ($k_г$):

$$k_н = k_{н.\ извл} + k_{н.\ ост}. \qquad (I.27)$$

В частном случае для гидрофильной нефтенасыщенной породы

$$k_н + k_в = k_{н.\ извл} + k_{н.\ ост} + k_{в.\ подв} + k_{в.\ ост} = 1. \qquad (I.28)$$

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

$$k_н + k_в = k_{н.\ извл} + k_{н.\ ост} + k_{в.\ ост} = 1. \qquad (I.29)$$

Определение коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности

Определение коэффициента водонасыщенности $k_в$ и нефтенасыщенности $k_н$ заключается в анализе образцов естественных пород на содержание в них воды и нефти. Коэффициент газонасыщенности можно вычислить из соотношений $k_г = 1 - (k_в + k_н)$ или $k_г = 1 - k_в$ (если порода не содержит нефти).

Существует несколько прямых и косвенных способов определения коэффициентов водо- и нефтенасыщенности: отгонки, критической температуры растворения, титрования, экстракции пентаном, хлоридный и др. [10]. Из перечисленных способов наиболее широкое применение в практике получил способ прямой отгонки.

Сущность этого способа заключается в том, что образец породы, отобранный при бурении скважины на промывочной жидкости с нефтяной основой и предохраненный от потерь нефти, т. е. с естественным насыщением, помещают в бюксу и определяют его массу

$$M_2 = M_1 - M_0,$$

где M_1 — масса бюксы с образцом; M_0 — масса бюксы (измеряется отдельно).

Затем с помощью специального аппарата из образца отгоняют нефть и воду. При этом воду улавливают в градуированной ловушке, в которой определяется ее объем $V_в$, а следовательно, и масса M_3, так как плотность $\delta_в = 1$. После отгонки образец сушат до постоянной массы M_4 и по полученным результатам рассчитывают массу содержащейся в нем нефти $M_н$ и ее объем $V_н$:

$$M_н = M_2 - (V_в\delta_в + M_4) = M_2 - (M_3 + M_4);$$

$$V_н = M_н/\delta_н,$$

где $\delta_н$ — плотность нефти.

Определив отдельно для исследуемой породы коэффициент общей пористости $k_п$ и плотность ее в сухом состоянии $\delta_с$, рассчитывают:

1) объем пор

$$V_{пор} = M_4 k_п/\delta_с, \qquad (I.30)$$

2) коэффициент нефтенасыщенности

$$k_н = \frac{V_н}{V_{пор}} = \frac{V_н\delta_с}{M_4 k_п}, \qquad (I.31)$$

3) коэффициент водонасыщенности

$$k_в = \frac{V_в}{V_{пор}} = \frac{V_в\delta_с}{M_4 k_п}. \qquad (I.32)$$

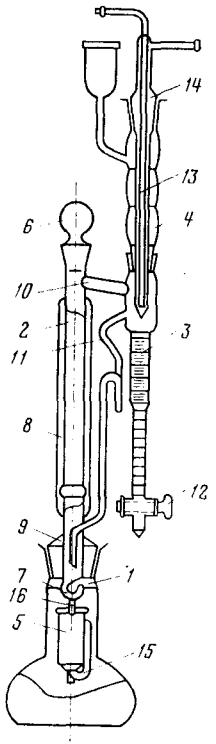


Рис. 4. Аппарат Закса для определения водонефтенасыщенности образцов пород

1 — кипятильник; *2, 10* — трубки; *3* — ловушка; *4* — обратный холодильник; *5* — стаканчик; *6, 9* — пробки пришлифованные; *7* — крючок; *8* — рубашка теплоизолирующая; *11* — сифон; *12* — кран; *13* — трубка с охлаждающей водой; *14* — трубка для отвода нагревшейся воды; *15* — сифон стаканчика; *16* — дужка

Если $V_{пор} \neq V_н + V_в$, делают вывод о содержании в порах породы газа, объем которого

$$V_г = V_{пор} - (V_н + V_в),$$

и рассчитывают коэффициент газонасыщенности

$$k_г = \frac{V_г}{V_{пор}} = \frac{V_г \delta_с}{M_4 k_п}. \qquad (1.33)$$

Аппарат для определения водонефтенасыщенности (аппарат Закса или ВН-3) показан на рис. 4.

В качестве нагревателя используется электрическая печь ПЭ-3 или электроплитка закрытого типа.

Работу по определению коэффициентов водо- и нефтенасыщенности выполняют в следующем порядке.

1. Подготавливают к работе все составные части аппарата ВН-3.

2. Из середины нефтеводонасыщенного керна откалывают кусочки породы, помещают их в бюксу известной массы M_0 и определяют взвешиванием массу бюксы с породой M_1. Взвешивание производят на технических весах 1-го класса или аналитических весах типа АДВ-200.

3. Устанавливают в вытяжном шкафу на асбестовом листе электроплитку.

4. Заполняют кипятильник на $^2/_3$ емкости растворителем — толуолом или спиртобензольной смесью (90 % бензола и 10 % спирта) и устанавливают его на электроплитку. Растворитель выбирают в зависимости от типа нефти в образце.

5. Переносят породу в гильзу из фильтровальной бумаги, которая помещается в стаканчик, подвешиваемый на крючок *7*.

6. Закрывают кипятильник пробкой *9* и закрепляют рубашку *8* на штативе.

7. Соединяют холодильник с ловушкой и, подключив с помощью резинового шланга трубку *13* к водопроводу, устанавливают циркуляцию охлаждающей воды.

8. Включают в сеть через латр электроплитку. Переключателем латра регулируют нагрев плитки так, чтобы кипение растворителя в кипятильнике было небурным.

Пары растворителя и воды образца породы поступают через трубку в холодильник, где они конденсируются; конденсат, представляющий смесь растворителя и воды, стекает в ловушку. Вода, вследствие бóльшей плотности, собирается в нижней части ловушки, а растворитель по мере заполнения ловушки до уровня сифона *11* сливается в стаканчик (на образец) и заполняет его до тех пор, пока не сработает сифон *15*. При срабатывании сифона *15* растворитель с растворенной в нем нефтью из образца сливается в кипятильник. Экстрагирование (отгонка) считается законченным, если объем воды в ловушке не увеличивается, а растворитель над ней и сливающийся из стаканчика через сифон *15* в кипятильник становится прозрачным (без видимой окраски).

9. По окончании экстрагирования выключают плитку, дают аппарату остыть и определяют объем $V_в = M_3/\delta_в$ воды, скопившейся в ловушке ($\delta_в = 1$).

10. Разбирают аппарат, переносят образец породы в бюксу массой M_0 и сушат его в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы ($M_4 + M_0$).

11. Определяют значения: $M_2 = M_1 - M_0$; $M_4 = (M_4 + M_0) - M_0$; $M_н = M_2 - (M_3 + M_4)$ и при известных коэффициенте пористости $k_п$, плотности $\delta_с$ сухой породы и плотности $\delta_н$ нефти по формулам (I.30) — (I.33) рассчитывают искомые величины $k_в$, $k_н$ и $k_г$.

§ 3. ПЛОТНОСТЬ

Плотность δ — физическая величина, которая для однородного вещества определяется его массой [1] в единице объема. Для практических целей часто используют относительную плотность. Для жидких и твердых веществ она устанавливается по отношению к плотности дистиллированной воды при 4 °С, для газов — по отношению к плотности сухого воздуха при нормальных условиях ($p = 101325$ Па, $T = 0$).

Средняя плотность тел (в кг/м^3)

$$\delta = M/V. \qquad (I.34)$$

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

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

---

[1] Масса — величина, характеризующая количество вещества в теле, и равная весу тела, деленному на ускорение свободного падения g.

Плотность твердой, жидкой и газообразной фаз пород

Плотность твердой фазы $\delta_м$ пород зависит от плотностей составляющих ее минералов и их соотношения в единице объема этой фазы. Минералы, наиболее часто встречающиеся в осадочных породах, по плотности могут быть условно подразделены на три группы [2]:

1) глинистые с $\delta_м$ $(1{,}5—2{,}6)\cdot 10^3$ кг/м^3, некоторые сульфаты и хлориды [гипс $(2{,}32\cdot 10^3$ кг/м^3), галит $(2{,}20\cdot 10^3$ кг/м^3) и др.]; 2) основные породообразующие с $\delta_м$ от $(2{,}6 + 2{,}65)\cdot 10^3$ кг/м^3 (полевые шпаты, кварц) до $(2{,}71—2{,}85)\cdot 10^3$ кг/м^3 (кальцит, доломит), реже до $2{,}95\cdot 10^3$ кг/м^3 (ангидрид); 3) сопутствующие тяжелые с $\delta_м$, $(3{,}5—5)\cdot 10^3$ кг/м^3 и более.

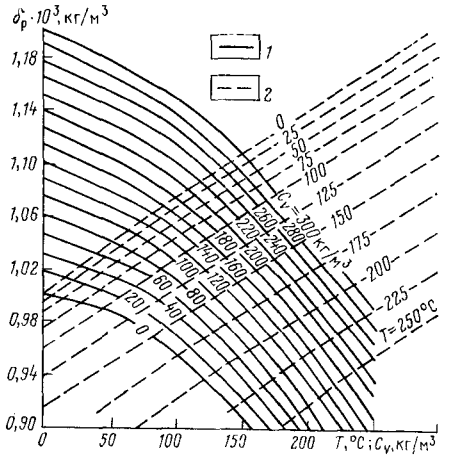


Рис. 5. Зависимость плотности $\delta_р$ растворов NaCl от их объемной концентрации C_V и температуры T [2]
1 — $\delta_р = f(T)$; *2* — $\delta_р = f(C_V)$

Твердая фаза пород может быть мономинеральной и полиминеральной. В первом случае ее плотность совпадает с плотностью породообразующего минерала, во втором определяется величиной средней взвешенной плотности минералов и рассчитывается по формуле

$$\delta_м = \sum_{i=1}^{i=n} \delta_{мi} V_{мi} = \delta_{м1} V_{м1} + \delta_{м2} V_{м2} + \ldots + \delta_{мn} V_{мn}, \quad (I.35)$$

где $\delta_{мi}$ — плотность i-го минерала; $V_{мn}$ — объем, занимаемый i-м минералом в единице объема твердой фазы; n — число минералов, составляющих твердую фазу породы.

Жидкая фаза пород обычно бывает представлена пластовой водой или пластовой водой и нефтью. Плотность пластовых вод в свободном и рыхло связанном состояниях зависит в основном от химического состава, минерализации и температуры (рис. 5) и изменяется в пределах $(0{,}95—1{,}2)\cdot 10^3$ кг/м^3 [2].

Природные нефти характеризуются незначительным пределом изменения плотности. В нормальных условиях ($p = 0{,}1$ МПа, $T = 20$ °С) в зависимости от химического состава $\delta_н$ изменяется в пределах $(0{,}7—1{,}06)\cdot 10^3$ кг/м^3. Повышенная плотность обычно свойственна окисленным нефтям с высоким содержанием асфальтенов и смол. В пластовых условиях $\delta_н$ зависит от температуры, давления и газового фактора. Различие плотностей нефти в пластовых и поверхностных условиях учитывается с помощью объемного коэффициента.

Если жидкая фаза состоит из воды и нефти, то ее плотность рассчитывается как средняя взвешенная величина

$$\delta_ж = \delta_в V_в + \delta_н V_н, \tag{1.36}$$

где $\delta_в$ и $\delta_н$ — плотности воды и нефти; $V_в$ и $V_н$ — занимаемые водой и нефтью объемы в единице объема жидкой фазы.

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

Плотность пород

Плотность пород $\delta_п$ зависит от содержания в единице объема породы твердой $M_м$, жидкой $M_ж$ и газообразной $M_г$ фаз и соответственно их плотностей $\delta_м$, $\delta_ж$, $\delta_г$. Плотности отдельных фаз определяются следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} \delta_м &= \frac{M_м}{V_м}; \qquad \delta_ж = \frac{M_ж}{V_ж}; \\ \delta_г &= \frac{M_г}{V_г}. \end{aligned}\right\} \tag{1.37}$$

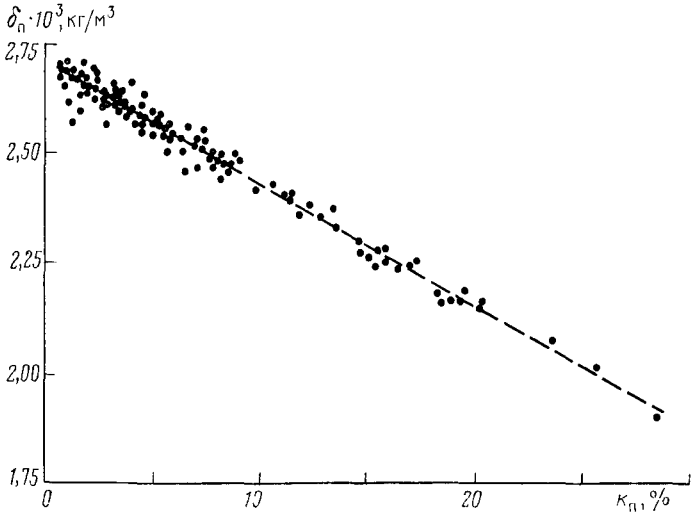


Рис. 6. Зависимость плотности $\delta_п$ от коэффициента пористости $k_п$ известняков верхнего мела Восточного Предкавказья

Плотность породы

$$\delta_п = \frac{M_п}{V_п} = \frac{M_м + M_ж + M_г}{V_п} \tag{1.38}$$

или

$$\delta_п = \Sigma\delta_{мi}V_{мi} + \Sigma\delta_{жi}V_{жi} + \Sigma\delta_{гi}V_{гi}, \qquad (1.39)$$

где $\delta_{мi}$, $\delta_{жi}$ и $\delta_{гi}$ — плотности минералов твердой фазы породы, жидкостей и газов, заполняющих ее поровое пространство; $V_{мi}$, $V_{жi}$, $V_{гi}$ — их объемы в единичном элементе породы.

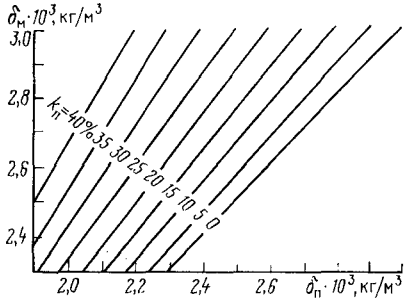


Рис. 7. Номограмма для определения пористости неглинистых пород по данным $\delta_п$, $\delta_м$

Если плотности твердой фазы и пластовой жидкости постоянны, то при полном насыщении $\delta_п$ является функцией пористости породы (рис. 6):

$$\delta_п = (1 - k_п)\,\delta_м + k_п\delta_ж;$$

$$k_п = \frac{\delta_м - \delta_п}{\delta_м - \delta_ж}. \qquad (1.40)$$

Это позволяет использовать зависимость $\delta_п = f(k_п)$ для определения плотности пород по величине коэффициента пористости и наоборот.

На рис. 7 приведена номограмма, построенная в соответствии с уравнением (1.40) при условии, что $\delta_ж = \delta_в = 1$. Эта номограмма позволяет определять пористость неглинистых водонасыщенных пород по величине их плотности.

В глинистых породах твердая фаза состоит из основных породообразующих минералов, составляющих скелет породы с плотностью $\delta_м$, и глинистого цемента с плотностью $\delta_{гл}$, заполняющего частично поровое пространство между зернами скелета.

В этом случае

$$\delta_п = (1 - k_{гл} - k_п)\,\delta_м + k_{гл}\delta_{гл} + k_п\delta_ж, \qquad (1.41)$$

где $k_{гл}$ — объемная глинистость. Откуда

$$k_п = \frac{\delta_м - \delta_п}{\delta_м - \delta_ж} - k_{гл}\frac{\delta_м - \delta_{гл}}{\delta_м - \delta_ж}. \qquad (1.42)$$

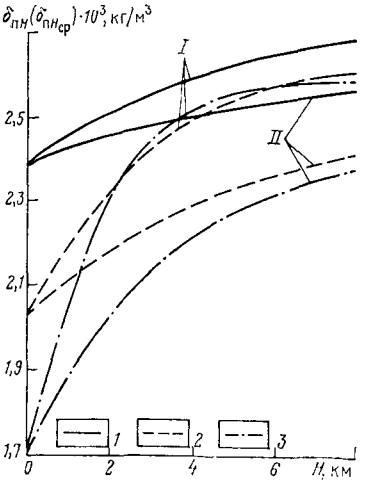


Рис. 8. Зависимость плотности пород от глубины их залегания [1, 2]

I — $\delta_{пH} = f(H)$; *II* — $\delta_{пH_{ср}} = f(H_{ср})$; *1* — известняки; *2* — песчаники; *3* — глины

С увеличением глубины залегания плотность пород, как правило, возрастает, что связано с их уплотнением и, как следствие этого, уменьшением пористости под давлением вышележащих толщ. Зависимость плотности пород от глубины залегания, по данным

работ [2, 3], в среднем описывается эмпирическим уравнением вида

$$\delta_{пH} = \delta_м - (\delta_м - \delta_в)\, k_{пH=0} \exp(-\alpha_T H) \qquad (1.43)$$

и графически представлена на рис. 8. Здесь $k_{пH\text{-}0}$ — пористость породы на поверхности; H — глубина, на которой определяется плотность; α_T — температурный коэффициент, изменяющийся от $0{,}2 \cdot 10^{-3}$ м$^{-1}$ (породы с жестким скелетом и низкой глинистостью) до $0{,}7 \cdot 10^{-3}$ м$^{-1}$ (породы высокоглинистые). Наибольшее уплотнение характерно для глин и сильноглинистых разностей пород. Хорошо отсортированные чистые песчаники уплотняются в меньшей степени.

Определение плотности

В лабораторных условиях обычно определяют не плотность пород в естественном залегании, а плотности сухой породы $\delta_с$ и ее твердой фазы $\delta_м$, пластовой воды $\delta_в$, нефти $\delta_н$ и газа $\delta_г$. При известных плотностях составляющих фаз и объемном содержании их в породе, характеризуемом коэффициентами пористости, водо-, нефте- и газонасыщенности ($k_в$, $k_н$, $k_г$), плотность пород с естественным насыщением рассчитывают по формуле (1.39).

Рассмотрим способы определения $\delta_с$ и $\delta_м$. Для оценки $\delta_с$ достаточно знать массу сухого образца породы M_1 и его внешний объем $V_{обр}$, тогда $\delta_с = M_1/V_{обр}$. Внешний объем образца можно определить способом парафинирования с последующим гидростатическим взвешиванием или вычислением, используя данные, полученные при оценке открытой пористости способом насыщения. Способ парафинирования заключается в следующем.

1. Экстрагированный образец породы помещают в бюксу и сушат в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы.

2. Определяют массу сухого образца M_1 взвешиванием в воздухе на технических (или аналитических) весах 1-го класса.

3. Образец обвязывают тонкой гибкой проволочкой длиной 20—30 см и покрывают его слоем парафина известной плотности толщиной 0,5—1 мм. Парафинирование производят несколькими повторными погружениями образца в расплавленный парафин, имеющий температуру не выше 60 °С. При бóльшей температуре парафин может проникнуть глубоко в поры образца и исказить результаты определения объема.

4. Находят массу парафинированного образца взвешиванием в воздухе M_2. Массу проволочки устанавливают отдельно и вычитают из результатов взвешивания.

5. Определяют массу парафинированного образца гидростатическим взвешиванием M_3. Для этого образец с помощью проволочки подвешивают к серьге коромысла весов и погружают в стакан с дистиллированной водой, устанавливаемый на мостике или кольце штатива. Массу проволочки определяют гидростатическим взвешиванием отдельно и вычитают из результатов взвешивания.

6. Вынимают образец, обтирают его фильтровальной бумагой, повторно находят массу парафинированного образца взвешиванием в воздухе M_2' и убеждаются, что вода в него не проникла. При $M_2'-M_2 \geqslant 0{,}02$ г результаты взвешивания считают непригодными.

Величину плотности сухого образца вычисляют по формуле

$$\delta_c = \frac{M_1 \delta_в \delta_{пар}}{(M_2 - M_3)\,\delta_{пар} - (M_2 - M_1)\,\delta_в}, \qquad (I.44)$$

где $\delta_в$ — плотность дистиллированной воды при температуре измерений; $\delta_{пар}$ — плотность парафина, наиболее часто равная, $(0{,}87—0{,}9)\cdot 10^3$ кг/м^3.

Если плотность парафина неизвестна, то ее устанавливают пикнометрическим способом или способом гидростатического взвешивания на аналитических весах.

Из данных, получаемых при определении пористости способом насыщения, очевидно, что $(M_3—M_1)$ есть масса рабочей жидкости в порах, а $(M_3—M_2)$ — масса жидкости в объеме образца (см. § 1). Следовательно, зная плотность рабочей жидкости легко вычислить

$$V_{пор} = (M_3 - M_1)/\delta_ж; \qquad V_{обр} = (M_3 - M_2)/\delta_ж$$

и

$$V_м = V_{обр} - V_{пор} = (M_1 - M_2)/\delta_ж. \qquad (I.45)$$

Тогда плотность сухой породы

$$\delta_c = \frac{M_1 \delta_ж}{M_3 - M_2}, \qquad (I.46)$$

а кажущаяся плотность твердой фазы (кажущаяся минералогическая плотность)

$$\delta_{м.к} = \frac{M_1 \delta_ж}{M_1 - M_2}. \qquad (I.47)$$

Кроме того, можно записать

$$k_{п.о} = 1 - \frac{\delta_c}{\delta_{м.к}}. \qquad (I.48)$$

Откуда

$$\delta_c = (1 - k_{п.о})\,\delta_{м.к}. \qquad (I.49)$$

Плотность твердой фазы (минералогическую плотность) определяют пикнометрическим способом. Для этого в пикнометр вводят исследуемое твердое вещество, затем доливают до риски жидкость известной плотности и устанавливают взвешиванием на технических весах 1-го класса его общую массу.

Для измерения $\delta_м$ обычно используют часть образца сухой породы, оставшуюся после определения величины δ_c. Минимальная масса ее должна составлять 10—15 г. В качестве рабочей жид-

кости применяют дистиллированную воду; если же порода содержит растворимые или набухающие в воде компоненты, применяют очищенный керосин.

Рассмотрим последовательность, в которой выполняются измерения.

1. Экстрагированный и высушенный до постоянной массы образец измельчают в ступке до порошкообразного состояния.

2. Определяют массу M_0 сухого пикнометра и засыпают в него 10—15 г породы. Рекомендуется использовать пикнометры емкостью 50 см³.

3. Определяют массу M_1 сухого пикнометра с породой.

4. Заливают в пикнометр до половины объема рабочую жидкость (при этом ее уровень должен быть выше породы примерно на 1—1,5 см), слегка взбалтывают и помещают в вакуумную установку для удаления воздуха. Вакуумирование производят до прекращения выделения воздуха. Затем вакуум снимают, доливают в пикнометр жидкость и вновь вакуумируют в течение 30 мин. После снятия вакуума пикнометр извлекают и термостатируют в водяной бане при 20 °С и доводят в нем уровень жидкости до риски, тщательно обтирают фильтровальной бумагой снаружи и определяют его массу M_2.

5. Содержимое пикнометра сливают, заполняют его рабочей жидкостью, термостатируют в водяной бане при 20 °С и вновь доводят уровень жидкости до риски, обтирают снаружи фильтровальной бумагой и определяют массу M_3.

6. Вычисляют плотность твердой фазы по формуле

$$\delta_м = \frac{M_1 - M_0}{(M_3 - M_0) - (M_2 - M_1)} \delta_{ж\,20}, \qquad (I.50)$$

где $\delta_{ж\,20}$ — плотность рабочей жидкости при температуре 20 °С.

§ 4. ПРОНИЦАЕМОСТЬ

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

Физическая проницаемость

Физическая проницаемость соответствует проницаемости породы при фильтрации через нее однородной жидкости или газа, химически инертных по отношению к твердой фазе, и количественно оценивается коэффициентом физической проницаемости $k_{пр}$. В уравнении Дарси $k_{пр}$ является коэффициентом пропорциональности между скоростью фильтрации $v_ф$ однородной

жидкости (газа) и градиентом давления $\Delta p/L$:

$$v_ф = k_{пр} \frac{\Delta p}{\mu L} = \frac{Q}{F}, \tag{I.51}$$

где Δp — перепад давления (в Па); L — длина пористой среды (в м); μ — динамическая вязкость жидкости (газа) [в Па·с]; Q — объемный расход жидкости (газа) в единицу времени (в м³/с) через сечение F (в м²) пористой среды.

Отсюда коэффициент проницаемости (в м²)

$$k_{пр} = \frac{Q\mu L}{F\Delta p}. \tag{I.52}$$

За единицу проницаемости значением в 1 м² принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м², длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкости 1 Па·с составляет 1 м³/с. Физически эта единица измерения проницаемости характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация.[1]

Горные породы условно подразделяются на проницаемые, (с $k_{пр} \geqslant 10{,}2 \cdot 10^{-15}$ м²), полупроницаемые [с $k_{пр} = (0{,}1 - 10{,}2) \cdot 10^{-15}$ м²] и практически непроницаемые (с $k_{пр} \leqslant 0{,}1 \cdot 10^{-15}$ м²). Физическая проницаемость коллекторов колеблется в очень больших пределах: от $0{,}1 \cdot 10^{-15}$ до $3 \cdot 10^{-12}$ м² и более. Широкое распространение имеют коллекторы с проницаемостью $(0{,}2—1{,}02) \cdot 10^{-12}$ м².

Основным фактором, влияющим на коэффициент проницаемости пород, является структруа их порового пространства, характеризуемая формой и размером пор, извилистостью и удельной поверхностью каналов фильтрации. Эти параметры определяют объем фильтрующего агента, траекторию его отдельных струй и силы поверхностного взаимодействия, препятствующие фильтрации.

Теоретически согласно уравнению Козени-Кармана

$$k_{пр} = \frac{k^3_{п.д}}{f S^2_ф T^2_г}, \tag{I.53}$$

где $k_{п.д}$ — динамическая пористость образца породы, доли единицы; $S_ф$ — удельная поверхность каналов фильтрации (в м²/м³); $T_г$ — гидравлическая извилистость каналов фильтрации, равная отношению средней статистической длины поровых каналов $L_к$ к длине образца породы L; f — коэффициент, учитывающий форму сечения пор и изменяющийся для гранулярных коллекторов от 2 до 3 при наиболее частом значении 2,5.

---

[1] Практической единицей измерения проницаемости является Дарси, равная $1{,}02 \cdot 10^{-12}$ м² ≈ 1 мкм². Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД).

Качественно зависимость проницаемости от пористости и структуры порового пространства зернистых пород может быть показана на примерах статистических связей. По среднестатистическим данным для многих нефтегазоносных коллекторов большей пористости обычно соответствует и бо́льшая проницаемость (рис. 9). Структура порового пространства обломочных пород до некоторой степени может быть охарактеризована удельной поверхностью зерен $S_{уд}$, их эффективным или медианным диаметром, коэффициентом отсортированности, средним радиусом капиллярных пор и извили-

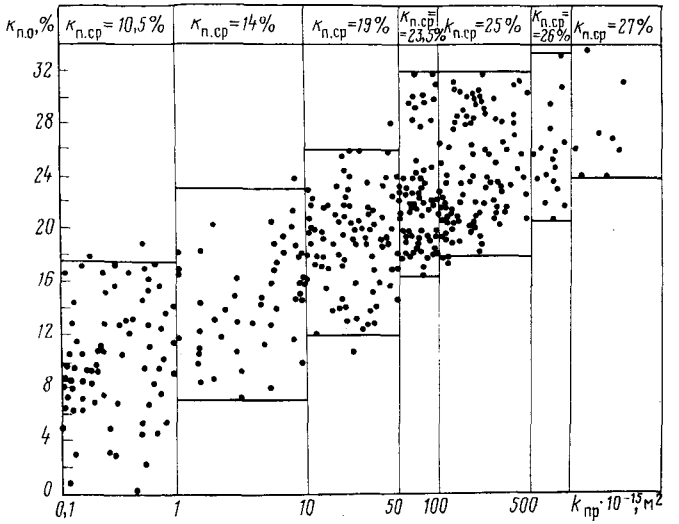


Рис. 9. Соотношение между проницаемостью $k_{пр}$ и открытой пористостью $k_{п.о}$ (песчано-алеврито-глинистые породы-коллекторы нижнего мела Прикумского нефтегазоносного района Ставрополья)

стостью поровых каналов. Между коэффициентом проницаемости и указанными параметрами обычно наблюдаются статистические корреляционные связи, часто используемые совместно с зависимостью $k_{пр} = f(k_п)$ при интерпретации результатов геофизических исследований скважин (рис. 10). Разброс точек на графиках объясняется зависимостью $k_{пр}$ от нескольких из перечисленных параметров, значение которых в каждом отдельном случае различно. Согласно работам В. М. Добрынина и других исследователей, с ростом эффективного давления (увеличением глубины залегания) проницаемость пород $k_{пр}^{(p_{эф})}$ уменьшается в соответствии с приближенным уравнением

$$k_{пр}^{(p_{эф})} \approx k_{пр} \left[\frac{k_п^{(p_{эф})}}{k_п} \right]^{2 \frac{3+\alpha_{ст}}{2+\alpha_{ст}}}, \qquad (I.54)$$

где $\alpha_{ст}$ — структурный показатель, связывающий среднюю ста-

тистическую длину поровых каналов с их радиусом $l_i = cr_i^{\alpha_{ст}}$. Здесь c — постоянная величина, изменяющаяся от (— 0,24) до (— 1,8) [3].

На рис. 11 даны кривые относительного изменения коэффициента проницаемости от глубины залегания (*а*) и эффективного давления (*б*). Анализ многочисленных экспериментальных исследова-

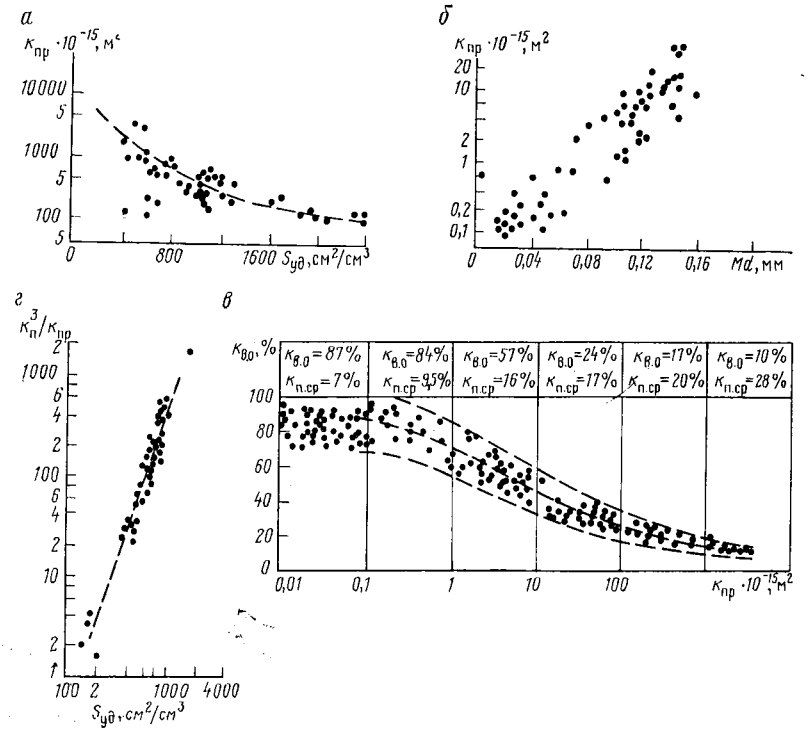


Рис. 10. Зависимость коэффициента проницаемости от структурных параметров пород

Зависимость $k_{пр}$ от: *а* — удельной поверхности $S_{уд}$ песчаников и алевритов Грозненского района (по А. М. Нечаю), *б* — медианного диаметра *Md* песчаников (по М. К. Калинко), *в* — остаточной водонасыщенности $k_{в.о}$ карбонатных пород Куйбышевского Поволжья (по данным К. И. Багринцевой); *г* — связь отношения $k_п^3/k_{пр}$ с удельной поверхностью песчано-алевритовых пород Грозненского района (по А. М. Нечаю)

ний показывает, что проницаемость пород, особенно глинистых, залегающих на больших глубинах, может оказаться почти в 2 раза меньше ее значения, определенного на поверхности. Проницаемость трещиноватой породы в общем случае зависит от геометрии систем трещин и направления фильтрации. Для приближенной оценки трещинной пористости и проницаемости используются плоскопараллельные шлифы увеличенных размеров. Метод шлифов, хотя

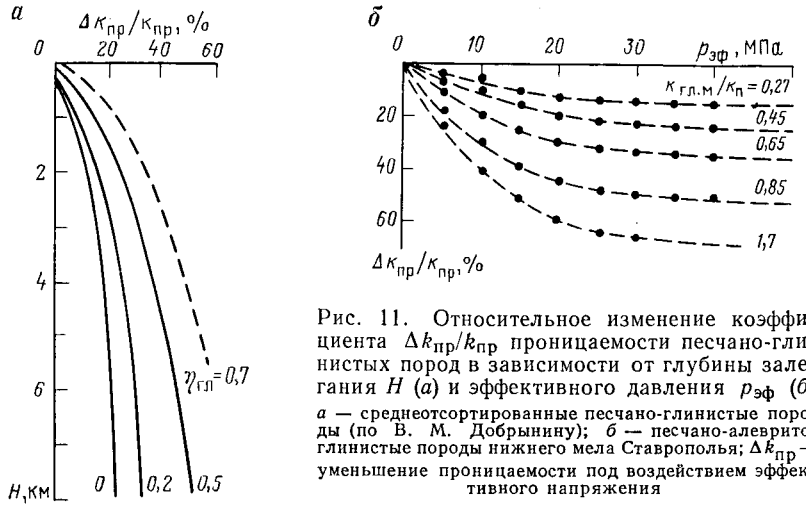


Рис. 11. Относительное изменение коэффициента $\Delta k_{пр}/k_{пр}$ проницаемости песчано-глинистых пород в зависимости от глубины залегания H (*а*) и эффективного давления $p_{эф}$ (*б*)

а — среднеотсортированные песчано-глинистые породы (по В. М. Добрынину); *б* — песчано-алевритоглинистые породы нижнего мела Ставрополья; $\Delta k_{пр}$ — уменьшение проницаемости под воздействием эффективного напряжения

и дает приемлемые результаты, не находит широкого применения, так как требует исследования большого числа образцов. В связи с этим для оценки параметров трещиноватых пород все чаще используются геофизические и гидродинамические методы.

Фазовая и относительная проницаемости

В нефтегазонасыщенных породах-коллекторах одновременно присутствуют две или три фазы (нефть—вода, газ—вода, газ—нефть—вода). Способность пород, насыщенных водонефтегазовыми смесями, проводить отдельно нефть, газ, воду называют фазовой (эффективной) проницаемостью. Последняя характеризуется коэффициентом фазовой проницаемости, рассчитываемым для каждого компонента смеси по формулам

$$k_{пр.\,в} = \frac{\mu_в Q_в L}{F \Delta p}; \qquad (I.55)$$

$$k_{пр.\,н} = \frac{\mu_н Q_н L}{F \Delta p}; \qquad (I.56)$$

$$k_{пр.\,г} = \frac{\mu_г Q_г L}{F \Delta p}, \qquad (I.57)$$

где $Q_в$, $Q_н$, $Q_г$, $\mu_в$, $\mu_н$, $\mu_г$ — соответственно расходы и вязкости воды, нефти и газа.

Отношение фазовой проницаемости к физической называют относительной проницаемостью $k'_{пр.\,в} = k_{пр.\,в}/k_{пр}$; $k'_{пр.\,н} = k_{пр.\,н}/k_{пр}$; $k'_{пр.\,г} = k_{пр.\,г}/k_{пр}$, которую выражают безраз-

мерной величиной в долях единицы или в процентах. Фазовая и относительная проницаемости зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, а также от физико-хи-

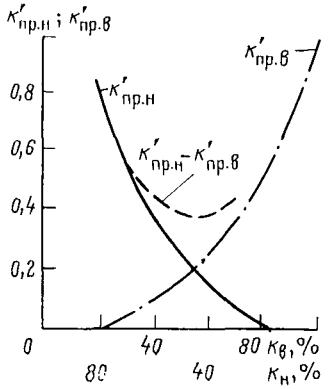
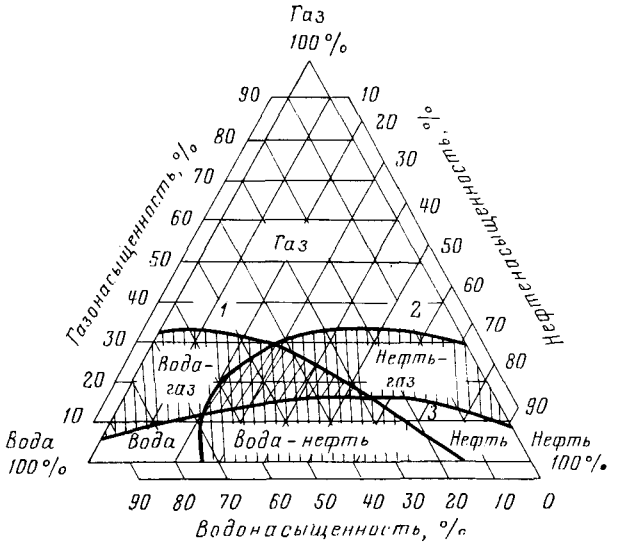


Рис. 12. Зависимости коэффициентов относительной проницаемости от коэффициентов нефтеводонасыщенности для песчано-глинистых пород

Рис. 13. Области распространения одно-, двух- и трехфазного потока в пористой среде (по Леверетту)



мических свойств пористых сред и компонентов, насыщающих их смесей. Если часть пор занята какой-либо фазой, то совершенно очевидно, что проницаемость породы для другой фазы становится меньше. В реальных условиях, в зависимости от объемного соотношения в поровом пространстве породы воды, нефти, газа, возможны одно-, двух- и трехфазные потоки. При этом расход многофазных смесей всегда меньше расхода однородной фазы.

На рис. 12 показаны зависимости коэффициента относительной проницаемости для двухфазной смеси (вода—нефть) от величины

коэффициентов нефте- и водонасыщенности. Участки диаграмм, в пределах которых относительная проницаемость практически становится равной нулю, определяют области фильтрации только одного из компонентов смеси. Положение этих областей и характер кривых $k'_{пр.в} = f(k_в)$; $k'_{пр.н} = f(k_в)$; $k'_{пр.г} = f(k_в)$ в определенной мере зависят от структуры порового пространства породы.

При одновременном насыщении пород газом, нефтью и водой области одно-, двух- и трехфазных потоков изображают на треугольной диаграмме, как это показано на рис. 13. На этой диаграмме нанесены кривые, соединяющие точки с одинаковым содержанием (5 %) соответствующего компонента смеси воды (*1*), нефти (*2*) и газа (*3*) в потоке. Вершины треугольника соответствуют 100 %-ому насыщению породы одной из фаз, а его стороны, противолежащие соответствующим вершинам,— нулевому насыщению этой фазой. Из диаграммы (см. рис. 13), полученной для несцементированных песков, видно, что при газонасыщенности среды меньше 10 % и нефтенасыщенности ниже 23 % в потоке практически будет содержаться только вода. Область трехфазного потока обычно мала и расположена в пределах насыщенности песка нефтью от 23 до 50 %, водой от 33 до 64 %, газом от 14 до 30 %. Для других типов пород-коллекторов эти пределы насыщенности, ограничивающие области одно- двух- и трехфазных потоков, могут быть несколько отличными.

Определение проницаемости пород

Определение проницаемости пород в лабораторных условиях производят на специальных установках по газу (воздуху) или жидкости.

Для одних и тех же пород проницаемость по жидкости несколько меньше, чем по газу, что связано с разбуханием глинистых частиц и образованием адсорбционных слоев воды (нефти) на поверхности каналов фильтрации. В связи с этим абсолютную (физическую) проницаемость пород чаще принято устанавливать при фильтрации через них газа (обычно азота или воздуха). Для этого существует ряд установок, одна из которых (ГК-5) показана на рис. 14. Определение проницаемости выполняют в следующем порядке.

1. Изготавливают образцы пород цилиндрической формы диаметров 20—30 мм, длиной 20—40 мм; экстрагируют их от нефти и солей в аппарате Сокслета и сушат до постоянной массы при температуре 105 °С.

2. Проверяют герметичность всей системы и работу отдельных узлов установки.

3. Измеряют штангенциркулем диаметр и длину образца, устанавливают и надежно зажимают его в струбционном зажиме.

4. К нижнему штуцеру струбционного зажима через хлоркальциевую трубку и манометр на входе подают осушенный от влаги азот (воздух).

5. Фиксируют по соответствующим манометрам установившиеся давления на входе p_1 и выходе p_2 из образца и с помощью расходомера (например, реометра) измеряют расход газа в единицу времени.

6. Находят температуру фильтрующегося газа с помощью термометра, установленного в хлоркальциевой трубке, и по табл. 1

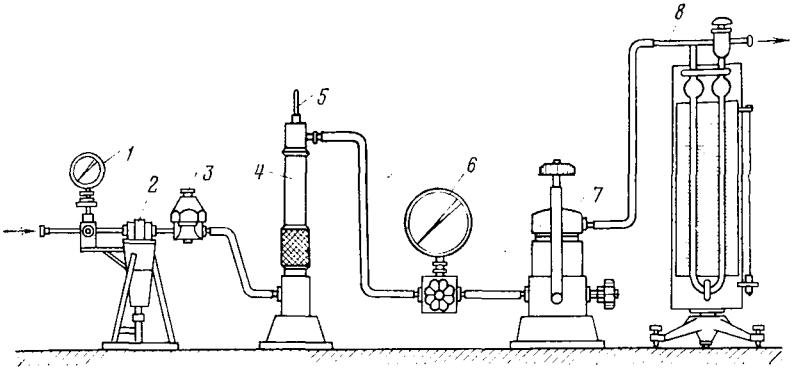


Рис. 14. Схема расположения узлов в установке ГК-5

1 — манометр на входе; *2* — фильтр; *3* — редуктор; *4* — хлоркальциевая трубка; *5* — термометр; *6* — образцовый манометр; *7* — струбцинный зажим; *8* — реометр

определяют его вязкость при этой температуре; с барометра снимают значения атмосферного давления $p_б$.

Таблица 1

Вязкость азота и воздуха в зависимости от температуры

Температура, °С	Вязкость, МПа·с		Температура, °С	Вязкость, МПа·с	
	азота	воздуха		азота	воздуха
15	0,01741	0,01783	21	0,01768	0,01818
16	0,01746	0,01788	22	0,01771	0,01822
17	0,01751	0,01793	23	0,01773	0,01829
18	0,01756	0,01798	24	0,01776	0,01834
19	0,01761	0,01803	25	0,01778	0,01840
20	0,01766	0,01812			

Коэффициент проницаемости вычисляют с учетом давления газа, его расхода и температуры.

Для этого на основании уравнения состояния газов рассчитывают:

а) действительный расход газа Q по формуле

$$Q = Q' \sqrt{(273 + T')/(T + T')\, p_б}\, \sqrt{\delta_г}, \qquad (I.58)$$

где Q' — расход газа, определенный по показаниям реометра;

$\delta_г$ — плотность азота по воздуху при температуре T', при $T' = 20$ °С и плотности азота по воздуху, равной 0,9836:

$$Q = 0{,}058Q' \sqrt{(273 + T')/p_б}, \tag{I.59}$$

б) средний расход газа по длине образца при атмосферном давлении $p_б$ и температуре измерений T по формуле

$$Q_{ср} = 2Qp_б/(p_1 + p_2 + 2p_б) = Qp_б/(p_б + \Delta p/2). \tag{I.60}$$

Тогда при фильтрации газа формула (1.52) принимает следующий вид:

$$k_{пр} = \frac{2Qp_б}{p_1 + p_2 + 2p_б} \frac{\mu L}{(p_1 - p_2) F} = Q_{T,\,ср} L\mu/\Delta pF. \tag{I.61}$$

В случае определения расхода газа газометром $p_2 = 0$ и

$$k_{пр} = Q_{т.\,ср} L\mu/p_1 F. \tag{I.62}$$

При детальных исследованиях керна иногда необходимо определять проницаемость образцов пород, моделируя радиальный поток жидкости или газа, т. е. как бы воспроизводя условия их притока в скважину. Для этого изготавливают образцы пород цилиндрической формы с осевым отверстием — «скважиной» и создают в нем с помощью специальных кернодержателей фильтрацию жидкости или газа в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней.

Коэффициент проницаемости в этом случае рассчитывают:

а) при фильтрации жидкости по формуле

$$k_{пр.\,ж} = \frac{\mu_ж Q_ж \ln\left(\frac{r_н}{r_в}\right)}{2\pi h\,(p_н - p_в)}, \tag{I.63}$$

б) при фильтрации газа по формуле

$$k_{пр} = \frac{\mu_г Q_{г.\,ср} \ln\left(\frac{r_н}{r_в}\right)}{2\pi h\,(p_н - p_в)} = \frac{\mu_г Q_г \ln\left(\frac{r_н}{r_в}\right)}{\pi h\left(p_н^2 - p_в^2\right)}, \tag{I.64}$$

где $\mu_ж$ и $\mu_г$ — вязкости жидкости и газа; $Q_ж$ — расход жидкости; $Q_г$, $Q_{г.\,ср}$ — расходы газа при атмосферном и среднем давлениях в образце; $r_н$ и $r_в$ — наружный и внутренний радиусы кольца; $p_н$ и $p_в$ — давление у наружной и внутренней поверхностей кольцевого образца; h — высота образца.

Кроме этого, специальные исследования проницаемости пород могут выполняться с помощью моделирования условий, близких к пластовым. Одной из установок для таких измерений является установка УИПК, последние варианты которой позволяют находить коэффициент проницаемости по газу, жидкости и их смесям при температуре до 90 °С, пластовом и горном давлениях соответственно до 60 и 100 МПа.

Глава II

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ, РАДИОАКТИВНЫЕ, АКУСТИЧЕСКИЕ И ДРУГИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

§ 5. УДЕЛЬНОЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ

Свойство горных пород проводить электрический ток характеризуется их удельной электропроводностью σ или величиной, обратной ей,— удельным электрическим сопротивлением

$$\rho = \frac{1}{\sigma} = \frac{RS}{L}, \qquad (II.1)$$

где R — полное электрическое сопротивление образца породы (в Ом); S и L — площадь поперечного сечения (в м^2) и длина (в м) образца.

Из формулы (II.1) следует, что величина ρ измеряется в омметрах. Удельное электрическое [1] сопротивление в 1 Ом·м равно полному сопротивлению в Ом 1 м^3 породы с основанием 1 м^2 и высотой 1 м, измеренному перпендикулярно к плоскости куба. Удельное сопротивление горной породы определяется удельным сопротивлением твердой фазы, жидкостей и газов, насыщающих поровое пространство, их объемным соотношением, характером распределения в породе и температурой.

Удельное электрическое сопротивление твердой фазы, водных растворов солей, нефтей и газов

Удельное сопротивление твердой фазы пород зависит от ее минералогического состава и температуры. Минералы весьма разнообразны по своему удельному сопротивлению, которое изменяется в широких пределах (10^{-6}—10^{15} Ом·м). Однако основные минералы, образующие скелетную часть твердой фазы осадочных пород, (кварц, полевые шпаты, кальцит, слюды и др.), характеризуются удельным сопротивлением от 10^{10} до 10^{15} Ом·м и практически не проводят электрического тока.

Присутствие в скелетной части твердой фазы полупроводящих минералов (графит, пирит, магнетит и др.) снижает ее удельное сопротивление в зависимости от их количественного содержания и характера распределения. В природных условиях содержание в осадочных породах минералов повышенной электропроводности невелико и, как правило, не приводит к существенному изменению удельного сопротивления скелетной части. В связи с этим ее ρ принято считать практически бесконечным.

Пластовые поровые воды представляют собой растворы солей (электролиты) и относятся к классу ионных проводников. Их удель-

[1] В дальнейшем для сокращения изложения слово «электрическое» опускается.

ное сопротивление зависит от химического состава растворенных солей, концентрации и температуры. С увеличением общей концентрации солей удельное сопротивление растворов уменьшается. При этом электропроводность раствора приблизительно равна сумме электропроводностей, обусловленных каждой из солей в отдельности. Зависимость удельного сопротивления $\rho_в$ растворов от химического состава растворенных солей и концентрации ионов выражается формулой

$$\rho_в = \frac{10}{\sum \left(C_{ai} v_i f_{ai} + C_{ki} u_i f_{ki}\right)}, \qquad (II.2)$$

где $C_{a\,i}$, $C_{к\,i}$ — концентрации (в молях) i-го аниона и i-го катиона в растворе; v_i, u_i — электролитические подвижности анионов и

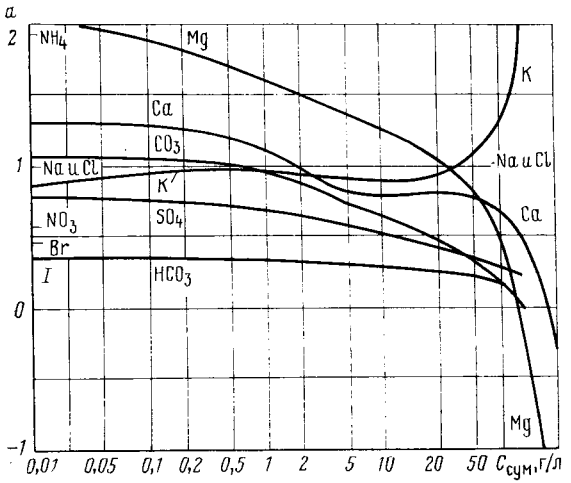


Рис. 15. Номограмма для пересчета суммарной концентрации раствора $C_{сум}$ в эквивалентную по NaCl с помощью множителя a

катионов при бесконечном разбавлении (в Ом·см²/моль); f_{ai}, f_{ki} — коэффициенты электропроводности анионов и катионов.

В пластовых водах обычно преобладает содержание хлористого натрия, которое достигает 70—95 %. Если содержание других солей не превышает 10 %, то для практических целей удельное сопротивление пластовой воды оценивается по общей концентрации, приравненной к концентрации NaCl. Если же содержание других солей превышает 10 %, то определение удельного сопротивления воды необходимо проводить с учетом солевого состава.

Для практических расчетов используется график (рис. 15), позволяющий по результатам химических анализов пластовых вод находить суммарную концентрацию раствора, эквивалентную кон-

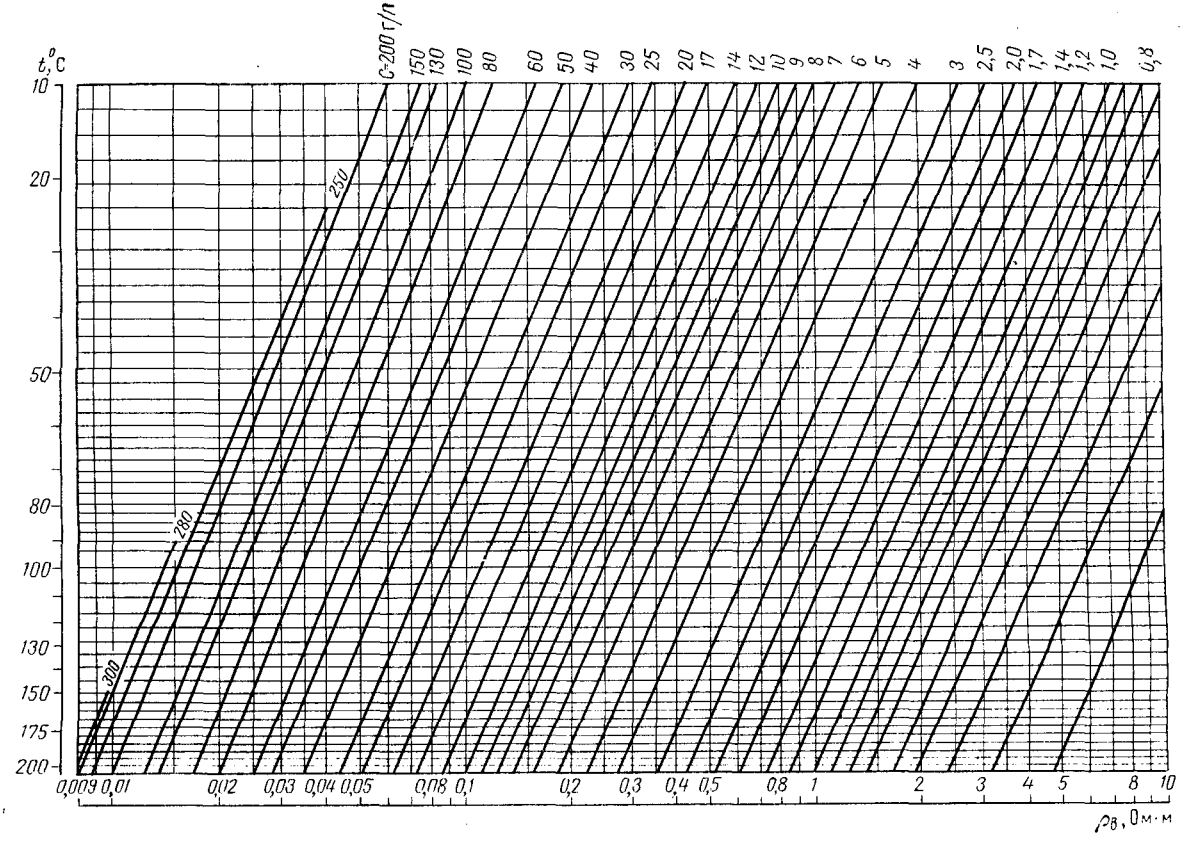


Рис. 16. Зависимость удельного сопротивления $\rho_в$ раствора NaCl от температуры и концентрации электролита C

центрации NaCl. Рассчитав эквивалентное содержание NaCl, с помощью множителей a (см. рис. 15) по зависимости $\rho_в = f(C_{NaCl})$ при заданной температуре определяется искомая величина $\rho_в$.

Пример. Согласно химическому анализу пластовая вода при 29 °С содержит Са 0,54 г/л, SO_4 1,3 г/л и NaCl 15,5 г/л. Суммарная концентрация солей равна 17,34 г/л. Множителем для Са является 1,21; для SO_4 — 0,65. По полученным данным находим приближенное эквивалентное содержание NaCl: $0{,}54 \cdot 1{,}21 + 1{,}3 \cdot 0{,}65 + 15{,}5 = 0{,}66 + 0{,}84 + 15{,}5 = 17$ г/л. Согласно номограмме (см. рис. 16) при 29 °С $\rho_в = 0{,}35$ Ом·м.

С увеличением температуры удельное сопротивление водных растворов закономерно уменьшается:

$$\rho_{вT} = \frac{\rho_{вT_0}}{1 + \alpha_T (T - T_0) + \beta_T (T - T_0)^2}, \qquad (II.3)$$

где α_T и β_T — температурные коэффициенты, равные для растворов NaCl соответственно $216 \cdot 10^{-4}$ и $8 \cdot 10^{-6}$; T и T_0 — температуры (в °С) соответственно раствора и стандартная (равная 20 или 25 °С); $\rho_{вT_0}$ — удельное сопротивление раствора при T_0; $\rho_{вT}$ — удельное сопротивление раствора при T.

На рис. 16 представлена номограмма зависимости удельного сопротивления растворов NaCl от их концентрации и температуры, наиболее часто используемая для определения величины $\rho_в$. Зависимость удельного сопротивления пород от температуры аналогична зависимости для водных растворов: с увеличением температуры удельное сопротивление пород также уменьшается.

Удельное сопротивление природных нефтей и газов во много раз превосходит удельное сопротивление пластовых вод и соизмеримо с ρ скелетной части твердой фазы пород. Практически электропроводность нефтей и газов принимается равной нулю.

Удельное сопротивление неглинистых пород

Горные породы проводят электрический ток в основном за счет наличия в их поровом пространстве водных растворов солей. В связи с этим удельное сопротивление неглинистой породы $\rho_{вп}$ гранулярного строения, поры которой полностью насыщены водой, зависит от $\rho_в$ этой воды, ее количества и характера распределения в породе, определяемых соответственно коэффициентом пористости $k_п$ и структурой порового пространства.

Для исключения влияния удельного сопротивления пластовой воды вместо $\rho_{вп}$ для водонасыщенных пород принято рассматривать величину

$$P = \rho_{вп}/\rho_в, \qquad (II.4)$$

называемую относительным сопротивлением. Для чистых (неглинистых) пород P не зависит от удельного сопротивления насыщающих вод, а связано с величиной пористости и структурой порового пространства. В связи с этим его называют также и параметром пористости.

Для пород с однородной структурой, сложенных частицами правильной формы, связь между относительным сопротивлением и пористостью может быть рассчитана аналитически. На рис. 17 показаны примеры простейших форм порового пространства породы, для которых зависимости P от $k_п$ имеют следующий вид:

для *а*

$$P = \frac{3 - k_п}{2k_п}, \tag{II.5}$$

для *б*

$$P = \frac{1}{1 - \left(1 - k_п\right)^{2/3}}; \tag{II.6}$$

для *в*

$$P = \frac{1 + 0{,}5\,(1 - k_п)^{1/3}}{1 - (1 - k_п)^{2/3}}; \tag{II.7}$$

для *г*

$$k_п = \frac{1}{P}\left(3 - \frac{2}{\sqrt{P}}\right). \tag{II.8}$$

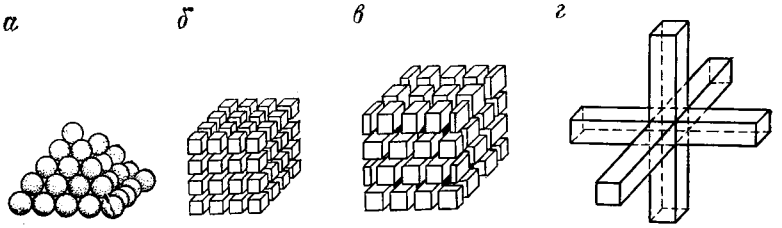


Рис. 17. Примеры простейших форм порового пространства породы

Для пород, содержащих частицы различных размеров, зависимость между относительным сопротивлением и пористостью выражается в более сложной форме:

$$P = \left[\frac{2 + \nu}{2\,(1 - \nu)}\right]^{\frac{\lg k_п}{\lg (1 - \nu)}}, \tag{II.9}$$

где ν — коэффициент заполнения пор основного скелета породы более мелкими частицами.

Анализ теоретических расчетов, выполненных для идеальных пород, подтверждает, что относительное сопротивление зависит не только от коэффициента пористости, но и от структуры порового пространства, обусловливающей характер распределения воды в породе. Расчеты и экспериментальные исследования показывают что зависимость $P = f\,(k_п)$ имеет обратный степенной характер и может быть аппроксимирована в диапазоне средних значений $k_п$ (от 3—5 до 30—40 %) уравнением общего вида

$$P = a/k_п^m, \tag{II.10}$$

где a — некоторая постоянная; m — структурный показатель, зависящий от формы поровых каналов.

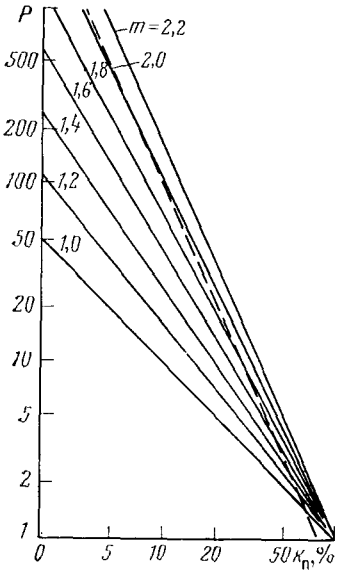
Численные значения a и m для различных пород могут соответственно изменяться от 0,4 до 1,0 и от 1,3 до 2,4. Эти параметры определяются экспериментально на образцах породы.

На практике широкое применение находят и частные виды этого уравнения (рис. 18):

$$P = 1/k_{п}^{m}, \qquad (II.11)$$

где структурный показатель m изменяется от 1,3 (для слабосцементированных пород) до 2,3 (для крепких хорошо сцементированных пород); для среднесцементированных песчаников часто используют выражение

$$P = 1/k_{п}^{2}. \qquad (II.12)$$



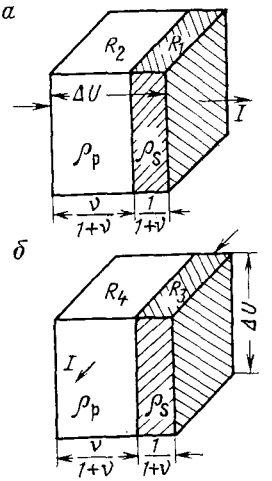


Рис. 18. Зависимости относительного сопротивления P от коэффициента пористости $k_п$, рассчитанные по формуле (II.11)

Зависимость, показанная пунктирной линией, соответствует уравнению Хамбла $P = 0{,}62/k_{п}^{2,15}$

Рис. 19. Схематическая модель анизотропной породы при распространении тока перпендикулярно к наслоению (*а*) и параллельно ему (*б*)

R_1 и R_2 — сопротивления частей породы с удельными сопротивлениями ρ_S и ρ_P при распространении тока I перпендикулярно к наслоению; R_3 и R_4 — то же, при распространении тока параллельно наслоению

В слоистых породах удельное сопротивление в направлении, параллельном наслоению $\rho_{вп\parallel}$, отличается от его значения, измеренного в направлении, перпендикулярном к наслоению $\rho_{вп\perp}$. Такие породы называются анизотропными по удельному сопротивлению. Явление анизотропности более заметно проявляется в гли-

нистых сланцах, мергелях, тонкочередующихся песчано-глинистых и других породах.

На примере единичного элемента породы (рис. 19), состоящего из прослоев удельных сопротивлений ρ_P и ρ_S, легко установить, что

$$\frac{\rho_{вп\perp}}{\rho_{вп\parallel}} = 1 + \frac{\nu}{(1+\nu)^2}\,\frac{(\rho_P - \rho_S)^2}{\rho_P \rho_S}. \qquad (II.13)$$

Отсюда следует, что удельное сопротивление породы, измеренное перпендикулярно к наслоению, всегда больше удельного сопротивления этой породы в направлении, параллельном наслоению, т. е. $\rho_{вп\perp} > \rho_{вп\parallel}$. Степень анизотропности породы оценивается коэффициентом анизотропии

$$\lambda_a = \sqrt{\rho_{вп\perp}/\rho_{вп\parallel}} > 1, \qquad (II.14)$$

а величина ее удельного сопротивления характеризуется

$$\rho_{ср} = \sqrt{\rho_{вп\perp}\rho_{вп\parallel}}. \qquad (II.15)$$

В нефтегазонасыщенной породе нефть или газ, частично замещая

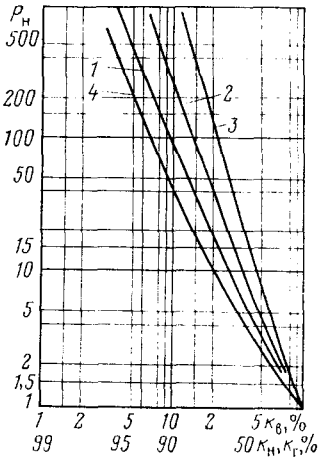


Рис. 20. Зависимости коэффициента увеличения сопротивления $P_н$ породы от содержания в них воды $k_в$ (нефти $k_н$ или газа $k_г$)
1—3 — песчано-глинистые соответственно гидрофильные, слабогидрофобные и гидрофобные породы (по В. Н. Дахнову); *4* — карбонатные породы (по Г. Арчи)

в поровом пространстве воду, повышают ее удельное сопротивление. В этих условиях $\rho_{нг}$ зависит от содержания в ее порах нефти, газа и воды, характера их распространения в поровом пространстве, минерализации пластовой воды, пористости и структуры порового пространства и т. п. Для полного или частичного исключения факторов (минерализации пластовых вод, пористости и структуры порового пространства), влияющих на величину $\rho_{нг}$, вместо него рассматривают отношение

$$P_н = \frac{\rho_{нг}}{\rho_{вп}} > 1, \qquad (II.16)$$

где $\rho_{нг}$ — удельное сопротивление породы, поры которой заполнены нефтью (газом) и остаточной водой; $\rho_{вп}$ — удельное сопротивление той же породы при условии 100 %-ного заполнения ее пор водой.

Величина $P_н$ показывает, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление породы, насыщенной нефтью или газом при частичном заполнении ее пор водой, и называется коэффициентом увеличения сопротивления. Для неглини-

стых пород $P_н$ зависит не только от степени их насыщения водой, но и от характера распределения в поровом пространстве воды, нефти и газа. В связи с этим величина $P_н$ часто называется параметром насыщения. Между $P_н$ и $k_в$ существует обратная степенная зависимость

$$P_н = \frac{1}{k_в^n}, \tag{II.17}$$

где n — показатель, характеризующий структуру токопроводящих каналов нефтегазонасыщенной породы, зависящий от ее литолого-петрографических особенностей и структуры порового пространства, физико-химических свойств нефти (газа) и воды и их распределения в порах.

Численное значение показателя n может изменяться от 1,73 до 4,33. Если частицы воды, насыщающей породу, представляют собой связанную систему (что характерно для гидрофильных пород), показатель n имеет меньшие значения, при разобщении частиц воды в порах (гидрофобные породы) n возрастает. На практике для гидрофильных пород n часто принимается равным 2.

Так как $k_в = 1 - k_{нг}$ (где $k_{нг}$ — коэффициент нефтегазонасыщенности), то

$$P_н = \frac{1}{(1 - k_{нг})^n}. \tag{II.18}$$

На рис. 20 показаны усредненные кривые зависимостей $P_н = f(k_в)$ для различных нефтегазоносных пород. Анализ многочисленных исследований этих зависимостей показывает, что для их описания не всегда достаточно одного уравнения. В таких случаях они аппроксимируются по крайней мере двумя уравнениями соответственно в области высоких и низких значений $k_в$:

$$P_н = \frac{1}{k_в^{n_1}}; \tag{II.19}$$

$$P_н = \frac{a}{k_в^{n_2}}. \tag{II.20}$$

Зависимости $P_н = f(k_в)$, полученные экспериментально для конкретного типа продуктивных отложений, используются для оценки их нефтегазонасыщенности методом сопротивлений и находят широкое применение в практической работе.

Удельное сопротивление глинистых пород

Для глинистой водонасыщенной породы пропорциональности между ее удельным сопротивлением $\rho_{вп.гл}$ и удельным сопротивлением насыщающей воды $\rho_в$ нарушается. Это связано с тем, что электропроводность такой породы определяется не только проводимостью воды, но и поверхностной проводимостью глинистых ча-

стиц, точнее, гидратационной пленки, покрывающей их поверхность. Поверхностная проводимость проявляется тем значительнее, чем выше глинистость породы и меньше минерализация насыщающей воды. Вследствие этого относительное сопротивление глинистых пород в отличие от неглинистых зависит не только от их пористости и структуры пор, но и от их глинистости и минерализации насыщающих вод. Относительное сопротивление глинистой породы, соответствующее насыщению высокоминерализованной водой, при которой поверхностная проводимость минимальна, называют предельным $P_п$. Учет влияния поверхностной проводимости глин на относительное сопротивление осуществляется при помощи коэффициента поверхностной проводимости

$$П = \frac{P_к}{P_п} < 1, \qquad (II.21)$$

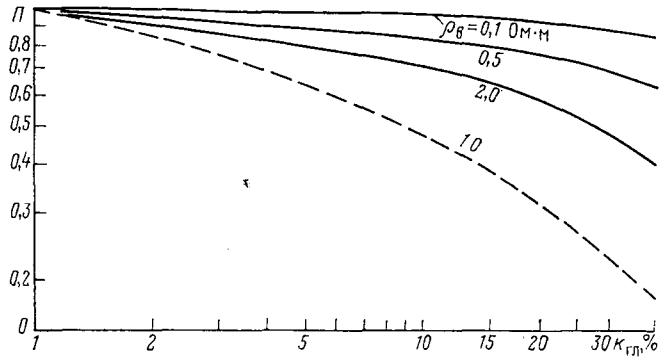


Рис. 21. Зависимости коэффициента поверхностной проводимости $П$ от глинистости $k_{гл}$ и удельного сопротивления поровой воды $\rho_в$ для нижнемеловых продуктивных отложений Прикумского нефтегазоносного района Ставрополья

где $P_к$ — кажущееся относительное сопротивление пород, насыщенных менее минерализованной водой.

Зависимость параметра $П$ от глинистости пород и минерализации насыщающих вод изображена на рис. 21. На основании экспериментальных работ [7] установлено, что электропроводность глинистой породы с рассеянным глинистым материалом

$$\frac{1}{\rho_{вп.\,гл}} = \frac{1}{\rho_{гл}} + \frac{1}{P_п \rho_в} \qquad (II.22)$$

или

$$\frac{1}{\rho_{вп.\,гл}} = A + \frac{B}{\rho_в}, \qquad (II.23)$$

где A — отрезок, отсекаемый продолжением прямой на оси орди-

нат и характеризующий долю проводимости глин; B — угловой коэффициент; величина $B/\rho_в$ определяет долю проводимости пор (рис. 22).

Как видно, зависимость $1/\rho_{вп} = f(1/\rho_в)$ для чистой породы прямолинейна во всем интервале рассматриваемой функции, а для глинистой с рассеянным глинистым материалом,— начиная лишь с некоторого значения проводимости воды.

Согласно формулам (II.4) и (II.23) имеем

$$P_к = \frac{\rho_{вп.\,гл}}{\rho_в} = \frac{1}{A\rho_в + B}. \qquad (II.24)$$

Для высокоминерализованных растворов, когда $\rho_в \to 0$,

$$P_к \to P_п,\ P_п = \lim_{\rho_в \to 0} P_к = \lim_{\rho_в \to 0} \frac{1}{A\rho_в + B} = \frac{1}{B}.$$

Из уравнений (II.21) и (II.24)

$$П = \frac{P_к}{P_п} = \frac{B}{A\rho_в + B} = \frac{1}{\frac{A}{B}\rho_в + 1} < 1. \qquad (II.25)$$

В тех случаях, когда глинистый материал присутствует в породе в виде прослоев

$$\frac{1}{\rho_{вп.\,гл}} = \frac{k_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{1 - k_{гл}}{P_п \rho_в}. \qquad (II.26)$$

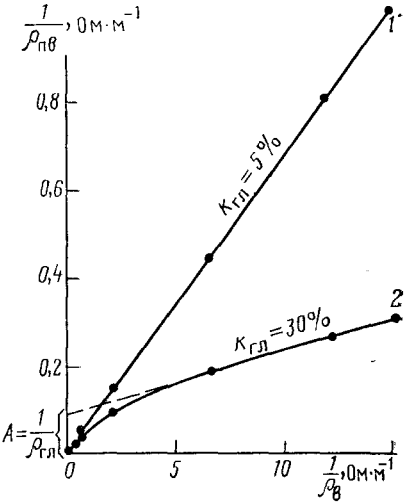


Рис. 22. Зависимости проводимости водонасыщенной породы $1/\rho_{пв}$ от проводимости воды $1/\rho_в$, заполняющей поровое пространство

Песчаник: *1* — слабоглинистый, *2* — сильноглинистый

В породе с рассеянным глинистым материалом условия распространения тока примерно такие же, как в водонасыщенной породе с $k_п = k_{гл}$ и $\rho_в = \rho_{гл}$. Исходя из этого, согласно формуле (II.10) получим, что электропроводность такой породы равна $k_{гл}^m/a\rho_{гл}$, где a и m — коэффициенты, зависящие от свойств породы. В этом случае

$$\frac{1}{\rho_{вп.\,гл}} = \frac{k_{гл}^m}{a\rho_{гл}} + \frac{1 - k_{гл}}{P_п \rho_в}. \qquad (II.27)$$

Если принять $a = 1$, $m = 2$, тогда

$$\frac{1}{\rho_{вп.\,гл}} = \frac{k_{гл}^2}{\rho_{гл}} + \frac{1 - k_{гл}}{P_п \rho_в}. \qquad (II.28)$$

На основании формул (II.26) и (II.28) уравнения проводимости для глинистых нефтегазонасыщенных пород при слоистом и рассеянном содержаниях глинистого материала соответственно будут иметь вид

$$\frac{1}{\rho_{нг\ гл}} = \frac{k_{гл}}{\rho_{гл}} + \frac{1 - k_{гл}}{P_п \rho_в} k_в^2; \qquad (II.29)$$

$$\frac{1}{\rho_{нг.\ гл}} = \frac{k_{гл}^2}{\rho_{гл}} + \frac{1 - k_{гл}}{P_п \rho_в} k_в^2, \qquad (II.30)$$

где $k_в$ — коэффициент водонасыщенности чистого компонента.

Согласно формулам (II.26), (II.29) и (II.30) коэффициенты увеличения сопротивлений для этих случаев будут

$$P_н = \frac{k_{гл} P_п \rho_в + (1 - k_{гл}) \rho_{гл}}{k_{гл} P_п \rho_в + (1 - k_{гл}) \rho_{гл} k_в^2}; \qquad (II.31)$$

$$P_н = \frac{k_{гл}^2 P_п \rho_в + (1 - k_{гл}) \rho_{гл}}{k_{гл}^2 P_п \rho_в + (1 - k_{гл}) \rho_{гл} k_в^2}. \qquad (II.32)$$

Как видно из формул (II.31) (II.32), при одном и том же значении $k_в$ ($k_{нг}$) чистого компонента коэффициент увеличения сопротивления может колебаться в широких пределах в зависимости от изменения глинистости, удельного сопротивления глинистого компонента и характера распределения глинистого материала в породе.

В глинистых породах по данным работы [2] повышение температуры приводит к более заметному снижению удельного сопротивления по сравнению с чистыми породами благодаря повышению ионной концентрации свободных растворов в порах, за счет разрушения слоя адсорбированных ионов с увеличением температуры, и относительно низкому (10^2—10^6 Ом·м) удельному сопротивлению большинства глинистых минералов, являющихся полупроводящими.

Удельное сопротивление пород с трещинной и каверновой пористостью

Породы с трещинной и каверновой пористостью весьма разнообразны по составу и строению. Наряду с межзерновой (первичной) пористостью $k_{п.\ м}$ значительную роль играют поры вторичного происхождения $k_{п.\ вт}$ — трещины, каверны и другие пустоты выщелачивания. Каверны (изолированные и полуизолированные пустоты) заметного влияния на удельное сопротивление пород не оказывают. Наличие трещин, заполненных электролитом, вызывает существенное снижение сопротивления по сравнению со снижением сопротивления, обусловленным межзерновой пористостью такого же объема.

В природе встречаются породы с различными системами трещин (рис. 23) [7]. Пользуясь правилом Кирхгофа для параллельных и последовательных проводников, можно получить выражения, связывающие удельное сопротивление трещиноватой породы $\rho_{тр}$ с удельным сопротивлением ее нетрещиноватой части $\rho_м$, с величиной трещинной пористости $k_{п.\,тр}$ и удельным сопротивлением $\rho_ж$ жидкости, заполняющей ее. Эти выражения для различных систем трещин (*2В*, *2ГВ*, *3ВП*, *X*) будут иметь соответственно следующий вид:

$$\frac{1}{\rho_{тр}} = \frac{k_{п.\,тр}}{2\rho_ж} + \frac{1 - k_{п.\,тр}}{\rho_м}; \qquad (II.33)$$

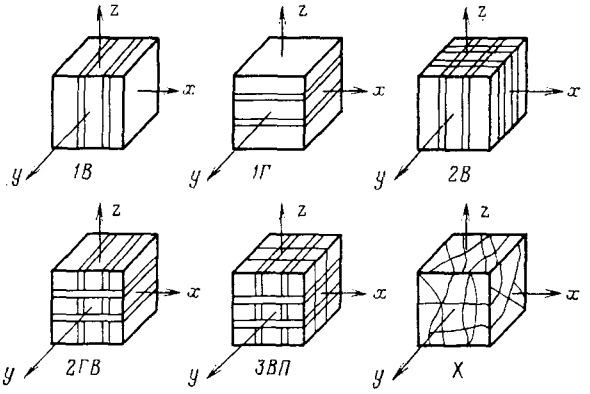


Рис. 23. Различные системы трещин

Системы: *1В* — вертикальная, *1Г* — горизонтальная; *2В* — две взаимно перпендикулярные вертикальные, *2ГВ* — вертикальная и горизонтальная; *3ВП* — взаимно перпендикулярные; *X* — хаотическая трещиноватость

$$\frac{1}{\rho_{тр}} = \frac{2k_{п.\,тр}}{3\rho_ж} + \frac{3 - 2k_{п.\,тр}}{\rho_м (3 - k_{п.\,тр})}. \qquad (II.34)$$

Приведенные уравнения проверены А. М. Нечаем в лабораторных условиях на образцах с искусственными системами трещин; установлено удовлетворительное совпадение экспериментальных и расчетных данных. Как видно, порода с двумя взаимно перпендикулярными трещинами (см. рис. 23, система *2В*, *2ГВ*) является анизотропной, с тремя взаимно перпендикулярными трещинами и хаотическим их распределением (см. рис. 23, системы *3ВП*, *X*)— изотропной.

Для хаотического распределения трещин формула (II.34) в упрощенном виде без существенной погрешности может быть записана

$$\frac{1}{\rho_{тр}} \approx \frac{k_{п.\,тр}}{A\rho_ж} + \frac{1}{\rho_м}. \qquad (II.35)$$

Множитель A в зависимости от геометрии систем трещин изменяется от 1 до 2; для изотропной породы он равен 1,5.

Формулу (II.35) можно представить в виде

$$\rho_{тр} = \frac{A\rho_ж\rho_м}{k_{п.\,тр}\rho_м + A\rho_ж}. \qquad (II.36)$$

Так как удельное сопротивление водонасыщенной матрицы, согласно уравнению (II.10), $\rho_м = a\rho_в/k^m_{п.\,м}$, то выражение (II.36) будет

$$\rho_{тр} \approx \frac{A\rho_в}{\frac{1,5}{a}k^m_{п.\,м} + \frac{\rho_в}{\rho_ж}k_{п.\,тр}}. \qquad (II.37)$$

Анализ уравнения (II.37) показывает, что:

1) с уменьшением трещинной пористости $k_{п.\,тр}$ удельное сопротивление чисто трещинной породы $\rho_{тр}$ приближается к величине удельного сопротивления ее матрицы $\rho_м$; при $k_{п.\,тр} = 0$ $\rho_{гр} = \rho_м$ и формула (II.37) преобразуется в уравнение (II.10).

2) с увеличением удельного сопротивления жидкости в трещинах $\rho_ж$ (при насыщении трещин нефтью или пресным раствором) $\rho_{тр}$ и $\rho_м$ незначительно отличаются друг от друга;

3) влияние трещиноватости на удельное сопротивление пород возрастает с увеличением удельного сопротивления ее матрицы $\rho_м$. При межзерновой пористости матрицы более 8—10 % влияние трещинной пористости на удельное сопротивление заметно снижается и порода может рассматриваться как чисто поровая. В природных условиях чисто трещинные породы встречаются крайне редко. Наряду с трещинами в породе развиваются и другие пустоты вторичного происхождения: каверны, карсты, каналы растворения и т. п. Эти пустоты могут существовать в породе изолированно или сообщаясь между собой трещинами, которые сами по себе имеют тенденцию к сужению, расширению, образуя разновидности вторичных пустот. Наличие указанных пустот в породе оказывает дополнительное влияние на ее удельное сопротивление, которое учитывается с помощью формулы Максвелла [7]

$$\rho_{1,2} = \rho_1 \frac{\rho_1 V + (3 - V)\rho_2}{(3 + 2V)\rho_1 + 2V\rho_2}, \qquad (II.38)$$

где $\rho_{1,2}$ — удельное сопротивление среды, в которой беспорядочно расположены сферические включения с удельным сопротивлением ρ_2; V — доля объема, занятого средой с удельным сопротивлением ρ_1.

После введения в формулу (II.38) обозначений $\rho_1 = \rho_{тр}$, $\rho_2 = \rho_ж$, $V = 1 - k_{п.\,кав}$ получим выражение для определения удельного сопротивления породы с хаотически распределенными в ней трещинами и изолированными пустотами (кавернами):

$$\rho_{тр.\,кав} = \frac{\rho_{тр} + 2\rho_{ж1} + k_{п.\,кав}(\rho_{ж1} - \rho_{тр})}{\rho_{тр} + 2\rho_{ж1} - 2k_{п.\,кав}(\rho_{ж1} - \rho_{тр})}\rho_{тр}, \qquad (II.39)$$

где $\rho_{ж1}$ — удельное сопротивление жидкости, насыщающей изоли-

рованные пустоты (каверны); $\rho_{тр}$ — удельное сопротивление породы, обусловленное влиянием только трещин, заполненных жидкостью с удельным сопротивлением $\rho_ж$.

Экспериментальные работы А. М. Нечая показали, что результаты расчетов по формуле (II.39) удовлетворительно согласуются с данными лабораторных измерений, размеры и формы каверн оказывают малое влияние на величину удельного сопротивления, а воздействие отдельных каверн на распределение силовых линий тока незначительно, если расстояние между ними в 2—3 раза и более превышает их размеры.

В предельном случае, когда изолированные пустоты заполнены высокоминерализованной водой ($\rho_{ж1} \to 0$), выражение (II.39) приобретает вид

$$\rho_{тр.\,кав} \approx \frac{1 - k_{п.\,кав}}{1 + 2k_{п.\,кав}} \rho_{тр}. \qquad (II.40)$$

Наибольший интерес представляют породы, в которых каверны сообщаются между собой по трещинам. Оценить удельное сопротивление такой породы можно путем подстановки в уравнение (II.40) значения $\rho_{тр}$, определяемого по формулам (II.35) — (II.37). При этом

$$k_{п.\,тр} = \frac{A\rho_ж (B\rho_м - \rho_{тр.\,кав})}{\rho_м \rho_{тр.\,кав}}; \qquad (II.41)$$

$$\rho_{тр.\,кав} \approx \frac{AB\rho_ж\rho_м}{k_{п.\,тр}\rho_м + A\rho_ж}; \qquad (II.42)$$

$$\frac{B}{\rho_{тр.\,кав}} \approx \frac{1}{\rho_м} + \frac{k_{п.\,тр}}{A\rho_ж}; \qquad (II.43)$$

$$\rho_{тр.\,кав} \approx \frac{AB\rho_в}{\frac{A}{a} k^m_{п.\,м} + \frac{\rho_в}{\rho_ж} k_{п.\,тр}}, \qquad (II.44)$$

где $B = (1 - k_{п.\,кав})/(1 + 2\ k_{п.\,кав})$; при $k_{п.\,кав} < (3 - 5\ \%)$ значение B приравнивается к единице.

Формулы (II.41) — (II.43) применимы для пород с водонасыщенной практически непроницаемой гранулярной матрицей. Формула (II.44) позволяет определять удельное сопротивление пород со смешанной пористостью (трещинной, каверновой и гранулярной). Это выражение может быть использовано для оценки удельного сопротивления смешанного коллектора с нефтенасыщенной матрицей; в качестве гранулярной пористости матрицы (блока) принимается условное значение $k_{п.\,м}$, соответствующее ее водонасыщенному объему.

Влияние эффективного давления на удельное сопротивление пород

В естественных условиях залегания горные породы находятся под действием эффективного давления, которое определяется по формулам (I.12) и (1.15). В результате происходит обратимая деформация пород, сопровождающаяся уменьшением их пористости и изменением геометрии порового пространства, т. е. увеличением извилистости поровых каналов преимущественно из-за их сужения. Изменение этих параметров с ростом давления обусловливает и соответствующее обратимое изменение (в сторону увеличения) удельного сопротивления пород, которое зависит от величины давления и их литолого-петрографических особенностей. Наиболее интенсивное изменение удельного сопротивления происходит под действием $p_{эф}$ до 30 — 40 МПа. При дальнейшем увеличении $p_{эф}$ интенсивность роста сопротивления снижается и стремится к некоторому пределу до наступления необратимых разрушений в скелете породы (рис. 24).

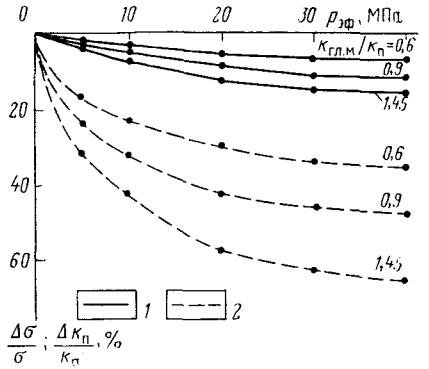


Рис. 24. Зависимости относительных изменений пористости (*1*) и электропроводности $\Delta\sigma/\sigma$ (*2*) песчано-глинистых пород от эффективного давления (нижнемеловые отложения Прикумского нефтегазоносного района Ставрополья)

Экспериментально установлено, что максимальные изменения сопротивления при $p_{эф}$ = const характерны для низкопористых глинистых разностей известняков, песчаников и алевролитов. Вариации пористости, структуры поровых каналов и удельного сопротивления под действием давления приводят и к соответствующему изменению характера зависимости $P_п = f(k_п)$. Если под действием давления пористость породы уменьшается на $\Delta k_п$, а m и a соответственно увеличивается и уменьшается на Δm и Δa, то уравнение (II.10) принимает вид

$$P_п^{(p_{эф})} = \frac{a - \Delta a}{(k_п - \Delta k_п)^{m+\Delta m}}. \qquad (II.45)$$

Выражение (II.45) разделим на (II.10), тогда

$$\frac{P_п^{(p_{эф})}}{P_п} = \frac{1 - (\Delta a/a)}{\left(1 - \frac{\Delta k_п}{k_п}\right)^m \left(1 - \frac{\Delta k_п}{k_п}\right)^{\Delta m} k_п^{\Delta m}}. \qquad (II.46)$$

Исходя из допустимой погрешности,

$$\left(1-\frac{\Delta k_{\text{п}}}{k_{\text{п}}}\right)^{\Delta m} \approx 1 .$$

Тогда

$$\frac{P_{\text{п}}^{(p_{\text{эф}})}}{P_{\text{п}}} = \frac{1-(\Delta a/a)}{\left(1-\frac{\Delta k_{\text{п}}}{k_{\text{п}}}\right)^{m} k_{\text{п}}^{\Delta m}} . \qquad (\text{II}.47)$$

При одном и том же давлении величина $P_{\text{п}}$ изменяется значительно больше, чем пористость, что объясняется преимущественным влиянием увеличения извилистости токопроводящих каналов. Зависимости $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ при различных давлениях показаны на рис. 25.

Определение удельного сопротивления пород

Сопротивление пород в лабораторных условиях может измеряться различными способами [10]. Наиболее широкое применение из них получили мостовые двухэлектродные способы регистрации на переменном токе, при которых осуществляется прямое определение сопротивления образца породы в равновесном режиме.

Одна из мостовых схем, позволяющая измерять сопротивление образцов пород с компенсацией емкостной составляющей, показана на рис. 26. Схема четырехплечного моста включает три активных сопротивления $R_{\text{с}}$, $R1$, $R2$ (магазины сопротивлений Р517 типа МСР) и R_x исследуемого образца породы. В плече сравнения параллельно с активным сопротивлением $R_{\text{с}}$ включается и реактивное (емкость C — магазин переменной емкости Р544 типа МЕРП). Питание мостовой схемы осуществляется от звукового генератора ЗГ-10 (или ЗГ-12, ЗГ-34). Измерение величины R_x производится уравновешиванием моста по напряжению и фазе. В качестве индикатора равновесия используется осциллограф или электронной индикатор нуля переменного тока Ф-510, включаемый в диагональ моста (см. рис. 26).

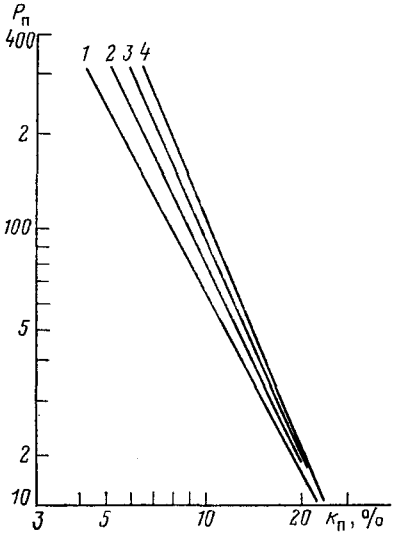
Рассмотрим последовательность измерений.

1. Образцы пород правильной геометрической (цилиндрической или кубической) формы, предварительно экстрагированные от нефти и отмытые от остаточных пластовых солей, насыщают под вакуумом раствором заданной минерализации и химического состава. Образцы неустойчивых пород перед насыщением покрывают эпоксидной смолой или клеем БФ.

2. Непосредственно перед измерением образец породы извлекают из раствора, обтирают с боковой поверхности фильтровальной бумагой и устанавливают между электродами кернодержателя. При этом необходимо, чтобы с помощью пружин или винтового зажима электроды прижимались к торцам образца с постоянным усилием. Для улучшения контакта между торцами образца и электродами устанавливают прокладки из двух-трех слоев филь-

тровальной бумаги, насыщенной тем же раствором, что и образец. При необходимости сопротивление прокладок может быть измерено и учтено.

Электроды кернодержателя должны обладать минимальным переходным сопротивлением, которым можно пренебречь по сравнению с сопротивлением образца. Согласно этому условию применяют электроды из нержавеющей стали, периодически обрабатываемые в течение 5—10 мин переменным током частотой 50 Гц и напряжением до 60 В в растворе NaCl, которым насыщался образец. После работы электроды хранят в том же растворе.



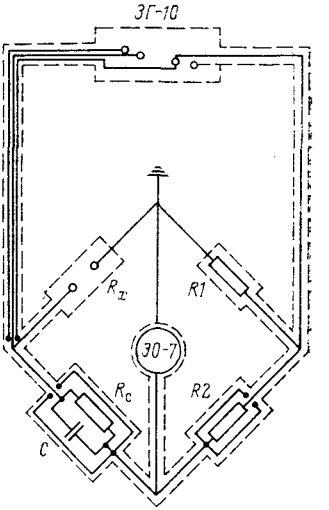


Рис. 25. Зависимости относительного сопротивления $P_п$ от пористости $k_п$ при различных эффективных давлениях $p_{эф}$ для нижнемеловых песчано-глинистых отложений Прикумского нефтегазоносного района Ставрополья

1 — $p_{эф} = 0$; $P_п = 1/k_п^{1,8}$; *2* — $p_{эф} = 10$ МПа; $P_п = 0,8/k_м^2$; *3* — $p_{эф} = 20$ МПа; $P_п = 0,65/k_п^{2,15}$; *4* — $P_{эф} = 30$ МПа; $P_п = 0,55/k_п^{2,3}$

Рис. 26. Принципиальная схема моста переменного тока для измерения сопротивления образцов пород с компенсацией емкостной составляющей

3. Измеряют сопротивление образца, для чего: а) устанавливают переключатели магазинов сопротивлений и емкости в нулевое положение; б) от звукового генератора на измерительный мост подают ток частотой 1000 Гц, плотность тока через образец не должна превышать 2 мА/см², что обеспечивает минимальное переходное сопротивление электродов; в) при включенном осциллографе сначала на грубом пределе, а затем на пределах более высокой чувствительности добиваются изображения минимальной амплитуды си-

нусоиды переменного тока с помощью R_c. Изменяя поочередно сопротивления $R1$, $R2$ и емкость C, достигают полной компенсации, о которой судят по преобразованию на экране осциллографа синусоиды в прямую линию на самом чувствительном пределе. Величина R_x определяется из соотношения:

$$R_x = R_c \frac{R1}{R2}. \qquad (II.48)$$

Удельное сопротивление образца породы рассчитывают по формуле (II.1). Значение емкости C в плече сравнения, соответствующее моменту компенсации, при необходимости можно использовать для расчета диэлектрической постоянной образца (см. § 9).

§ 6. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ

Электрохимические процессы, протекающие в горных породах, вызывают их поляризацию. К ним относятся диффузионно-адсорбционные, фильтрационные, окислительно-восстановительные процессы и процессы, связанные с действием внешнего электрического поля. В зависимости от фактора, вызывающего поляризацию, различают диффузионно-адсорбционную, фильтрационную, окислительно-восстановительную и вызванную электрохимические активности пород. Окислительно-восстановительная активность по сравнению с другими перечисленными активностями для осадочных пород имеет подчиненное значение и здесь не рассматривается.

Диффузионно-адсорбционная активность

Водные растворы солей представляют собой электролиты, содержащие положительно и отрицательно заряженные ионы. На контакте двух электролитов разной концентрации, вследствие различной электролитической подвижности их ионов, возникают диффузионные потенциалы (рис. 27).

Электродвижущие силы (ЭДС) диффузии этих потенциалов в случае контакта простых и не отличающихся по химическому составу электролитов оцениваются уравнением Нернста

$$E_д = \frac{RT}{F} \frac{n_к u - n_а v}{n_к z_к u + n_а z_а v} \ln \frac{C_1}{C_2}, \qquad (II.49)$$

где R — универсальная газовая постоянная [8,314 Дж/(моль·Кл)]; F — число Фарадея (96 500 Кл/моль); T — абсолютная температура (в К); $n_к$ и $n_а$ — числа катионов и анионов, на которые диссоциирует одна молекула электролита; $z_к$ и $z_а$ — валентности катиона и аниона; u и v — электролитические подвижности катиона и аниона (в Ом·см²/моль); C_1 и C_2 — концентрации контактирующих электролитов (в моль/л); $C_1 > C_2$, тогда $E_д$ определяет потенциал второго электролита по отношению к потенциалу первого.

Из формулы (II.49) следует, что диффузионные ЭДС возникают лишь при условии, если $n_к u \neq n_а v$ и $C_1 \neq C_2$. Для одно-одновалентного электролита (например, раствор $NaCl \rightarrow Na^+ + Cl^-$)*, когда $n_к = n_а = 1$ и $z_к = z_а = 1$, формула (II.49) принимает вид

$$E_д = \frac{RT}{F} \frac{u - v}{u + v} \ln \frac{C_1}{C_2}. \qquad (II.50)$$

С учетом числовых значений констант R и F, замены натурального логарифма десятичным при $T = 291$ К и ЭДС в мВ получим

$$E_д = 58 \frac{u - v}{u + v} \lg \frac{C_1}{C_2} \qquad (II.51)$$

или

$$E_д = 58 (N_к - N_а) \lg \frac{C_1}{C_2}, \qquad (II.52)$$

где $N_к = u/(u + v)$, $N_а = v/(u + v)$ — числа переноса катионов и анионов.**

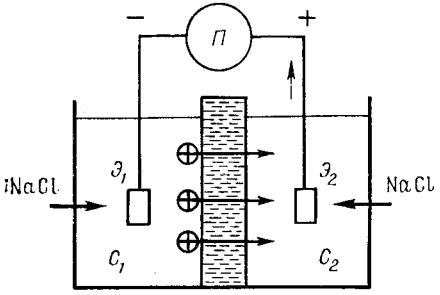


Рис. 27. Схема возникновения диффузионных потенциалов на контакте двух электролитов

C_1 и C_2 — концентрации двух растворов хлористого натрия ($C_1 > C_2$); П — измерительный прибор; $Э_1$ и $Э_2$ — электроды

Выражение перед логарифмом в формулах (II.50) и (II.51) при заданной температуре не изменяется вследствие постоянства подвижностей ионов. После обозначения этого выражения через величину $K_д$ формула (II.52) принимает вид

$$E_д = K_д \lg \frac{C_1}{C_2}. \qquad (II.53)$$

Величина $K_д$ называется коэффициентом диффузионной ЭДС и зависит от температуры и химического состава контактирующих электролитов. Для растворов NaCl при $T = 18$ °С подвижность катиона Na^+ $u = 43{,}3$, аниона Cl^- $v = 65{,}2$ (табл. 2) и $K_д = -11{,}6$ мВ.

Формула (II.53) справедлива для растворов низкой концентрации, в которых практически отсутствует взаимодействие между ионами. Для реальных растворов в формуле (II.53) необходимо использовать вместо концентрации C_1 и C_2 значения активностей

* В растворе NaCl ион Cl^- примерно в 1,5 раза подвижнее иона Na^+, вследствие чего раствор с концентрацией $C_2 < C_1$ заряжается отрицательно (см. рис. 27).

** Число переноса характеризует относительную подвижность или скорость движения аниона либо катиона (при сумме их скоростей, равной единице) и ту долю общего количества электричества, прошедшего через электролит, которая будет перенесена соответственно анионом или катионом.

Таблица 2

Подвижность ионов в воде при бесконечном разбавлении (Ом·см²/моль)

Ион	Температура T, °С					Температурный коэффициент подвижности ионов, % на 1 °С
	0	18	25	50	100	
H^+	240,0	315,0	350,0	465,0	644	1,54
K^+	40,4	64,5	73,5	115,0	206	2,17
Na^+	27,0	43,3	50,11	82,5	154	2,44
Cl^-	41,1	65,2	76,3	116,0	207	2,16
$1/2SO_4^{2-}$	41,0	68,5	80,0	125,0	234	2,27
CH^-	105,0	174,0	198,0	284,0	439	1,80

$a_1 = f_1C_1$ и $a_2 = f_2C_2$, где f_1 и f_2 — коэффициенты активности, учитывающие влияние сил взаимодействия между ионами в реальных растворах. При этом

$$E_д = K_д \lg \frac{a_1}{a_2}. \qquad (II.54)$$

В значительных пределах изменения концентраций отношение активностей a_1/a_2 растворов практически равно обратному отношению их удельных электрических сопротивлений ρ_2/ρ_1, следовательно

$$E_д = K_д \lg \frac{\rho_2}{\rho_1}. \qquad (II.55)$$

Значения диффузионного потенциала для растворов NaCl различной концентрации, вычисленные по формуле (II.55) при 18 °С приведены в табл. 3. Величина диффузионного потенциала для разных по химическому составу растворов различна. В частности, для растворов KCl, вследствие почти одинаковой подвижности ионов хлора и калия, диффузионный потенциал близок к нулю.

Если два раствора различной концентрации разделить тонкодисперсной породой (например, глиной), то твердые (особенно глинистые) частицы последней из-за ионно-сорбционной способности адсорбируют ионы определенного знака и изменяют их концентрацию в свободных растворах.

Под ионно-сорбционной способностью понимается свойство влажных пород избирательно адсорбировать из насыщающих электролитов наряду с молекулами воды ионы определенного знака и, как следствие этого, образовывать двойные электрические слои на границах раздела фаз.

Двойной электрический слой состоит из потенциалопределяющего слоя ионов и слоя противоионов. Потенциалопределяющий (адсорбционный) слой ионов

Таблица 3

Величина $E_д$ для электролитов NaCl различной концентрации

C_2, нормаль	C_1, нормаль			Коэффициент активности f
	1	0,1	0,01	
1	—	—	—	0,65
0,1	—10,7	—	—	0,80
0,01	—21,8	—11,1	—	0,92
0,001	—33,1	—22,5	—11,3	1,00

Примечания. 1. Нормальная концентрация (нормальность) раствора выражается количеством вещества, растворенного в 1 л раствора, в молях.
2. Знак минус означает, что электрод, находящийся в менее концентрированном растворе, имеет отрицательный знак.

прилегает наряду с молекулами прочно связанной воды непосредственно к поверхности минеральных частиц твердой фазы породы. Далее располагается прочно связанный с ним неподвижный слой противоионов и затем более рыхлый, менее прочно связанный и более подвижный диффузный слой. Установлено, что между ионами адсорбционного и диффузного слоев происходит непрерывный равновесный обмен.

Это приводит к изменению диффузионных ЭДС как по величине так и знаку. Электродвижущая сила, возникающая в цепи электролит с концентрацией C_1 — тонкодисперсная порода — тот же электролит с концентрацией C_2, носит название диффузионно-адсорбционной (рис. 28). Ее величина при наличии двух растворов одинакового химического состава, но различной концентрации изменяется от значения диффузионной ЭДС до предельного, определяемого уравнением

$$E_{да} = \frac{RT}{zF} \ln \frac{C_1}{C_2}, \qquad (II.56)$$

где z — валентность электролита.

Уравнение (II.56) получено из уравнения (II.49) при условии, что анионы неподвижны ($v = 0$) и валентности катионов и анионов равны ($z_к = z_а$). Из выражения (II.52) при $N_к = 1$, $N_а = 0$ получаем предельное значение

$$E_{да\ max} = 58 \lg \frac{C_1}{C_2}. \qquad (II.57)$$

По аналогии с диффузионной диффузионно-адсорбционная ЭДС рассчитывается с помощью уравнения

$$E_{да} = K_{да} \lg \frac{a_1}{a_2} = K_{да} \lg \frac{\rho_2}{\rho_1}, \qquad (II.58)$$

где $K_{да}$ — коэффициент диффузионно-адсорбционной ЭДС.

Величина $K_{да}$ в отличие от $K_д$ зависит не только от температуры и химического состава растворов, но и от свойств породы, через которую происходит контакт растворов. Численно $K_{да} \approx K_д + A_{да}$, и, следовательно,

$$E_{да} \approx (K_д + A_{да}) \lg \frac{\rho_2}{\rho_1}, \qquad (II.59)$$

где $A_{да}$ — диффузионно-адсорбционная активность породы.

Из уравнения (II.59) вытекает, что диффузионно-адсорбционная активность

$$A_{да} = \frac{E_{да} - E_д}{\lg \frac{\rho_2}{\rho_1}} = \frac{E_{да}}{\lg \frac{\rho_2}{\rho_1}} - K_д = K_{да} - K_д. \qquad (II.60)$$

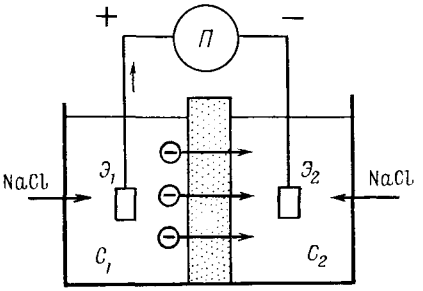


Рис. 28. Схема возникновения диффузионно-адсорбционных (мембранных) ЭДС, когда два раствора различной концентрации разделены тонкопористой (глинистой) перегородкой ($C_1 > C_2$)

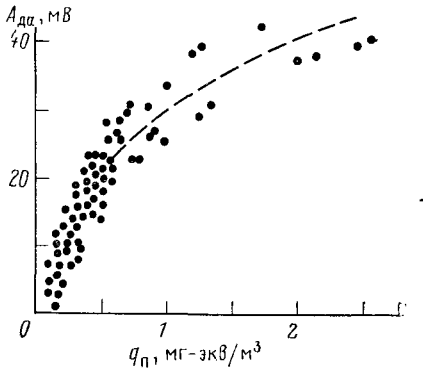


Рис. 29. Зависимость диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ от приведенной емкости обмена $q_п$ для песчано-глинистых пород [1]

Таким образом, диффузионно-адсорбционные потенциалы, возникающие на границе пород с электролитами, могут существенно отличаться от диффузионных. Свойство же горных пород создавать диффузионно-адсорбционные потенциалы, вследствие их способности адсорбировать из растворов наряду с молекулами воды ионы определенного знака, называется диффузионно-адсорбционной активностью.

По результатам многочисленных лабораторных исследований установлена достаточно тесная связь между диффузионно-адсорбционной активностью $A_{да}$ и ионно-сорбционной способностью пород, характеризуемой приведенной емкостью обмена $q_п$ (рис. 29).

Приведенная емкость обмена (поглощения) характеризует число молей поглощенных катионов, приходящихся на единицу объема

($м^3$, $см^3$) порового пространства породы

$$q_п = \frac{Q_п}{k_п} = \frac{Q_{м.е}(1 - k_п)}{k_п} \delta_м, \qquad (II.61)$$

где $\delta_м$ — плотность твердой фазы породы; $Q_{м.е}$ — массовая емкость обмена, характеризующая число молей поглощенных катионов на единицу массы (кг, г) породы и зависящая от химического состава жидкой и твердой фаз, а также степени дисперсности последней; $Q_п$ — объемная емкость поглощения.

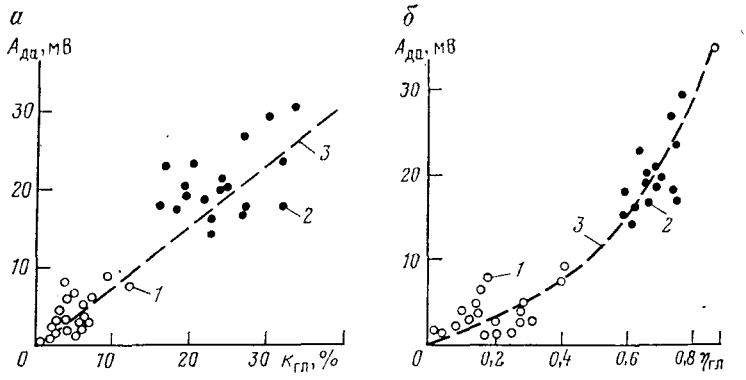


Рис. 30. Зависимость диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ пород от их объемной $k_{гл}$ (*а*) и относительной $\eta_{гл}$ (*б*) глинистости [1]
1 — породы-коллекторы, *2* — породы-неколлекторы, *3* — линия регрессии

Степень дисперсности пород в значительной мере зависит от их глинистости. Исследования образцов различных терригенных пород показали, что отличие диффузионно-адсорбционного потенциала от диффузионного тем больше, чем выше содержание в них глинистого материала. Глинистость пород, способствующая формированию субкапиллярных пор, является основным фактором, обусловливающим различия величин $E_{да}$ и $E_д$. Зависимости $A_{да}$ от $k_{гл}$ и $\eta_{гл}$, полученные экспериментально на образцах, представлены на рис. 30 [1].

Величина $A_{да}$ пород зависит не только от содержания в них глинистого, но и другого по вещественному составу цементирующего материала. Наиболее высокой активностью характеризуется железисто-сидеритовый и глинисто-серицитовый цементы, меньшей — опалово-халцедоновый и карбонатный.

Влияние глинистости на удельную поверхность $S_{уд}$, эффективный диаметр $d_{эф}$, коэффициенты пористости $k_п$, проницаемости $k_{пр}$, поверхностной проводимости $П$ и другие, с одной стороны, и на величину $A_{да}$ — с другой, обусловливает наличие зависимостей между диффузионно-адсорбционной активностью, и перечис-

ленными параметрами пород. На рис. 31 показана связь между $k_{пр}$ и $A_{да}$.

Численные значения диффузионно-адсорбционной активности для различных горных пород изменяются от — 25 до 70 мВ. Наименьшими величинами $A_{да}$ обладают чистые разности песков, песчаников, алевролитов, пористых известняков и доломитов.

Фильтрационная активность

При фильтрации жидкости через пористую среду (породу) возникают потенциалы течения — фильтрационные потенциалы. Их образование обусловлено наличием электро-

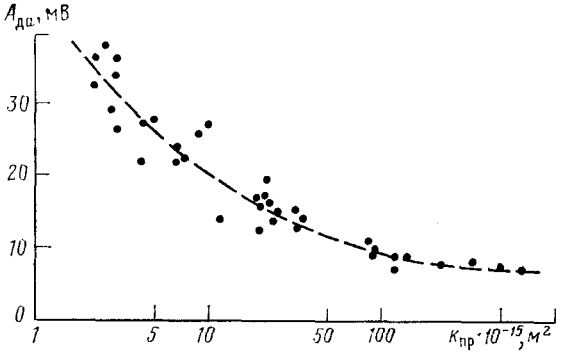


Рис. 31. Связь между диффузионно-адсорбционной активностью $A_{да}$ и коэффициентом проницаемости $k_{пр}$ для песчано-алевритовых пород Ильско-Холмского района Краснодарского края [2]

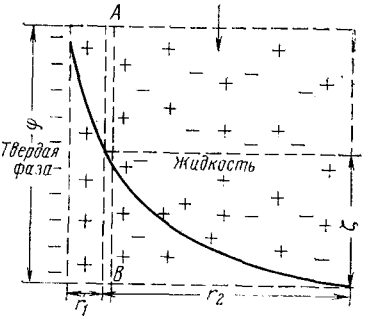


Рис. 32. Падение потенциала в двойном электрическом слое при перемещении жидкой фазы относительно твердой

φ — потенциал частиц твердой фазы; r_1 — толщина адсорбционного лоя (слой Гельмгольца); r_2 — толщина диффузионного слоя (слой Гуи); стрелкой показано направление фильтрации

кинетического потенциала ζ на границе между подвижной и неподвижной частями двойного слоя (рис. 32, линия AB) и свободного раствора. Механизм образования фильтрационных потенциалов схематично можно представить следующим образом. Под воздействием перепада давлений Δp в поровом канале происходит движение свободного раствора, заполняющего среднюю часть порового канала. Одновременно с ним в направлении течения перемещается и подвижная часть внешней диффузной обкладки двойного электрического слоя. Это приводит к смещению электрокинетиче-

ского потенциала ζ в направлении течения, вследствие чего на концах капиллярного порового канала возникает разность потенциалов.

Если толщина двойного электрического слоя мала по сравнению с радиусом капиллярного порового канала, величина фильтрационного потенциала определяется формулой Гельмгольца

$$E_{ф} = \frac{\varepsilon_{ж}\zeta\rho_{ж}}{4\pi\mu}\Delta p, \qquad (II.62)$$

где $\varepsilon_{ж}$ — диэлектрическая постоянная жидкости; $\rho_{ж}$ — удельное сопротивление фильтрующейся жидкости; μ — вязкость; Δp — избыточное давление, под действием которого происходит фильтрация жидкости.

Согласно формуле (II.62), величина фильтрационного потенциала пропорциональна перепаду давлений Δp и удельному сопротивлению жидкости $\rho_{ж}$. С увеличением минерализации жидкости значение $E_{ф}$ уменьшается вследствие снижения величин $\rho_{ж}$ и ζ. Параметры ε, $\rho_{ж}$ и μ, входящие в формулу, являются положительными при всех условиях и не изменяют знака $E_{ф}$. Последний зависит от знака дзета-потенциала ζ и направления движения жидкости, т. е. направления избыточного давления Δp.

В общем случае величина фильтрационного потенциала для породы

$$E_{ф.\,п} = A_{ф.\,п}\rho_{ж}\Delta p, \qquad (II.63)$$

где $A_{ф.\,п}$ — фильтрационная электрохимическая активность породы, зависящая от структуры порового пространства и свойств фильтрующейся жидкости.

Установлено, что потенциалы фильтрации возникают в различных по своей литологии породах, в том числе и глинах. Однако наибольший интерес они представляют в породах-коллекторах.

Определение диффузионно-адсорбционной активности пород

Диффузионно-адсорбционную активность $A_{да}$ пород определяют по результатам измерений диффузионных $E_{д}$ и диффузионно-адсорбционных $E_{да}$ потенциалов с помощью схем, изображенных на рис. 33.

Схема для регистрации $E_{да}$ (см. рис. 33, *а*) включает электрохимическую цепь, состоящую из растворов NaCl с концентрациями C_1 и C_2 (удельные сопротивления ρ_1 и ρ_2), которые разделены образцом породы *2*, насыщенным раствором концентрации C_1, электролитическую ячейку *1* (парафиновую или плексигласовую ванночку), стаканчики *3* с насыщенным раствором KCl, сифоны *5*, а также приборы *7* и *8*, служащие для измерения разности потенциалов.

Контакт измерительных приборов с электрохимической цепью осуществляется с помощью каломелевых (или хлорсеребряных типа ЭВЛ-1М1, хлорталлиевых типа ЭВЛ-5М1 и 5М2) электродов *4*,

помещаемых в стаканчики *3*. Эти электроды обладают небольшим и устойчивым во времени потенциалом. Чтобы исключить перетекание растворов между ячейкой и стаканчиками, сифоны *5* заполняют смесью насыщенного раствора KCl с агар-агаром.

Для поддержания стабильности концентраций растворов на торцах образца (особенно с хорошей проницаемостью) целесообразно создавать проточные границы. Для этого над ячейкой слева и справа от образца устанавливаются капельницы (на рисунке не показаны), наполненные соответствующими растворами, а в стенках отделений ячейки делаются отводы *6*.

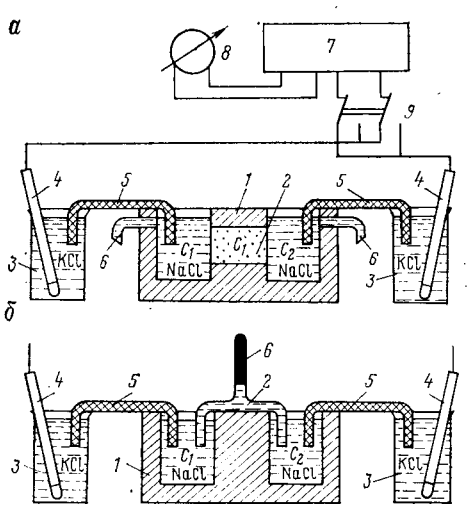


Рис. 33. Схемы для измерений диффузионно-адсорбционных (*а*) и диффузионных (*б*) ЭДС

а: *1* — электролитическая ячейка (парафиновая ванночка), *2* — образец породы, *3* — стаканчики с насыщенным раствором KCl, *4* — каломелевые электроды, *5* — агар-агаровые сифоны, *6* — отверстия для стока раствора; *б*: *1* — электролитическая ячейка *2* — солевой мостик (сифон), *3* — стаканчики с насыщенным раствором KCl, *4* — каломелевые электроды, *5* — агар-агаровые сифоны, *6* — резиновая пипетка, *7* — потенциометр *8* — гальванометр; *9* — переключатель

Отличительной особенностью схемы измерения $E_д$ (см. рис. 33, *б*) является то, что растворы с концентрациями C_1 и C_2 (удельные сопротивления ρ_1 и ρ_2) в ячейке *1* полностью разобщены, а непосредственный контакт между ними возникает с помощью мостика (сифона) *2*, заполненного менее концентрированным из контактирующих растворов.

Определение $A_{да}$ производят в следующем порядке.

1. Образец породы, экстрагированный от нефти и остаточных солей, насыщают под вакуумом пластовой водой или раствором NaCl с концентрацией C_1 (удельное сопротивление ρ_1) и заделывают в парафиновой ячейке так, чтобы сообщение между ее отделениями происходило только через образец.

2. Наливают в левое отделение ячейки раствор NaCl с концентрацией C_1 и, убедившись, что образец заделан герметично, в правое отделение заливают раствор NaCl с концентрацией $C_2 = C_1/10$.

3. С помощью капельниц в отделениях ячейки устанавливают одинаковые уровни медленно протекающих растворов.

4. Собирают схему полностью, как это показано на рис. 33, *а*, и производят измерение величины $E_{да1}$ (в мВ) до получения ее стабильных во времени значений. Затем электроды в стаканчиках меняют местами и, повторив измерения, получают $E_{да\ 2}$ (в мВ). Значение $E_{да}$ (в мВ) получают как алгебраическую полуразность

$$E_{да} = \frac{E_{да1} - E_{да2}}{2}.$$

Таким образом исключают влияние электродной разности потенциалов на результаты измерений.

5. Заменяют электролитическую ячейку для измерения $E_{да}$ на ячейку для измерения $E_{д}$. Наливают в левое ее отделение раствор NaCl с концентрацией C_1 (удельное сопротивление ρ_1), а в правое — с концентрацией $C_2 = C_1/10$ ($\rho_2 = 10\ \rho_1$) и после создания при помощи перекидного мостика (сифона) их непосредственного контакта измеряют величину $E_{д}$ (в мВ).

6. По формулам (II.55), (II.58) и (II.60) рассчитывают соответственно величины $K_{д}$, $K_{да}$ и $A_{да}$ (в мВ).

Вызванная электрохимическая активность

Горные породы обладают свойством поляризоваться под воздействием внешнего электрического поля. Это свойство связано с электрохимическими явлениями и называется вызванной электрохимической активностью

$$A_{в} = \left(\frac{E_{вп}}{E}\right)_{E \to 0}, \qquad (II.64)$$

где E — напряженность внешнего (поляризующего) поля; $E_{вп}$ — напряженность поля вызванной поляризации.

Так как

$$E = \frac{\Delta U}{l} \quad \text{и}$$

$$E_{вп} = \frac{\Delta U_{вп}}{l},$$

то

$$A_{в} = \left(\frac{\Delta U_{вп}}{\Delta U}\right)_{\Delta U \to 0}. \qquad (II.65)$$

Здесь ΔU и $\Delta U_{вп}$ — падения соответствующих напряжений на образце; l — длина образца.

Величина вызванной электрохимической активности $A_{в}$ пород зависит от ряда факторов, основными из которых являются химико-минералогический состав, удельная поверхность составляющих зерен, минерализация и химический состав насыщающих поровых вод. В породах с электронной проводимостью величина $A_{в}$ возрастает с увеличением объемного содержания в них электропроводящих минералов. Для осадочных пород, обладающих преимущест-

венной ионной проводимостью, при постоянстве минерализации и химического состава поровых вод, а также условий измерения (силы поляризующего тока, времени воздействия поляризующего тока и времени измерения после его отключения и др.) величина $A_в$ в основном зависит от удельной поверхности частиц породы (рис. 34, *а*). Последнее обусловливает наличие связи между $A_в$ и коэффициентом проницаемости пород (рис. 34, *б*), что представляет значительный интерес.

Определение вызванной электрохимической активности пород

Вызванную электрохимическую активность $A_в$ пород определяют по результатам измерения приложенной $\Delta U_{пр}$ и вызванной $\Delta U_{вп}$ разности потенциалов:

$$A_в = \Delta U_{вп}/\Delta U_{пр}. \qquad (II.66)$$

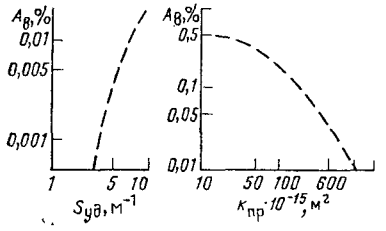


Рис. 34. Зависимость вызванной электрохимической активности $A_в$ от удельной поверхности зерен $S_{уд}$ (*а*) и коэффициента проницаемости $k_{пр}$ (*б*) пород [2]

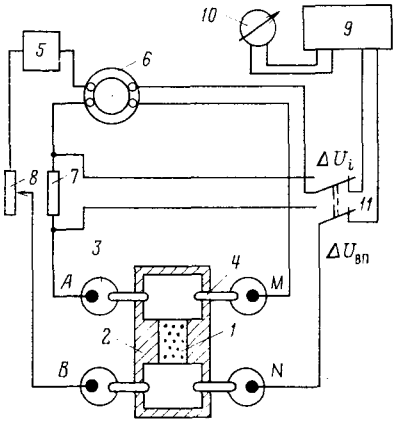


Рис. 35. Схема измерения вызванных потенциалов

1 — образец породы; *2* — электролитическая ячейка (парафиновая ванночка); *3* — электродные стаканчики с насыщенным раствором KCl; *4* — агар-агаровые сифоны; *5* — батарея, *6* — пульсатор; *7* — эталонное сопротивление; *8* — реостат; *9* — потенциометр типа ЭП-1 или Р-307; *10* — гальванометр типа М195/3; *11* — переключатель; *A* и *B*, *M* и *N* — соответственно токовые (свинцовые) и измерительные (каломелевые) электроды

Для измерения величин $\Delta U_{пр}$ и $\Delta U_{вп}$ применяют несколько схем, одна из которых (схема с пульсатором) показана на рис. 35. Сущность методики заключается в том, что через породу при помощи пульсатора пропускают короткие импульсы тока, а в промежутках между ними измеряют потенциалы вызванной поляризации.

Определение $A_в$ производят в следующем порядке.

1. Образец породы *1* цилиндрической (кубической) формы, экстрагированный от нефти и остаточных солей, насыщают пластовой водой или раствором NaCl эквивалентной концентрации и герметично заделывают в электролитической ячейке *2* (парафиновой ванночке), заполненной раствором, насыщающим образец.

2. Включают пульсатор *6* и при отключенной батарее *5* измеряют разность потенциалов в цепи, соответствующую собственной и электродной поляризациям.

3. От батареи через токовый коллектор пульсатора запитывают токовые (свинцовые) электроды *A* и *B* и при помощи эталонного сопротивления *7* определяют силу тока

$$I = \frac{\Delta U_{эт}}{R_{эт}}. \qquad (II.67)$$

4. Находят разность потенциалов, приложенную к образцу,

$$\Delta U_{пр} = I R_{обр}, \qquad (II.68)$$

где $R_{обр}$ — *замеренное сопротивление образца породы.*

5. Подключают к измерительным приборам измерительные (каломелевые) электроды *M* и *N* и регистрируют вызванную разность потенциалов $\Delta U_{вп}$. Измерения $\Delta U_{пр}$ и $\Delta U_{вп}$ обычно выполняют при нескольких значениях силы питающего тока, которые регулируют с помощью реостата *8*.

6. Рассчитывают $A_в$ по формуле (II.66).

§ 7. РАДИОАКТИВНОСТЬ

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

Естественная радиоактивность

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

Все виды радиоактивных (α-, β-, γ-) излучений, попадая в материальную среду, испытывают в той или иной мере поглощение. Наибольшему ослаблению подвержены α-лучи, обладающие большой ионизирующей способностью. Поток α-лучей почти полностью поглощается даже листом бумаги или слоем пород толщиной в несколько микронов. Поток β-лучей обладает большей проникающей способностью и полностью поглощается слоем алюминия толщиной до 8 мм или слоем породы в несколько миллиметров. Гамма-излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое электромагнитное излучение, граничащее с жестким рентгенов-

ским. Оно возникает в результате ядерных процессов, и рассматривается как поток дискретных частиц γ-квантов; γ-лучи не отклоняются ни в электрическом, ни в магнитном полях.

Благодаря своей высокой проникающей способности γ-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин (γ-луч и полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной около 1 м); большой интерес представляет изучение характера взаимодействия γ-частиц с веществом. Основными процессами взаимодействия являются: 1) эффект комптоновского рассеяния; 2) фотоэлектрическое поглощение; 3) эффект образования электрон-позитронных пар. Комптоновский эффект заключается в рассеянии γ-кванта на электронах атома. При соударении с электроном γ-квант передает ему часть своей энергии и отклоняется от первоначального направления на угол θ (рис. 36, *а*). В свою очередь электрон выбрасывается из атома под углом φ к направлению падающего кванта.

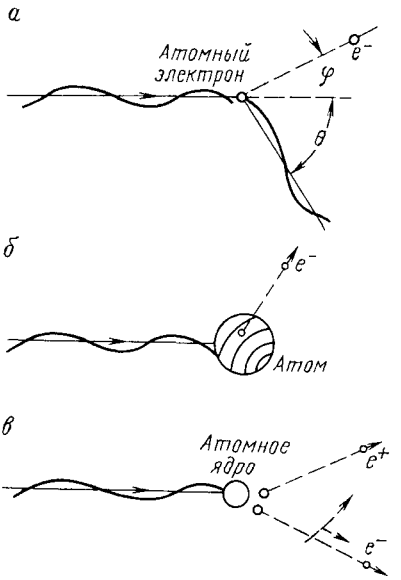


Рис. 36. Схемы процессов взаимодействия γ-квантов с веществом

а — фотоэффект; *б* — комптоновское рассеяние; *в* — эффект образования пар

Коэффициент ослабления γ-излучения за счет комптоновского рассеяния

$$\mu_к = \mu_e \frac{\delta_п N_0 Z}{A}, \qquad (II.69)$$

где $\delta_п$ — плотность поглощающего вещества; Z — атомный (порядковый) номер; A — атомная масса; N_0 — число Авогадро, равное $6{,}023 \cdot 10^{23}$ молекул/(г моль); μ_e — коэффициент ослабления, рассчитанный на один электрон.

Число электронов в единице объема вещества

$$N_e = \frac{\delta_п N_0 Z}{A}. \qquad (II.70)$$

Для элементов, составляющих горные породы, отношение Z/A ($Z < 30$) является достаточно постоянным и практически равно 0,5. Соответственно число электронов в единице объема, как и коэффициент ослабления, пропорционально плотности вещества.

При фотоэффекте γ-квант взаимодействует с атомом в целом (см. рис. 36, *б*) и передает всю свою энергию одному из электронов его оболочки. Возникающий при этом фотоэлектрон уносит часть энергии γ-кванта. Наиболее интенсивное проявление фото-

эффекта наблюдается в веществах, содержащих тяжелые элементы, и при облучении их γ-квантами малой энергии (близкой к энергии связи электрона).

Электрон-позитронные пары образуются при взаимодействии γ-кванта с ядром атома (см. рис. 36,*в*). Образовавшийся позитрон через короткий промежуток времени соединяется со свободным электроном, испуская два кванта аннигиляционного излучения, энергия каждого из которых равна $0{,}82 \cdot 10^{-13}$ Дж. Эффект образования пар возможен только для жестких γ-лучей с энергией, большей $1{,}63 \cdot 10^{-13}$ Дж.

Под воздействием фотоэффекта, эффекта Комптона и образования пар энергия γ-излучения при прохождении через слой вещества ослабляется. В горных породах поглощение γ-излучения природных радиоактивных элементов происходит в основном за счет комптоновского рассеяния [см. формулу (II.69)]. Для тонкого монохроматического параллельного пучка γ-лучей его поглощение происходит по экспоненциальному закону.

После прохождения γ-лучей через слой вещества интенсивность излучения снижается до величины I_γ, которая может быть рассчитана по формуле

$$I_\gamma = I_{\gamma_0} \exp(-\mu_\gamma l), \qquad \text{(II.70а)}$$

где I_{γ_0} — первоначальная интенсивность γ-излучения; l — толщина слоя; μ_γ — коэффициент ослабления, показывающий, какая часть γ-лучей поглощается слоем вещества толщиной, равной единице длины.

Коэффициент ослабления пропорционален плотности и зависит от энергии испускаемых γ-квантов. На практике процесс поглощения оценивается толщиной слоя вещества, в котором интенсивность потока γ-квантов уменьшается в 2 раза (табл. 4).

Таблица 4

Толщина слоя некоторых веществ, поглощающих половину энергии γ-квантов (в см)

Энергия γ-квантов, МэВ	Вода	Плотный известняк	Железо	Свинец
0,2	5	2,1	0,65	0,14
1,0	10	4,6	1,58	0,86
5,0	23	10,0	2,80	1,47

Согласно экспериментальным данным, число ядер dn радиоактивного элемента, распавшихся за бесконечно малый промежуток времени dt, пропорционально числу ядер n, не распавшихся к моменту времени t, следовательно

$$-dn = \lambda n\, dt, \qquad \text{(II.71)}$$

где λ — коэффициент пропорциональности, характеризующий ве-

роятность распада в единицу времени и называемый постоянной распада. После интегрирования уравнения (II.71) с учетом того, что при $t = 0$ $n = n_0$, т. е. числу атомов радиоактивного вещества в начальный момент времени, получим

$$n = n_0 \exp(-\lambda t). \qquad \text{(II.71a)}$$

Постоянная распада λ, период полураспада $T_{1/2}$ и средняя продолжительность жизни радиоактивного атома τ являются характерными взаимосвязанными величинами и имеют определенные численные значения для каждого радиоактивного элемента:

$$T_{1/2} = \frac{\ln 2}{\lambda} = \frac{0,693}{\lambda} = 0,693\tau. \qquad \text{(II.72)}$$

Вероятность радиоактивного распада является свойством самого ядра и практически не зависит от физико-химических условий внешней среды. Распад протекает по экспоненциальному закону (II.71), который прослеживается только для очень большого числа распадающихся атомов. Следовательно, интенсивность радиоактивного излучения определяется как статистическая закономерность, обусловленная наличием многочисленных однородных явлений. При неизменных условиях она претерпевает непрерывное изменение, колеблясь около некоторой средней величины. Это явление носит название статистической флуктуации (или просто флуктуации).

Для количественной оценки радиоактивности пользуются соответствующими единицами измерений. В практике петрофизических исследований горных пород наиболее часто применяется весовая или объемная единица эквивалентной концентрации радия по γ-излучению — г-эквивалент радия на 1 г породы (г-экв Ra/г). Такая единица соответствует концентрации радиоактивных элементов в горной породе, при которой возникает γ-излучение такой же интенсивности, как при распаде 1 г Ra. На практике пользуются единицей в 10^{12} раз меньшей грамм-эквивалента — пико-грамм-эквивалентом радия на 1 г породы (пг-экв Ra/г = г-экв Ra/г $\cdot 10^{-12}$). За рубежом радиоактивность горных пород принято выражать в единицах *API* (1 пг-экв Ra/г = 16,5 *API*).

Радиоактивность пород в основном связана с содержанием в них таких радиоактивных элементов, как уран, торий, актино-уран, продуктов их распада и изотопа калия $^{40}_{19}K$ (в природной смеси изотопов калия его содержится 0,012 %). Кроме этих элементов, источниками радиоактивных излучений, составляющих меньшую долю, чем вышеназванные, являются изотопы рубидия, циркония, индия, лантана, самария, лютеция, рения, висмута и др.

На рис. 37 приведены спектры γ-лучей радиоактивных минералов: для калия $^{40}_{19}K$ они имеют одну и ту же энергию, равную 1,46 МэВ; а для рядов тория и урана — радия — множество ее значений.

В литосфере известно более 200 минералов, в состав которых входят уран, торий, радий и калий. Среди изверженных кислые породы (граниты, кварцевые диориты, кварцевые порфириты, липариты и др.) обладают наибольшей радиоактивностью, а ультраосновные (группа перидотитов и пироксенитов) — наименьшей.

Радиоактивность осадочных горных пород зависит от радиоактивностей их твердой, жидкой и газообразной фаз, а также от содержания этих фаз и в общем случае

$$q_п = (1 - k_п) \sum_{i=1}^{n} q_i k_i + q_ж k_п, \qquad (II.73)$$

где q_i — удельная радиоактивность i-го компонента твердой фазы; k_i — объемное содержание i-го компонента в твердой фазе; $q_ж$ — удельная радиоактивность флюидов, насыщающих поровое пространство; $k_п$ — коэффициент пористости.

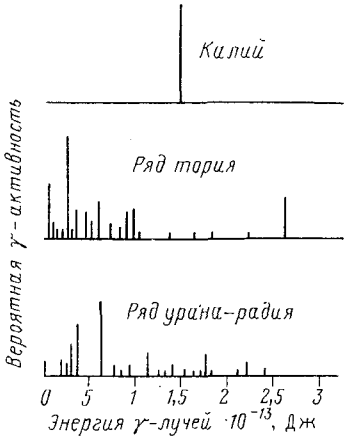


Рис. 37. Спектры γ-лучей радиоактивных минералов

В большинстве случаев пластовые воды и нефти характеризуются незначительной радиоактивностью, а у природных углеводородных газов она практически равна нулю. Исключение составляют лишь пластовые воды, обогащенные солями радия и калия.

Радиоактивность твердой фазы пород обусловлена наличием в ее составе собственно урановых, ториевых и калиевых минералов (уранинит, торит, бреггерит, калийные соли) и минералов (циркон, сфен, ксенотим, монацит, полевые шпаты, слюды, глауконит, глинистые минералы и др.), содержащих адсорбированные радиоактивные элементы. Обычно глинистая составляющая твердой фазы, особенно в кварцевых песчаниках и карбонатных породах, обладает значительно большей удельной радиоактивностью $q_{гл}$, чем ее собственно твердая фаза (скелетная часть). Если радиоактивность твердой фазы $q_м$ постоянна, ее плотность $\delta_м = \delta_{гл}$, а $q_ж = 0$, то

$$q_п = q_{ск} (1 - k_{гл}) + q_{гл} k_{гл}. \qquad (II.74)$$

Зависимость вида (II.74), получаемая для конкретных типов пород, устанавливает практически однозначную связь между $q_п$ и $k_{гл}$ и широко используется при интерпретации результатов гамма-каротажа скважин (рис. 38). В ряде случаев в формировании естественной радиоактивности терригенных пород наряду с глинистой существенную роль может играть и мелкоалевритовый компонент породы (рис. 39). В связи с этим радиоактивность песчано-алеврито-

глинистых пород не всегда является однозначной функцией глинистости и определяется выражением

$$q_п = q_{пес}k_{пес} + q_{ал}k_{ал} + q_{гл}k_{гл}, \qquad (II.75)$$

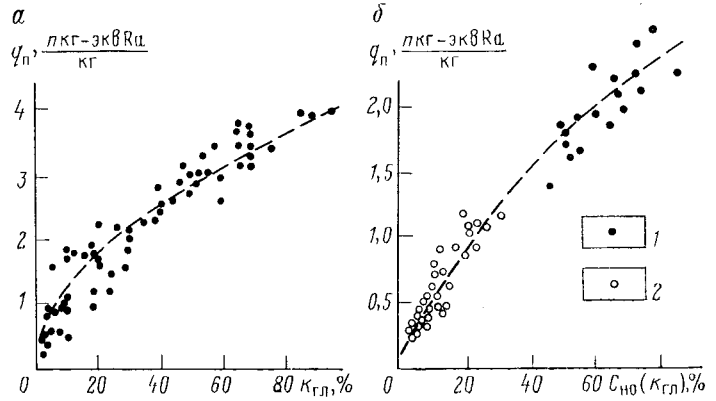


Рис. 38. Зависимости радиоактивности пород $q_п$ от глинистости $k_{гл}$ (*а*) и содержания нерастворимого остатка $C_{но}$ (*б*)

а — песчано-глинистые породы [2], *б* — карбонатные отложения верхнего мела Восточного Предкавказья: *1* — мергели и глины, отобранные из пропластков и трещин в известняках, *2* — известняки

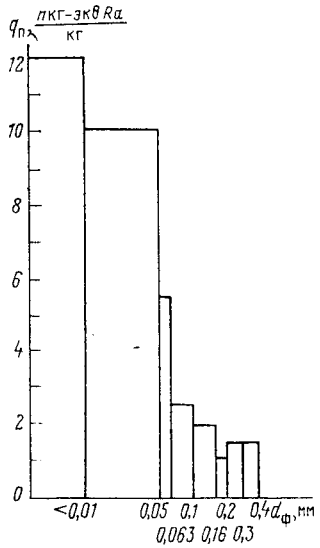


Рис. 39. Гистограмма изменения удельной радиоактивности фракций альб-аптских песчано-алеврито-глинистых пород Прикумского нефтегазоносного района Ставропольского края

$d_ф$ — диаметр фракции

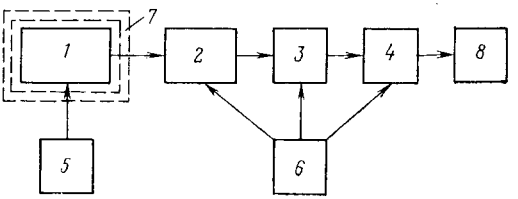


Рис. 40. Блок-схема лабораторной радиометрической установки со сцинтилляционным детектором.

1 — детектор излучения; *2* — усилитель; *3* — дискриминатор; *4* — счетчик импульсов; *5* — источник высоковольтного стабилизированного питания детектора; *6* — источник низковольтного питания; *7* — защитный свинцовый домик; *8* — внешний блок цифропечати

где $q_{пес}$, $q_{ал}$, $q_{гл}$ — удельные радиоактивности соответственно песчаной, алевритовой и глинистой составляющей твердой фазы породы; $k_{пес}$, $k_{ал}$, $k_{гл}$ — их объемные содержания.

Определение естественной радиоактивности пород

Естественную радиоактивность пород $q_{\gamma п}$ определяют путем измерения интенсивностей γ-излучения образца $I_{\gamma п}$ и эталона $I_{\gamma эт}$ известной радиоактивности $q_{\gamma эт}$ совместно с фоновой $I_{\gamma ф}$, обусловленной космической радиацией, собственным излучением материалов детектора и окружающих предметов. Величину $I_{\gamma ф}$ учитывают путем самостоятельного ее измерения. Удельную массовую радиоактивность породы рассчитывают по формуле

$$q_{\gamma п} = q_{\gamma эт} \frac{(I_{\gamma п+ф} - I_{\gamma ф}) M_{эт}}{(I_{\gamma эт+ф} - I_{\gamma ф}) M_{п}}, \qquad (II.76)$$

где $M_п$ и $M_{эт}$ — массы породы и эталона.

Формула (II.76) справедлива при идентичности плотности спектра излучения и геометрических размеров образца и эталона [10]. В качестве эталонов обычно применяют порошковые препараты равновесного радия активностью 60—100 пг-экв Ra/г с наполнителем из неактивного кварцевого песка (при изучении терригенных пород) или кальцита (при изучении карбонатных пород). Наряду с радиевым могут применяться и эталоны равновесного урана, тория или калия.

Блок-схема одной из установок со сцинтилляционным детектором (счетчиком), служащих для измерения интенсивности γ-излучения образцов пород, показана на рис. 40. Исследуемый препарат (образец породы, эталон) помещают в плексигласовый стакан, устанавливаемый непосредственно на сцинтиллятор. Для снижения влияния внешней радиации детектор помещают в защитный свинцовый домик *7*. Регистрацию импульсов, получаемых на выходе с детектора, производят с помощью счетных устройств, включающих усилитель *2*, дискриминатор *3* и счетчик импульсов *4*. Современные счетные устройства (например, ПСО2-2ем и др.) позволяют измерять среднюю частоту следования импульсов, производить их счет в течение заданного времени в автоматическом режиме с записью числа зарегистрированных импульсов во внешнем цифропечатающем блоке типа БЗ-15м. Питание измерительной схемы установки осуществляется от блоков высокого *5* и низкого *6* напряжений. В качестве источника высокого напряжения могут использоваться высоковольтные стабилизаторы типа ПВ-2-2, ВС-2-2 или блоки БНВ-06 и другие, а низкого — блоки типа БНН-30, БНН-33, БНН-42, В5-47 и др.

Определение естественной радиоактивности пород проводят в следующем порядке.

1. Образец сухой породы измельчают до размеров частиц, меньших 0,25 мм, и находят его массу $M_п$. На практике наиболее часто применяют детекторы, позволяющие измерять γ-активность образцов пород массой 30, 50 или 150 г.

2. Подготавливают установку к измерениям, для чего:

а) подключают детектор к источникам питания и счетному устройству;

б) включают в сеть источники питания и счетное устройство;

в) подают на схему детектора необходимое низкое и высокое напряжения, величины которых зависят от типа и характеристики детектора;

г) включают счетное устройство и дают установке прогреться в течение 30—40 мин, после чего проверяют правильность ее работы.

3. Измеряют поочередно в течение фиксированного времени t число импульсов, поступающих от:

а) эталона и фона $N_{эт+ф}$;

б) образца породы и фона $N_{п+ф}$;

в) фона $N_ф$.

Время измерения t выбирают таким, чтобы погрешности из-за статистических флуктуаций были минимально допустимыми. Кроме того, для снижения погрешности число импульсов $N_{эт+ф}$, $N_{п+ф}$ и $N_ф$ измеряют по несколько раз и устанавливают их средние значения.

4. По результатам измерений рассчитывают:

а) регистрируемые интенсивности γ-излучения

$$I_{\gamma\,п+ф} = N_{п+ф}/t; \qquad I_{\gamma\,эт+ф} = N_{эт+ф}/t; \qquad I_{\gamma\,ф} = N_ф/t, \quad (II.77)$$

б) интенсивности, соответствующие γ-активности образца породы и эталона, свободные от фонового излучения

$$I_{\gamma\,п} = I_{\gamma\,п+ф} - I_{\gamma\,ф}; \qquad I_{\gamma\,эт} = I_{\gamma\,эт+ф} - I_{\gamma\,ф}, \quad (II.78)$$

в) удельную массовую γ-активность породы по формуле (II.76).

При детальных исследованиях пород изучают не только общую γ-активность, но и содержание в них радиоактивных элементов, таких, как уран, торий, калий $^{40}_{19}K$ и др. Концентрация радиоактивных элементов в породах определяется способом гамма-спектрометрии, сущность которого заключается в сравнении при одинаковых условиях измерений спектра γ-излучения (распределение γ-излучения по энергиям) исследуемой породы со спектрами эталонов равновесного урана, тория, калия и др.

Спектр γ-излучения определяется с помощью гамма-спектрометра по распределению амплитуд сигналов, поступающих от спектрометрических детекторов. Последние (сцинтилляционные или полупроводниковые) преобразуют энергию регистрируемых γ-квантов в электрические импульсы, амплитуда которых пропорциональна энергии, а количество — потоку γ-квантов. Регистрация амплитудного распределения импульсов производится многоканальными амплитудными анализаторами типа АИ-100, АИ-128, АИ-256 и др.

Искусственная радиоактивность (нейтронные свойства горных пород)

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

Нейтрон — электрически нейтральная ядерная частица с массой ($M_n = 1{,}0086654 \cdot 10^{-24}$ г), примерно в 1836 раз большей массы электрона (позитрона) и приблизительно равной массе протона (ядра водорода). Так как он представляет собой нестабильную ядерную частицу, то распадается с $T_{1/2} \approx 16{,}83$ мин на протон, электрон и антинейтрино с выделением энергии $0{,}78 \cdot 10^{-13}$ Дж. Нейтроны не взаимодействуют с электронными оболочками атомов и не отталкиваются кулоновским полем ядра, что обусловливает их высокую проникающую способность. По величине энергии различают нейтроны: холодные — 10^{-21} Дж; тепловые — $25 \cdot 10^{-21}$ Дж; медленные — $5 \cdot 10^{-20}$ Дж; надтепловые — $0{,}3$—$5 \cdot 10^{-18}$ Дж, резонансные — 10^{-17} Дж, промежуточные $(0{,}5$—$2) \cdot 10^{-14}$ Дж и быстрые — $2 \cdot 10^{-14}$ — $2 \cdot 10^{-12}$ Дж.

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

Рассеяние нейтронов может быть упругим и неупругим. Сущность этого процесса состоит в изменении направления движения и уменьшении кинетической энергии нейтронов при их столкновении с ядрами элементов окружающей среды. При упругом рассеянии происходит перераспределение энергии между налетевшим нейтроном и неподвижным ядром в соответствии с их массами и углом рассеяния по принципу соударения упругих шаров. При этом внутреннее состояние ядра и кинетическая энергия системы нейтрон—ядро остаются неизменными. Энергия E_2 и скорость v_2 нейтрона после столкновения с ядром определяются по формулам

$$E_2 = \frac{A^2 + 2A\cos\theta + 1}{(A+1)^2} E_1; \qquad (II.79)$$

$$v^2 = \sqrt{\frac{A^2 + 2A\cos\theta + 1}{(A+1)^2}}\, v_1, \qquad (II.80)$$

где E_1 и v_1 — соответственно энергия и скорость нейтрона до столкновения; A — массовое число ядра элемента, на котором происходит рассеяние нейтронов; θ — угол между начальным и последующим направлениями движения нейтрона.

Величина потери энергии нейтроном зависит от характера его столкновения с ядром и массы последнего. Максимальная потеря происходит при центральном столкновении ($\theta = \pi$), когда масса ядра равна или соизмерима с массой нейтрона. Так, при центральном соударении последнего с ядром водорода ($A = 1$) нейтрон может потерять всю свою энергию в одном акте. Следовательно, водород является аномальным замедлителем нейтронов.

При неупругом рассеянии нейтрон сначала захватывается, а затем выбрасывается ядром, но уже с меньшей энергией и под некоторым углом к направлению начального движения. Ядро же, захватившее и потерявшее нейтрон, остается на некоторое время в возбужденном состоянии и затем возвращается в основное, испуская γ-квант:

$$ {}^{A}_{Z}X + {}^{1}_{0}n \rightarrow {}^{A}_{Z}X^{*} + {}^{1}_{0}\check{n}; \qquad {}^{A}_{Z}X^{*} \rightarrow {}^{A}_{Z}X + \gamma, $$

где ${}^{A}_{Z}X$ и ${}^{A}_{Z}X^{*}$ — ядра исходного элемента и того же элемента в возбужденном состоянии; ${}^{1}_{0}n$ и ${}^{1}_{0}\check{n}$ — нейтроны поглощенный и выброшенный ядром.

Быстрые нейтроны, распространяясь в окружающей среде, в процессе неупругого и упругого рассеяний сравнительно быстро (за 10^{-4}—10^{-5} с) теряют свою энергию (до $25 \cdot 10^{-21}$ Дж) и скорость (до 2200 м/с) и превращаются в тепловые. Последние поглощаются ядрами вследствие реакции радиационного захвата с образованием на первой стадии составных ядер, которые затем (черед 10^{-12}—10^{-24} с) переходят в основное состояние с испусканием γ-квантов:

$$ {}^{A}_{Z}X + {}^{1}_{0}n \rightarrow \left({}^{A+1}_{Z}X\right)^{*} \rightarrow {}^{A+1}_{Z}X + \gamma. $$

Наиболее типичной реакцией (n, γ) является реакция захвата теплового нейтрона водородом

$$ {}^{1}_{1}H + {}^{1}_{0}n \rightarrow \left({}^{2}_{1}H\right)^{*} \rightarrow {}^{2}_{1}H + \gamma. $$

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

Вероятность той или иной реакции взаимодействия нейтронов с веществом количественно характеризуется нейтронным эффективным сечением, численное значение которого выражается в м^2.

Эффективные сечения процессов рассеяния и захвата, относящиеся к одному ядру, называют соответственно микроскопическими ядерными сечениями рассеяния $\sigma_р$ и захвата $\sigma_з$ элемента. Эффективные же сечения рассеяния и захвата, относящиеся к единице объема вещества (породы),

называют макроскопическими сечениями рассеяния $\Sigma_р$ и захвата $\Sigma_з$.

Для вещества, состоящего из разных химических элементов:

$$\Sigma_р = \frac{\delta N_0}{100} \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i}{A_i} \sigma_{р\,i}; \qquad (II.81)$$

$$\Sigma_з = \frac{\delta N_0}{100} \sum_{i=1}^{n} \frac{P_i}{A_i} \sigma_{з\,i}, \qquad (II.82)$$

где A_i и P_i — атомная масса и содержание (в %) i-го элемента; $\sigma_{рi}$ и $\sigma_{зi}$ — соответственно эффективные ядерные сечения рассеяния и захвата i-го элемента; δ — плотность вещества; N_0 — число Авогадро.

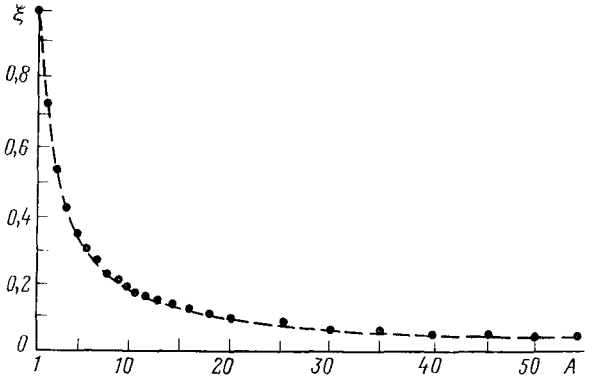


Рис. 41. Зависимость средней логарифмической потери энергии ξ нейтроном от атомной массы элемента A

Макроскопические сечения рассеяния недостаточно полно характеризуют свойства пород замедлять нейтроны. Более полно они оцениваются комплексными параметрами — макроскопической замедляющей способностью пород и коэффициентом замедления. Первый параметр равен произведению макроскопического сечения рассеяния $\Sigma_р$ на среднюю логарифмическую потерю энергии ξ при одном соударении. Последняя зависит от атомной массы элемента (рис. 41), с которым сталкивается нейтрон

$$\xi = \ln \frac{E_1}{E_2} = 1 + \frac{(A+1)^2}{2A} \ln \frac{A-1}{A+1}, \qquad (II.83)$$

где E_1 и E_2 — энергии нейтрона до и после соударения.

Коэффициент замедления представляет собой отношение замедляющей способности породы к ее макроскопическому сечению зах-

вата $\Sigma_з$. В процессе замедления нейтрон совершает сложный путь, состоящий из отдельных прямолинейных участков, представляющих собой отрезки его пути между последовательными соударениями с ядрами элементов среды. Эти отрезки имеют различную длину и направление и определяют траекторию движения нейтрона от источника до точки замедления, т. е. места, где он становится тепловым. Расстояние, на которое смещается нейтрон в процессе замедления, оценивается средним квадратом $r^2_{ср.\,з}$ смещения по прямой и длиной замедления $L_з$, связанных между собой соотношением:

$$L_з = \sqrt{\frac{r^2_{ср.\,з}}{6}}. \quad (II.84)$$

Длина замедления $L_з$ характеризует интенсивность замедления нейтронов и зависит в основном от содержания в породах водорода (величины пористости) [рис. 42, *а*]. Время с момента излучения нейтрона ($E_{n\,0} = 2\cdot10^{-14}$ — $2\cdot10^{-12}$ Дж) до момента его превращения в тепловой ($E_{n\,т} = 25\cdot10^{-21}$ Дж) называется временем замедления, которое рассчитывается по формуле

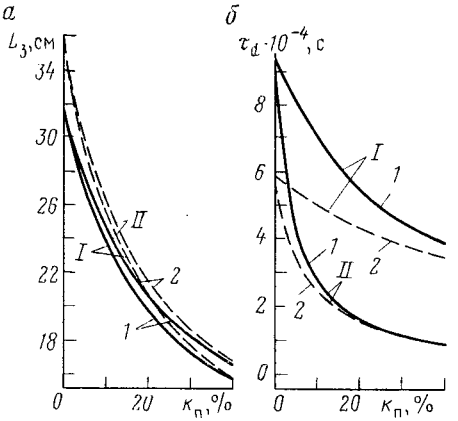


Рис. 42. Зависимости длины замедления $L_з$ (*а*) и среднего времени жизни τ_d тепловых нейтронов (*б*) от коэффициента пористости $k_п$ для песчаников (*1*) и известняков (*2*) [по В. В. Ларионову].

Минерализация пластовых вод: *I* — 0, *II* — 250 г/л NaCl

$$\tau_з = \frac{l_{ср.\,р}}{\xi}\sqrt{2M}\left(\frac{1}{\sqrt{E_{n\,т}}} - \frac{1}{\sqrt{E_{n0}}}\right), \quad (II.85)$$

где E_{n0} и $E_{n\,т}$ — соответственно начальная и тепловая энергии нейтронов; M — абсолютная масса нейтрона ($1{,}667\cdot10^{-24}$ г); $l_{ср.\,р} = 1/\Sigma_р$ — средняя длина свободного пробега нейтрона до замедления.

Нейтроны, достигшие теплового состояния, в процессе их диффузии в конечном счете поглощаются (захватываются) элементами с высоким эффективным сечением захвата. Поглощающие свойства пород характеризуются временем (временем жизни теплового нейтрона) τ_d, длиной L_d и коэффициентом D диффузии.

Под временем жизни теплового нейтрона понимается время существования нейтрона в породе с момента его превращения в тепловой до момента его захвата ядром и определяется по формуле

$$\tau_d = \frac{l_{ср.\,з}}{v_т} = \frac{1}{v_г\Sigma_з}, \quad (II.86)$$

где $v_т$ — скорость тепловых нейтронов (2200 м/с); $l_{ср.\,з} = 1/\Sigma_з$ — *средняя длина свободного пробега нейтрона до захвата.*

Длина диффузии характеризует среднюю длину пути нейтрона от точки, где он стал тепловым, до точки захвата:

$$L_d = \sqrt{\frac{r^2_{ср.\,d}}{6}} = \sqrt{D\tau_d}, \qquad (II.87)$$

где $r^2_{ср\,d}$ — средний квадрат расстояния по прямой от точки замедления нейтрона до точки его захвата ядром.

Отсюда коэффициент диффузии

$$D = \frac{L^2_d}{\tau_d}. \qquad (II.88)$$

Интенсивность поглощения тепловых нейтронов зависит от содержания в породах элементов с высоким эффективным сечением захвата, основным из которых в осадочных породах является хлор (рис. 42, *б*). Замедляющая и поглощающая способности горных пород определяют пространственное распределение нейтронов на различных стадиях их взаимодействия с породами, на изучении которого основаны нейтронные методы исследования скважин.

Определение нейтронных параметров пород

Нейтронные параметры горных пород можно устанавливать как экспериментальным, так и расчетным путем. В петрофизике макроскопические сечения рассеяния $\Sigma_р$ и захвата (поглощения) $\Sigma_з$, длину L_d, коэффициент D и время τ_d диффузии тепловых нейтронов получают с помощью расчета.

Макроскопические сечения рассеяния $\Sigma_р$ (см$^{-1}$) и захвата $\Sigma_з$ (см$^{-1}$) нейтронов в породе вычисляют по формулам (II.81), (II.82), с учетом объемного соотношения твердой фазы и заполнителя пор, определяемого коэффициентом пористости $k_п$, их плотностей, химического состава, а также микроскопических сечений ядерных реакций с химическими элементами породы.

Химический состав твердой фазы и заполнителя пор породы устанавливают по результатам их химических анализов, значения микроскопических сечений рассеяния $\sigma_р$ и захвата $\sigma_з$ для отдельных элементов (окислов), входящих в состав породы,— по табл. 5. Затем, используя известные $\Sigma_з$, $\Sigma_р$ и $v_т = 2{,}2\cdot 10^5$ см/с рассчитывают:

1) время диффузии (жизни) тепловых нейтронов τ_d (в с) по формуле (II.86):

2) коэффициент диффузии (в см^2/с) по формуле

$$D = \frac{v_т}{2\Sigma_р\,(1 - \overline{\cos\theta})}, \qquad (II.89)$$

где $\overline{\cos\theta}$ — средний косинус угла рассеяния нейтронов, принимаемый для воды и водосодержащих пород равным 0,2;

Таблица 5

Значения микроскопических сечений рассеяния σ_p и захвата $\sigma_з$ нейтронов для ядер некоторых элементов и окислов [10]

Элемент (окисел)	Атомная (молекулярная) масса	Сечение, $\cdot 10^{-28}$ м^2	
		σ_p	$\sigma_з$
H	1	38±4	0,328±0,002
C	12	4,8±0,2	(3,78±0,07)$\cdot 10^{-3}$
O	16	4,2±0,3	$< 2\cdot 10^{-4}$
Na	23	4,0±0,5	0,515±0,008
Mg	24	3,6±0,4	0,063±0,003
S	32	1,1±0,2	0,52±0,02
K	39	1,5±0,3	2,07±0,07
Ca	40	3,2±0,3	0,44±0,02
Fe	56	11±1	2,62±0,06
Cl	35	16±3	33,8±1,1
Al_2O_3	101,9	15,4	0,43
CO_2	44,01	13,2	0,0049
CaO	56,08	13,2	0,43
Fe_2O_3	159,7	34,6	4,86
H_2O	18,02	44,92	0,66
K_2O	78,2	7,2	3,94
MgO	40,32	7,8	0,059
MnO_2	70,93	6,5	12,6
P_2O_5	142,0	42,0	0,38
SiO_2	60,06	10,1	0,13
Na_2O	61,99	12,2	1,0

3) длину диффузии L_d (в см) по формуле (II.87).

Нейтронные параметры пород обычно рассчитываются для стандартных температурных условий ($T_0 = 293$ К) [10].

§ 8. УПРУГИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Компоненты горных пород — твердая фаза, жидкость и газы — обладают резко отличными упругими свойствами. В связи с этим последние определяются упругими свойствами составляющих компонентов и фазовой однородностью. Условно различают идеально и дифференциально упругие горные породы.

Упругие параметры

В породе, на которую действуют внешние силы, возникают внутренние силы, стремящиеся к восстановлению ее начальной формы и размеров. Величина последних сил, приходящаяся на единицу площади сечения тела, измеряемая в паскалях, называется напряжением,[1] которое является векторной величиной, зави-

[1] В пористых породах напряжения концентрируются в основном в области контакта минеральных зерен.

сящей от действия внешних сил, внутренних свойств и формы образца породы. В зависимости от характера приложенных внешних сил, образец породы может испытывать линейное, плоскостное и объемное напряженные состояния. Под воздействием внешних сил изменяются линейные размеры, объем или форма горной породы. Эти изменения называются деформацией.

Деформации, соответствующие нормальным напряжениям, выражаются через относительное изменение e линейных размеров образца (рис. 43)

$$e_1 = \frac{l_1' - l_1}{l_1} = -\frac{\Delta l_1}{l_1}; \qquad (II.90)$$

$$e_2 = \frac{l_2' - l_2}{l_2} = \frac{\Delta l_2}{l_2}, \qquad (II.91)$$

где l_1 и l_2 — начальные продольный и поперечный размеры образца; l_1' и l_2' — то же, при одностороннем сжатии.

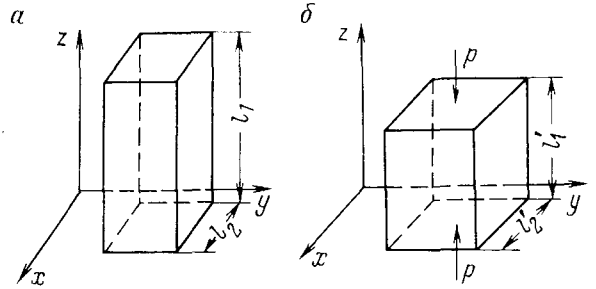


Рис. 43. Пример простого одноосного сжатия бруска породы

а — брусок породы до сжатия; *б* — тот же брусок после деформации под воздействием напряжения *p*

Деформации ε_c, соответствующие касательным напряжениям, выражаются через тангенс угла сдвига α-граней образца: $\varepsilon_c = \operatorname{tg}\alpha$.

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

$$p = Ee. \qquad (II.92)$$

Коэффициентом пропорциональности между касательным напряжением $\tau_к$ и соответствующей деформацией сдвига ε_c является

модуль сдвига G:

$$\tau_к = G\varepsilon_с. \qquad (II.93)$$

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

$$p = -K_с \frac{\Delta V}{V} = -\frac{1}{\beta_с}\frac{\Delta V}{V}. \qquad (II.94)$$

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

$$\nu = \frac{\Delta l_2/l_2}{\Delta l_1/l_1} = \frac{e_2}{e_1}. \qquad (II.95)$$

Скорость распространения упругих волн

Если к ограниченному участку упругой породы приложить внешние силы, которые вызовут напряжения, не превышающие предел упругости, то на этом участке возникнут деформации и произойдет смещение частиц вдоль направления действующей силы.

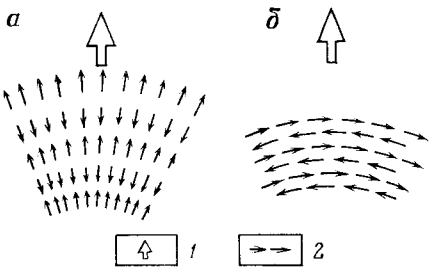


Рис. 44. Схема смещения частиц среды при распространении продольных (*а*) и поперечных (*б*) волн

Направление движения: *1* — волн, *2* — частиц среды

Смещение одной частицы вызывает сдвиг других более удаленных. Распространение упругой деформации происходит с определенной скоростью. Если на породу действуют знакопеременные или кратковременные силы, то в ней возникают упругие колебания. Процесс последовательного распространения в породе деформаций (упругих колебаний) называется упругой волной. В зависимости от вида деформации в породе возникают различные типы волн, основными из которых являются продольные и поперечные.

Первые связаны с объемной деформацией среды. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны (рис. 44). Продольные волны распространяются в любой среде — твердых те-

лах, жидкостях и газах, так как все вещества обладают сопротивлением объемному сжатию.

Поперечные волны обусловлены деформациями сдвига в среде и присущи только твердым телам. Последнее связано с тем, что в жидкостях и газах отсутствуют сопротивления сдвигу. Их распространение представляет собой перемещение зоны скольжения слоев среды относительно друг друга; частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны (см. рис. 44, *б*).

Одним из важных кинематических параметров упругих волн является скорость их распространения. Для идеально упругих

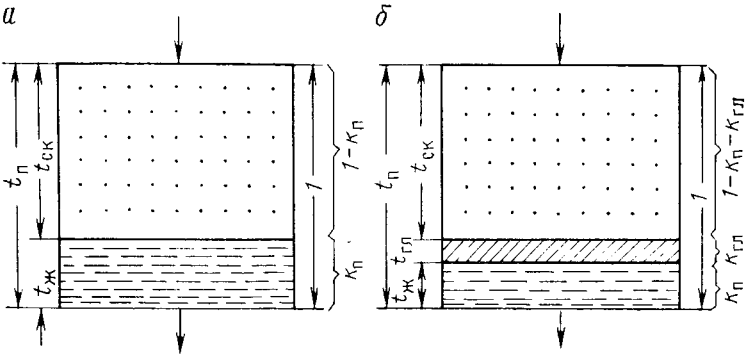


Рис. 45. Схематическая модель неглинистой (*а*) и глинистой (*б*) пород

изотропных горных пород скорости продольных v_P и поперечных v_S волн определяются по следующим формулам:

$$v_P = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\delta_п(1+\nu)(1-2\nu)}}; \qquad (II.96)$$

$$v_S = \sqrt{\frac{E}{2\delta_п(1+\nu)}}, \qquad (II.97)$$

где $\delta_п$ — плотность породы; E и ν — соответственно модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Для горных пород величина E изменяется от $0{,}15\cdot10^{-4}$ до $0{,}6\cdot10^{-5}$ МПа, а коэффициент поперечного сжатия ν близок к 0,25. После подстановки средних значений упругих констант получим $v_P/v_S \approx 1{,}73$. Следовательно, продольная волна, распространяющаяся приблизительно в 1,75 раза быстрее поперечной, достигает удаленной точки раньше.

Осадочные горные породы в большинстве своем являются дифференциально упругими и не обладают достаточно совершенной связью между фазами. Вследствие этого скорости распространения

в них упругих волн отличаются от скоростей, вычисляемых по формулам II.96 и II.97. Известен ряд уравнений, с помощью которых устанавливается зависимость скорости продольных волн в породах от скоростей их распространения в отдельных фазах и коэффициента пористости [2, 5]. Наиболее простым из них и получившим широкое применение на практике является уравнение Вилли (уравнение среднего времени), согласно которому $v_п$ рассчитывается в пористой породе по времени ее прохождения через минеральный скелет $t_м$ и жидкость $t_ж$, заполняющую поры (рис. 45):

$$t_п = t_м + t_ж \qquad (II.98)$$

или

$$\frac{1}{v_п} = \frac{1 - k_п}{v_м} + \frac{k_п}{v_ж}, \qquad (II.99)$$

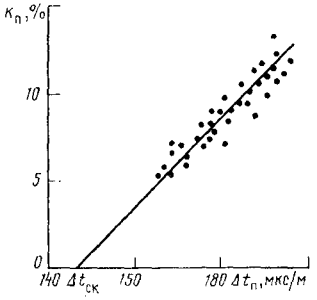


Рис. 46. Оценка интервального времени $\Delta t_{ск}$ в минеральном скелете породы по данным $\Delta t_п$ и $k_п$

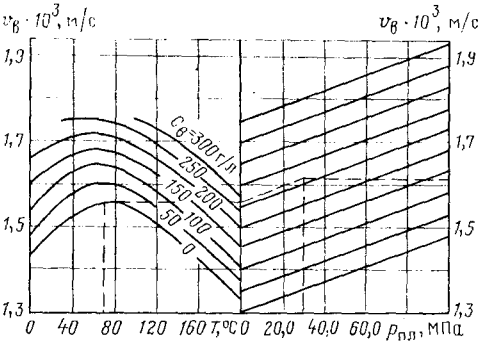


Рис. 47. Номограмма для определения скорости распространения продольных волн в жидкости $v_в$ при заданных минерализации $C_в$, давлении $p_{пл}$ и температуре T [5]

Пунктиром показан пример определения $v_в$ при $C_в = 0$, $T = 75$ °C и $p_{пл} = 30$ МПа

где $k_п$ — коэффициент пористости; $v_м$ и $v_ж$ — скорости продольных волн соответственно в минеральном скелете и насыщающей жидкости. В уравнении (II.99) вместо скорости практичнее использовать соответствующее ей интервальное время (величину, обратную скорости)

$$\Delta t_п = (1 - k_п)\,\Delta t_м + k_п \Delta t_ж, \qquad (II.100)$$

где $\Delta t_м$, $\Delta t_п$ и $\Delta t_ж$ — интервальные времена соответственно в минимальном скелете, породе и насыщающей ее жидкости.

Величина $\Delta t_м$ зависит от минералогического состава скелета и для конкретных типов отложений является постоянной. В породах с мономинеральной твердой фазой она соответствует интервальному времени распространения упругих волн в породообразующем минерале (кварце, кальците, доломите и т. д.). При содержании в скелете породы нескольких минералов, отличающихся по своим

упругим свойствам, $\Delta t_м$ определяется как средняя взвешенная величина. Среднее значение скорости распространения волн в осадочных породах составляет 2500—4000 м/с (см. табл. 7).

Основными факторами, влияющими на скорость распространения упругих колебаний в горных породах, являются: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью (форма и размер пор играют меньшую роль), степень насыщения пор жидкостью или газом, степень цементации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давлений (эффективное давление) и др.

Часто возникает необходимость в определении $\Delta t_м$ для конкретного интервала геологического разреза. В этом случае сопоставляются времена, отсчитанные по диаграмме акустического каротажа $\Delta t_п$, со значениями пористости $k_п$, установленными по керну или одному из геофизических методов. Полученные данные используются для построения графика зависимости $\Delta t_п$ от $k_п$ (рис. 46). Осредненная прямая, проведенная через нанесенные точки, отсекает на оси времени значение $\Delta t_м$ при $k_п = 0$. Если пористость по разрезу изменяется слабо, то значение $\Delta t_м$ для каждого однородного пласта рассчитывают по формуле

$$\Delta t_м = \frac{\Delta t_п - k_п \Delta t_ж}{1 - k_п}. \qquad (11.101)$$

Скорость (интервальное время) в воде зависит от ее минерализации, температуры и давления и по данным из работы [5] определяется с помощью номограммы (рис. 47) или эмпирического выражения

$$\Delta t_ж = [1557 - 0{,}0245\,(74 - T)^2 + 0{,}8C + 1{,}9p_{пл}]^{-1} \cdot 10^6, \qquad (11.102)$$

где T — температура воды (в °С); C — минерализация (в г/л); $p_{пл}$ — пластовое давление (в МПа).

Скорость распространения упругих волн в нефти и газе меньше, чем в воде. Это объясняется большей сжимаемостью углеводородов, чем воды. Так, скорость распространения волн в песке, полностью насыщенном нефтью, на 15—20 % меньше, чем в песке, заполненном водой. Выражения (II.99) и (II.100) справедливы для однородных неглинистых пород, обладающих межзерновой пористостью. На рис. 48 показана зависимость интервальных времен и скоростей от коэффициента пористости для пород различного литологического состава.

На величину скорости (как было сказано выше) оказывает влияние также тип цемента, который принято делить на вязкий (глинистый) и жесткий (карбонатный, кварцевый и пр.). Увеличение количества жесткого цемента соответствует росту доли твердой фазы в единице объема среды, уменьшению пористости, росту модуля упругости и повышению скорости распространения волн. При возрастании объемной доли глинистого цемента, обладающего высокой сжимаемостью и пластичностью, наблюдается снижение

объемного модуля упругости среды и скорости. При значительной величине $k_{гл}$ для определения $k_п$ используют обобщенное уравнение среднего времени для пород с любой глинистостью:

$$\Delta t_п = (1 - k_п - k_{гл})\,\Delta t_м + k_{гл}\Delta t_{гл} + k_п \Delta t_ж, \qquad (II.103)$$

где $\Delta t_{гл}$ — интервальное время в пластовых глинах. В случае содержания глин в рассеянном виде величина $\Delta t_{гл}$ берется меньшей по сравнению с $\Delta t_{гл}$ в пластовых глинах; для приближенных расчетов применяется $\Delta t_{гл} = 500$ мкс/м. Наряду с уравнением среднего времени применяется и более общее — уравнение степенной связи [2], имеющее следующий вид:

$$\Delta t_п = \Delta t_м + \left(\Delta t_ж - \Delta t_м\right) k_п^{m_п} + \left(\Delta t_{гл} - \Delta t_м\right) k_{гл}^{m_{гл}}. \qquad (II.104)$$

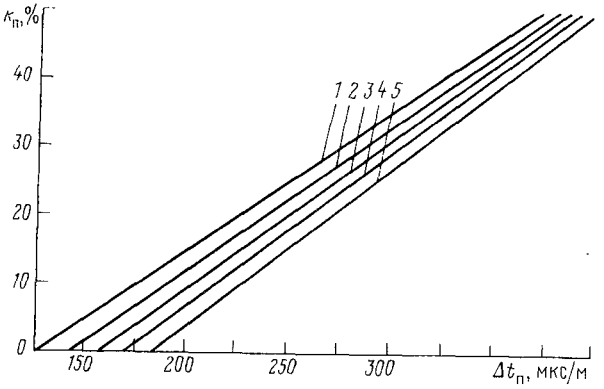


Рис. 48. Зависимости интервального времени пробега упругой волны $\Delta t_п$ от коэффициента пористости $k_п$ пород

$v_м$ (в м/с): *1, 2*—доломиты—7000—8000, известняки — 6400—7000, *3—5* — песчаники 5500—6400; $v_ж = 1600$ м/с

Здесь показатели степени $m_п$ и $m_{гл}$ зависят от структуры и степени консолидации породы (обычно 0,7—1,5) и возрастают с ее увеличением.

При $m_п = 1$ и $k_{гл} = 0$ уравнение степенной связи преобразуется в уравнение (II.100), а при $m_п = 1$ и $m_{гл} = 1$ — в уравнение (II.103).

Распространение упругих волн в горных породах сопровождается постепенным уменьшением их интенсивности по мере удаления от источника возбуждения.

Уменьшение интенсивности упругих колебаний в основном связано с поглощением части энергии упругих колебаний породой и превращением ее в тепловую вследствие взаимного трения частиц породы, совершающих колебательные движения; с рассеиванием акустической энергии и неоднородностями породы.

Амплитуда A упругих колебаний связана с пройденным волной расстоянием l экспоненциально:

$$A = A_0 \exp(-\alpha_{AK} l), \tag{II.105}$$

где A_0 — амплитуда упругих колебаний вблизи источника возбуждения; α_{AK} — коэффициент поглощения упругих волн.

Коэффициент поглощения упругих волн α_{AK} характеризует интенсивность поглощения энергии волн в среде и может быть определен по формуле

$$\alpha_{AK} = \frac{1}{l} \ln \frac{A_1}{A_2}, \tag{II.106}$$

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

Размерность α_{AK} выражают в децибелах на 1 м или м$^{-1}$, относя величину ослабления к единице длины. Перевод величины затухания, измеренной в дБ/м, в м$^{-1}$, производится по формуле

$$\alpha_{AK}\,[\text{дБ/м}] = 8{,}68\alpha_{AK}\,[\text{м}^{-1}].$$

Величина α_{AK} в горных породах зависит от монолитности их скелета, пористости, трещиноватости, вещественного состава заполнителя пор и других параметров и вместе со скоростью широко используется при изучении пород.

Поглощающие свойства пород связаны с литологией еще более тесно, чем скорость распространения упругих волн. Интенсивность поглощения породой упругих колебаний зависит также от характера жидкости, заполняющей поровое пространство. В слабосцементированных нефтеносных и газоносных породах с хорошей пористостью затухание колебаний происходит более интенсивно, чем в таких же породах, но водоносных. Это особенно заметно в газоносных породах из-за большой разницы скоростей распространения упругих волн в минеральном скелете породы и заполняющем поровое пространство газе. Наибольшее затухание претерпевают упругие волны в трещиноватых и кавернозных породах. В связи с этим акустический каротаж по затуханию весьма эффективен при изучении разреза скважин, вскрывающих карбонатные породы.

На скорость и поглощение упругих волн в породах существенно влияет эффективное давление. Его увеличение приводит к сжатию скелета породы, уменьшению ее пористости и увеличению контактной упругости между зернами, а следовательно, к возрастанию скоростей упругих волн и уменьшению коэффициентов их поглощения.

С увеличением эффективного давления скорость в породах возрастает сначала быстро. По мере сближения и переукладки зерен породы под действием давления и улучшения акустического контакта между ними рост скорости замедляется. Дальнейшее ее увеличение определяется контактной упругостью зерен и при давлении, превышающем некоторое предельное, растет очень медленно.

При низком давлении даже незначительное содержание газа в жидком заполнителе пор приводит к резкому уменьшению скорости упругих волн в пласте. С ростом давления наблюдается ее плавное увеличение. В воде, находящейся под давлением около 60 МПа, скорость увеличивается примерно на 5—7 % по сравнению со скоростью в воде, находящейся при атмосферном давлении.

Определение скорости распространения упругих волн

Скорость распространения упругих продольных ультразвуковых волн v_P в образцах горных пород обычно определяют одним из импульсных ультразвуковых способов: прямого прозвучивания, продольного профилирования, кратных отражений или критических углов [10]. На практике наиболее широкое применение из них получил способ прямого прозвучивания, при котором с помощью специальной аппаратуры измеряется время t пробега упругой ультразвуковой волны через образец породы длиной L. По данным этих измерений рассчитывают скорость

$$v_{\text{р}} = L/t. \qquad (II.107)$$

Скорость $v_{\text{р}}$, измеренная на образце породы, соответствует скорости $v_{\text{р м}}$ в массиве при условии, если $r/\lambda > 1$ (где r — радиус образца; λ — длина ультразвуковой волны); при $r/\lambda < 0{,}3$ устанавливается скорость $v_{\text{р ст}}$ в стержне породы [8]. Величины $v_{\text{р м}}$ и $v_{\text{р ст}}$ получают на образцах разного диаметра с использованием пьезодатчиков с различной частотой, которые обеспечивают соответствующие отношения r/λ. Скорость v_S определяют с помощью специальных датчиков, предназначенных для этой цели.

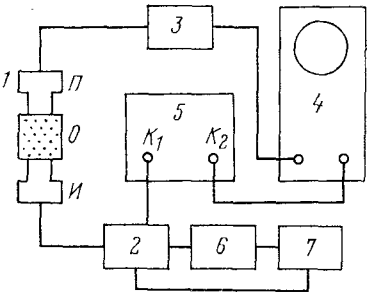


Рис. 49. Блок-схема ИСУ-1

Для прямого прозвучивания образцов пород применяют аппаратуру типа ИПА, ДУК-20, УЗИС, УК-10П, ИСУ-1 и др. Из перечисленной аппаратуры измеритель скорости ультразвука ИСУ-1, разработанный во ВНИИГеофизике, позволяет определять скорость ультразвука в образцах пород с наименьшей погрешностью (1 %). Аппаратура ИСУ-1 (рис. 49) состоит из устройства *1* для прозвучивания образцов, генератора *2* высоковольтных импульсов и комплекта стандартных приборов, включающего усилитель *3* (ламповый вольтметр ВЗ-4), импульсный осциллограф *4* типа С1-20, двухканальный генератор импульсов *5* типа Г5-4Б, источники питания *6* и *7* типов УИП-1 и УИП-2. Основными частями устройства для прозвучивания *1* являются пьезоэлементы (излучатель *И* и приемник *П*), в качестве которых используются столбики

керамики ЦТС-23 высотой 3 и 15 мм, служащие соответственно для получения высоко- и низкочастотных колебаний.

При измерениях с помощью аппаратуры ИСУ-1 образец породы *О* цилиндрической формы размером $L = 20—40$ мм и $d = 30—40$ мм, насыщенный пластовой жидкостью, устанавливается в устройстве для прозвучивания между излучателем *И* и приемником *П*. При этом на экране осциллографа наряду с горизонтальным следом электронного луча появляются и первые периоды электрического сигнала от приемника ультразвуковых колебаний. Для улучшения акустического контакта между пьезоэлементами и торцами образца последние смачиваются насыщающей жидкостью.

Замер времени t пробега упругой волны через образец породы производят дважды. Расхождение в отсчетах допускается не более 0,02 мкс. При регистрации первого вступления его амплитуда на экране с помощью усилителя осциллографа и лампового вольтметра ВЗ-4 устанавливается равной 1 или 2 см. Измеряют штангенциркулем или микрометром расстояние между пластинами устройства для прозвучивания $L_{пл}$, соответствующее длине образца $L_{обр}$. В случае прозвучивания жидкости между излучателем *И* и приемником *П* помещают специальный стакан, заполненный исследуемой жидкостью. Измерение величин t и $L_в$ производится так же, как и при прозвучивании образца породы.

Время регистрации первого вступления включает время постоянной задержки в аппаратуре и время прохождения упругого импульса через образец породы (жидкости) [табл. 6]. Для исключения постоянной временной задержки определение величины $v_р$ проводится по методике относительных измерений. При этом относительные измерения могут выполняться двумя способами. Первый способ заключается в последовательном измерении времени задержки t_1 и t_2 на образцах различной длины L_{01} и L_{02}, приготовленных из одной породы:

$$v_р = \frac{L_{01} - L_{02}}{t_1 - t_2}. \qquad (II.108)$$

Таблица 6

Скорость ультразвука $v_{рв}$ в дистиллированной воде при различных температурах

Т, °С	$v_{рв}$, м/с	Т, °С	$v_{рв}$, м/с	Т, °С	$v_{рв}$, м/с
15	1466,75	21	1485,69	26	1499,64
16	1469,70	22	1488,63	27	1502,20
17	1473,07	23	1491,50	28	1504,68
18	1476,35	24	1494,29	29	1507,10
19	1479,55	25	1497,00	30	1509,44
20	1482,66				

При втором способе последовательно измеряют времена задержки, помещая между излучателем и приемником сначала образец породы — t_1, а затем дистиллированную воду — t_2.

$$v_{\text{р}} = \frac{L_0}{\frac{L_{\text{в}}}{v_{\text{рв}}} - (t_2 - t_1)}, \qquad (II.109)$$

где L_0 и $L_{\text{в}}$ — длина образца породы и толщина слоя воды; $v_{p\,\text{в}}$ — скорость продольных ультразвуковых волн в дистиллированной воде при температуре измерений (см. табл. 6).

§ 9. ДРУГИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

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

Диэлектрическая проницаемость

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

$$\varepsilon = 1 + 4\pi a, \qquad (II.110)$$

где a — поляризуемость среды.

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

$$\varepsilon = \varepsilon_{\text{отн}}\varepsilon_0, \qquad (II.111)$$

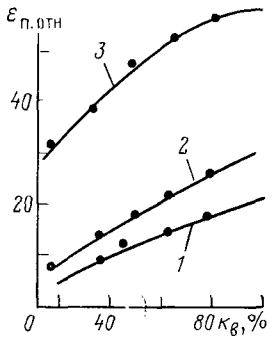
где $\varepsilon_{\text{отн}}$ — относительная диэлектрическая проницаемость, показывающая, во сколько раз абсолютная диэлектрическая проницаемость данной среды превышает абсолютную диэлектрическую проницаемость вакуума ε_0. Вакуум обладает наименьшей диэлектрической проницаемостью, равной $10^{-9}/36\pi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

Различают следующие основные группы поляризации: смещения, ориентационная (релаксационная, дипольная) и структурная (объемная). Поляризация смещения вызвана электронной, ионной и атомной поляризацией, когда под действием внешнего поля происходит смещение упруго-связанных зарядов.

Ориентационная поляризация связана с наличием в диэлектрике полярных молекул. Она характерна для воды и других полярных жидкостей, в которых сопровождается ориен-

тацией диполей в направлении поля. Ориентационная поляризация является наиболее значительной и снижается с повышением температуры, так как тепловое движение дезориентирует молекулы в пространстве. Поляризации ориентационная и смещения протекают в течение 10^{-12}—10^{-15} с и являются быстрыми.

Структурная поляризация наблюдается в неоднородных, многофазных породах и обусловлена движением ионов, накапливающихся на межфазовых границах раздела. Для проявления структурной поляризации требуется больше времени, чем для других видов поляризации.



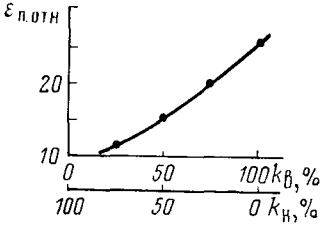


Рис. 50. Экспериментальные зависимости диэлектрической проницаемости образцов пород $\varepsilon_{п.отн}$ от коэффициента водонасыщенности $k_в$

1 — кварцевый песок; *2* — гранулярный известняк; *3* — глина; $\rho_в = 18$ Ом·м; $k_п = 37{,}5$ %

Рис. 51. Зависимость $\varepsilon^*_{п.отн}$ образца породы от коэффициента водо- $k_в$ и нефтенасыщенности $k_н$ ($k_п = 25$ %)

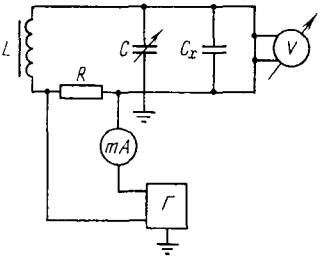


Рис. 52. Принципиальная схема измерения диэлектрической проницаемости резонансным способом с применением куметра.

Г — генератор; C — настроечный конденсатор переменной емкости; C_x — измерительный конденсатор с образцом породы, L и R — соответственно индуктивность и сопротивление контура; V — электронный вольтметр; mA — миллиамперметр

Диэлектрическая проницаемость горных пород зависит от состава, содержания в них твердой, жидкой и газообразной фаз, а также от частоты поля и температуры. Для главных породообразующих минералов значения $\varepsilon_{отн}$ невелики (4—10); для воды при 20 °С $\varepsilon_{отн} = 80$, а при 100 °С — 55, поэтому диэлектрическая проницаемость пород в большей степени зависит от их водонасыщенности. Для нефти $\varepsilon_{отн} = 2$—6, а для нефтенасыщенной породы соответственно 6—10. Для горных пород значение $\varepsilon_{отн}$ определяется разными видами поляризации.

На рис. 50 показано увеличение диэлектрической проницаемости с ростом коэффициента водонасыщенности $k_в$ для различных

типов пород. Высокая относительная диэлектрическая проницаемость глин (до 50—60), возможно, объясняется наличием в них значительного количества слабосвязанной воды. Экспериментально установлено, что диэлектрическая проницаемость воды мало зависит от минерализации и снижается с увеличением температуры, так как в этом случае растет тепловое движение молекул воды.

Наибольший интерес представляет зависимость величины $\varepsilon_{п.\ отн}$ от коэффициента водо- и нефтенасыщенности для пород-коллекторов (рис. 51). Как видно, величина $\varepsilon_{п.\ отн}$ почти линейно связана с водонасыщенностью.

Определение диэлектрической проницаемости пород

Диэлектрическая проницаемость пород определяется мостовыми (при измерениях на частотах до 10^6 Гц) и резонансными (при измерениях на частотах от 10^5 до 10^8 Гц) способами [10]. На практике широкое распространение получили резонансные способы, одним из которых является способ с использованием куметра и измерительного конденсатора постоянной емкости (рис. 52). При заданной частоте емкость конденсатора C изменяют до значения C_2, настраивают колебательный контур куметра в резонанс с колебаниями генератора и измеряют его добротность Q_1*.

Затем параллельно настроечному конденсатору переменной емкости включают измерительный C_x с образцом породы емкостью C_1. При этом контур куметра расстраивается. Затем уменьшением емкости настроечного конденсатора до значения C_3 повторно добиваются резонанса и измеряют новое значение добротности контура Q_2. После этого, проводя аналогичные измерительные операции с конденсатором емкостью $C_{эт}$, в который вместо образца породы устанавливается эталон, определяют резонансные значения емкости настроечного конденсатора C_2' и C_3'. Эталон изготавливается из вещества с хорошо известной диэлектрической проницаемостью $\varepsilon_{эт}$ (обычно из полиэтилена с $\varepsilon_{отн} = 2{,}3$ или полистирола с $\varepsilon_{отн} = 2{,}2$), форма и размеры его должны соответствовать форме и размерам исследуемых образцов пород.

По результатам этих измерений рассчитывают:

1) емкость (в Ф)

$$C_1 = (C_2 - C_3)\ 10^{-12}; \qquad (II.112)$$

2) емкость (в Ф)

$$C_{эт} = \left(C_2' - C_3'\right)\ 10^{-12}; \qquad (II.113)$$

---

* Добротность Q контура характеризует отношение полной энергии, запасенной контуром, к энергии его джоулевых потерь и равняется $1/\mathrm{tg}\ \delta$ (где δ — угол потерь, показывающий потери электрической энергии, называемые диэлектрическими). Добротность определяет, во сколько раз напряжение на конденсаторе последовательного контура при резонансе больше действующей на контур ЭДС.

3) геометрическую емкость измерительного конденсатора (в Ф)

$$C_0 = C_{эт}\varepsilon_0/\varepsilon_{эт}, \qquad (II.114)$$

где ε_0 — диэлектрическая проницаемость вакуума, равная $8{,}885 \cdot 10^{-12}$ Ф/м;

4) диэлектрическую проницаемость образца породы (в Ф/м)

$$\varepsilon = h(C_1 - C_0)/\varepsilon_0 S, \qquad (II.115)$$

где h — толщина образца породы (в м); S — площадь поперечного сечения образца (в м^2);

5) тангенс угла диэлектрических потерь

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{C_2(Q_1 - Q_2)}{(C_1 - C_0)Q_1Q_2}, \qquad (II.116)$$

где величина $(C_1 - C_0)$ близка к емкости $C_{обр}$ образца породы.

Магнитные свойства горных пород

Основными магнитными параметрами горных пород, используемыми в геофизике являются: намагниченность I, магнитная восприимчивость $\varkappa$ и магнитная проницаемость μ.

Намагниченность характеризует магнитное состояние намагниченного тела и оценивается для однородного намагниченного тела, как отношение магнитного момента $M_м$ к единице его объема V:

$$I = M_м/V. \qquad (II.117)$$

В случае неоднородного намагниченного тела I определяется для каждой точки (физически малого объема) и представляет средний магнитный момент единицы объема (равный геометрической сумме магнитных моментов отдельных атомов и молекул, заключенных в этом объеме). Единица намагниченности — 1 А/м, при которой 1 м^2 вещества обладает магнитным моментом 1 А·м^2. Магнитный момент, основная величина, характеризующая магнитные свойства вещества. Магнитным моментом определяются силы, действующие на тело во внешнем магнитном поле.

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

$$\varkappa = I/H, \qquad (II.118)$$

где $\varkappa$ — величина безразмерная; размерность H—A/м. Различают объемную $\varkappa$ магнитную восприимчивость, отнесенную к единице объема, и удельную $\varkappa_{уд}$, рассчитанную на 1 кг вещества.

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

$$\mu = B/\mu_0 H, \qquad (II.119)$$

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

Индукция B магнитного поля и его напряженность H связаны в вакууме соотношением $B = \mu_0 H$. Величины μ и $\varkappa$ связаны соотношением $\mu = 1 + \varkappa$; μ является безразмерной величиной. В вакууме $\varkappa = 0$ и $\mu = 1$.

Все породы и минералы по величинам $\varkappa$ и μ и характеру взаимодействия с внешним магнитным полем разделяются на диамагнетики, парамагнетики и ферромагнетики. Для диамагнетиков ($\varkappa < 0$; $\mu < 1$) характерно намагничивание, которое проявляется в противоположном направлении относительно действующего на него магнитного поля. К диамагнетикам относятся многие породообразующие минералы (кварц, кальцит, гипс, ангидрит, ортоклаз, циркон, галит). Для галита $\varkappa = -0{,}8 \cdot 10^{-3}$ А/м. Из металлов висмут имеет наибольшее значение $\varkappa = 1{,}4 \cdot 10^{-3}$ А/м.

Для парамагнетиков ($1 > \varkappa > 0$ и $\mu > 1$) подмагничивание во внешнем магнитном поле совпадает с его направлением. У парамагнетиков атомы, молекулы, ионы, ядра атомов обладают собственными магнитными моментами, которые во внешнем магнитном поле ориентируются в зависимости от его направления данного поля; если последнее отсутствует, то магнитные моменты ориентируются хаотически и намагниченность $I = 0$. Следует также отметить, что парамагнетики притягиваются к полюсам магнита, а диамагнетики отталкиваются. К парамагнетикам относятся многие металлы (Fe, Ni, K, Na, Co, Ca и др.), соли элементов группы железа и породообразующие минералы (слюды, ортоклаз, роговая обманка, хлорит, эпидот, гранат, турмалин, сульфиды — пирит, халькопирит и др.).

У ферромагнетиков ($\varkappa > 1$ и $\mu \gg 1$) магнитные моменты атомов параллельны друг другу, формируя единый магнит. Намагничивание ферромагнетиков внешним полем H происходит по замкнутой кривой, именуемой петлей гистерезиса. При снятии поля намагничивания у ферромагнетиков сохраняется остаточная (спонтанная) намагниченность I_r, имеющая важное значение при геологических исследованиях. Остаточная намагниченность ферромагнетика может быть снята воздействием намагничивающего поля противоположного знака, напряженность которого H_c получила название коэрцитивной силы. Для различных ферромагнетиков характерны предельные температуры (точка Кюри), выше которых они превращаются в парамагнетики; дальнейшее снижение температуры ведет к полной потере остаточной намагниченности. Отличительной особенностью ферромагнетиков является магнитострикция — способность изменять объем тела при намагничивании. К основным химическим элементам ферромагнетиков относятся Fe, Co и Ni. Наиболее распространенные ферромагнитные минералы, содержащие окиси железа,— это магнетит Fe_3O_4, титаномагнетит $Fe_3O_4 \cdot TiFe_2O_4$, пирротин Fe_nS_{n+1} ($n = 6 - 11$) и некоторые разновидности гематита Fe_2O_3.

По величине магнитной восприимчивости горные породы подразделяются на четыре группы: очень сильномагнитные, сильно-

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

Определение магнитных свойств пород

В лабораторных условиях обычно определяют магнитную восприимчивость $\varkappa$ и остаточную намагниченность I. Для этого разработан ряд способов, среди которых наиболее широкое применение получили магнитометрические и индукционные. Первые осуществляются с помощью астатических магнитометров и основаны на взаимодействии магнитов, одним из которых является намагниченный образец породы, а другим — астатическая магнитная система. Определение $\varkappa$ индукционным способом производят измерителями магнитной восприимчивости (каппаметрами) ИМВ-2 или ИМВ-3, а остаточной намагниченности I — измерителем остаточной намагниченности ИОН-1.

Тепловые свойства

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

Коэффициент теплопроводности λ характеризует способность горных пород к передаче тепла и численно показывает поток тепла в ваттах в единицу времени через породу сечением 1 м^2, высотой 1 м при разности температур 1 К и выражается в Вт/(м·К). В промысловой геофизике обычно пользуются величиной обратной теплопроводности — тепловым сопротивлением породы ξ (в м·К/Вт).

Теплопроводность способствует переносу теплоты (энергии теплового движения микрочастиц) от более нагретых частей тела к менее нагретым, что приводит к выравниванию температуры. При температуропроводности перенос энергии осуществляется непосредственной передачей энергии от частиц (молекул, атомов, электронов), обладающих большей энергией, частицам с меньшей энергией.

В результате многочисленных исследований тепловых свойств горных пород установлено, что тепловое сопротивление понижается с увеличением их плотности. В связи с этим изверженные и метаморфические породы имеют меньшее тепловое сопротивление, чем осадочные песчано-глинистые и главным образом глинистые отложения. С глубиной плотность горных пород закономерно возрастает, что приводит к уменьшению в этом направлении теплового сопротивления и геотермического градиента (см. § 27).

Тепловое сопротивление зависит от слоистости горных пород: в направлении, перпендикулярном к напластованию, тепловое сопротивление выше, чем в направлении напластования. Это явление известно под названием тепловой анизотропии. Понижение теплового сопротивления по напластованию связано с циркуляцией вод в этом направлении и возникающим в результате дополнительным переносом тепла — конвекцией. Этим же объясняется повышение геотермического градиента под сводами складок, содержащих мощные пачки проницаемых пород, в которых перемешивается вода.

Свойство среды поглощать тепловую энергию при теплообмене оценивается удельной теплоемкостью (массовой $c_м$ и объемной c_V). Под удельной теплоемкостью понимают количество тепла в Дж, необходимое для нагрева 1 кг данного вещества на 1 К, и выражают в Дж/(кг·К). Изменение температуры различных пород при поглощении или отдаче ими тепла может происходить с различной скоростью. Эта скорость изменения температуры пород характеризуется комплексным параметром, называемым температуропроводностью

$$a_т = \frac{\lambda}{c\delta_п} = \frac{1}{\xi c\delta_п}, \qquad (II.120)$$

где $\delta_п$ — плотность пород.

Величина a показывает изменение температуры единицы объема породы за единицу времени и выражается в м²/с.

У многофазных пористых пород (водо-, нефте- и газонасыщенных) передача тепловой энергии происходит не только путем теплопроводности, но и путем конвекции заполнителя порового пространства. Величина теплопроводности (теплового сопротивления) в многофазных осадочных породах определяется объемным соотношением фаз, их химико-минералогическим составом, агрегатным состоянием каждой фазы, удельной поверхностью и др. Тепловые свойства основных породообразующих минералов изменяются незначительно. Несколько повышенным тепловым сопротивлением и пониженной теплопроводностью обладают глинистые минералы твердой фазы [7]. Данные о тепловых свойствах горных пород широко используются при термических исследованиях бурящихся и эксплуатационных скважин и решении задач, связанных с разведкой и разработкой месторождений нефти и газа.

Определение тепловых свойств пород

Определение основных тепловых свойств пород — коэффициентов теплопроводности λ, удельной (массовой $c_м$, объемной c_V) теплоемкости и температуропроводности a — может производиться способами стационарного и нестационарного тепловых режимов.

Нестационарные способы (способы нерегулярного теплового поля) характеризуются простотой измерительных установок, большей производительностью, и поэтому при массовых исследованиях пород чаще применяются на практике. Среди большого числа модификаций способов нерегулярного теплового поля наиболее распространенными являются зондовые, которые могут различаться по форме зондов (плоская, сферическая) и продолжительности дейст-

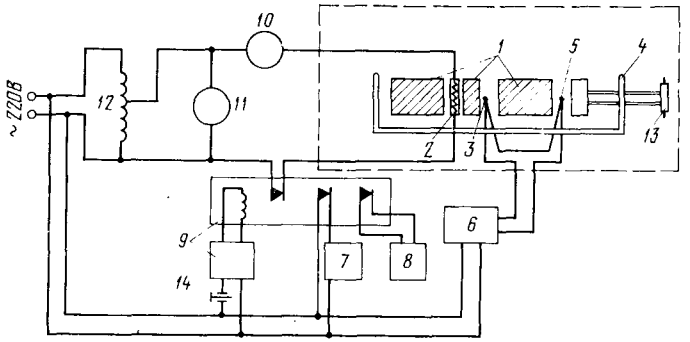


Рис. 53. Схема установки для определения тепловых свойств пород

1 — образец породы; *2* — нагреватель; *3* — горячий спай термопары; *4* — кронштейн; *5* — холодный спай термопары; *6* — автоматический электронный потенциометр типа ЭПП-09; *7* — электромеханический секундомер типа ЭСПВ-53 ГЦ; *8* — электронный секундомер типа ЭС-2; *9* — магнитный пускатель; *10* — амперметр; *11* — вольтметр; *12* — автотрансформатор типа РНО-250-2; *13* — струбционный зажим; *14* — ключ магнитного пускателя

вия (мгновенно, импульсно, постоянно) источника тепла [10]. Схема одной из установок с плоским и мгновенно действующим источником тепла постоянной мощности показана на рис. 53.

При работе с этой установкой определяют количество тепла Q_x, выделенное нагревателем за короткий промежуток времени t и максимальную температуру T_{max}, которую приобретает за время t_{max} часть составного образца породы толщиной x и сечением S, расположенная между нагревателем и горячим спаем дифференциальной термопары (см. рис. 53).

Количество выделенного нагревателем тепла:

$$Q_x = IUt, \qquad (II.121)$$

где t — время действия нагревателя (в с); U — напряжение на зажимах нагревателя (в В); I — сила тока, проходящего через нагреватель (в А).

Таблица 7

Физические свойства основных осадочных пород и породообразующих минералов

Горная порода, минерал	Плотность $\delta \cdot 10^3$ кг/м³	Электрические свойства: Удельное электрическое сопротивление ρ, Ом·м	Электрические свойства: Диффузионно-адсорбционная активность $A_{да} \cdot 10^{-3}$, В	Электрические свойства: Вызванная электрохимическая активность $A_в \cdot 10^{-3}$	Магнитная восприимчивость $\varkappa \cdot 10^6$	Радиоактивные свойства. Естественная радиоактивность: Удельная массовая q_γ, $\frac{\text{пг-экв Ra}}{\text{г}}$	Удельная объемная K_γ, $\frac{\text{нкг-экв Ra}}{\text{м}^3}$	Содержание, %: урана $U \cdot 10^{-4}$	Содержание, %: тория $Th \cdot 10^{-4}$	Содержание, %: калия $^{40}_{19}K \cdot 10^{-4}$
Ангидрит	2,96	10^8—10^{10}	~0	—	~ —15	—	<0,15	—	—	—
Гипс	2,31—2,33	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Вода (при 25 °С)	0,997	10^5—10^6	—	—	~ —10	—	0	—	—	—
Доломит	2,87	10^{10}—10^{12}	(—10)—0	—	~ —15	—	<0,15	—	—	—
Кальцит	2,71	10^{10}—10^{12}	(—10)—0	—	~ —10	—	<0,3	—	—	—
Кварц	2,65—2,66	10^{12}—10^{14}	~0	—	—15	—	2,15	—	—	—
Полевые шпаты	2,5—2,55	10^{10}—10^{12}	0—10	—	—	—	1,25—5,0	—	—	—
Слюды	2,56	10^{13}—10^{15}	—	—	10^2—10^3	—	—	—	—	—
Ангидриты	2,09—2,98	10^4—10^7	—	—	(—10)—300	0,05—1	0,1—3,0	—	—	—
Воды пластовые	0,9—1,2	$8 \cdot 10^{-3}$—50	0	0	~ —10	—	<1,0	$(0,2—5) 10^{-3}$	—	—
Гипс	2,15—2,36	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Глины влажные	1,5—2,6	0,8—30	20—70	0,01—25	$10—2 \cdot 10^3$	0,3—20	0,4—25	4	11,5	—
Граниты	2,5—2,8	$5 \cdot 10^2$—10^6	—	—	$10—5 \cdot 10^4$	0,5—5	1,2—14	2,7—7	9,6—40	2,7
Соль каменная	2,1—2,2	10^4—10^8	—	—	(—15)—100	—	0,1—2,0	0,9	1,0	2,5—4
Доломиты	1,5—3,1	$1—5 \cdot 10^3$	(—7)—70	0,01—2	10^3	0,05—4	0,1—1,2	3	2,8	—
Известняки	1,4—2,9	$2—5 \cdot 10^3$	(—7)—70	0,01—3	0—500	0,05—5	0,1—10	1,6	1,8	0,02
Мергели	1,5—2,8	3—500	20—70	—	$20—3 \cdot 10^3$	0,1—10	0,2—25	2,4	2,5	0,3
Нефть	0 7—1,0	10^9—10^{16}	—	0	~ —10	—	—	1—500	—	—
Пески, рыхлые песчаники	1,2—2,2	$0,3—10^2$	(—5)—(10)	0,05—1,5	$10—10^3$	0,05—5	0,1—10	—	—	—
Песчаники плотные	2,0—3,0	$20—5 \cdot 10^3$	7—20	0,05—15	$10—10^4$	0,1—10	0,2—15	2,9	10,4	1,2—2,1

Продолжение табл. 7

Горная порода, минерал	Плотность $\delta \cdot 10^3$, кг/м³	Радиоактивные свойства. Нейтронные параметры: Макроскопическое сечение захвата $\Sigma_з$, см$^{-1}$	Макроскопическое сечение рассеяния $\Sigma_р$, см$^{-1}$	Длина замедления $L_з$, см	Длина диффузии L_d, см	Коэффициент диффузии $D \cdot 10^{-5}$, см²/с	Время диффузии $\tau_d \cdot 10^{-4}$, с	Тепловые свойства: Удельное тепловое сопротивление ξ, $\frac{м \cdot °C}{Вт}$	Температуропроводность $a \cdot 10^{-7}$, м²/с	Акустические свойства: Скорость распространения упругих продольных волн $v_р$, м/с	Интервальное время Δt, мкс/м	Коэффициент поглощения α, м$^{-1}$	$v_р$ v_S
Ангидрит	2,96	0,0119	0,348	27	8,97	2,7	3,8	0,175—0,33	14—16	6200	161	—	—
Гипс	2,31—2,33	0,018	1,51	11	3,6	0,6	2,5	—	—	—	—	—	—
Вода (при 25 °С)	0,997	0,022	2,68	7,7	2,4	0,36	2,1	1,7	19,03	1510	662	—	—
Доломит	2,87	0,0046	0,441	—	12,8	1,9	9,88	0,2	10	8000	125	—	—
Кальцит	2,71	0,071	0,432	35	10,4	2,2	6,40	0,185—0,23	8—10	5500—7800	128—180	—	—
Кварц	2,65—2,66	0,0034	0,268	37	19,1	2,7	13,40	0,08—0,15	13,6	6000—6300	160—167	—	—
Полевые шпаты	2,5—2,55	—	—	—	—	—	—	0,24	—	5400—6600	152—184	—	—
Слюды	2,56	—	—	—	—	—	—	1,6—2,17	—	5850—7210	138—172	—	—
Ангидриты	2,09—2,98	—	—	—	—	—	—	0,2—0,3	14—26	5300—6100	164—189	0,04	1,7—1,9
Воды пластовые	0,9—1,2	—	—	—	—	—	—	1,8—2,2	8—11	1400—1750	570—715	—	—
Гипс	2,15—2,36	—	—	—	—	—	—	—	—	5700—5800	172—176	0,04	1,7—1,9
Глины влажные	1,5—2,6	—	—	—	4,0	—	3,4	0,8—2,5	2—12	2000—3300	300—500	1,38	—
Граниты	2,5—2,8	—	—	—	—	—	—	0,2—0,6	5—25	5700—6500	154—176	0,01	1,68—1,70
Соль каменная	2,1—2,2	0,711	0,310	—	1,2	1,7	0,064	0,15—0,2	10—30	4200—4800	208—238	0,04	1,7—1,9
Доломиты	1,5—3,1	—	—	—	—	—	—	0,2—1,0	4—20	3000—7900	126—303	0,4	1,8—2,0
Известняки	1,4—2,9	—	—	—	—	—	—	0,4—1,5	3—20	2600—7100	141—385	0,2—0,6	1,8—2,0
Мергели	1,5—2,8	—	—	—	—	—	—	0,5—1,5	2—15	2000—3500	385—500	—	—
Нефть	0,7—1,0	—	—	9,3	2,0	—	1,9	7,5—9,0	5—9	1000—1400	7100—1000	—	—
Пески, рыхлые песчаники	1,2—2,2	—	—	—	—	—	—	0,3—3,5	1,5—20	1500—1800	555—680	—	3—10
Песчаники плотные	2,0—3,0	—	—	—	—	—	—	0,2—0,8	5—30	3000—5300	189—333	1,1—1,6	1,5—1,8

По результатам этих определений при условии, что $T \ll T_{max}$, рассчитывают коэффициенты:

1) теплопроводности (в Вт/м·К)

$$\lambda = \frac{Q_x}{S t_{max} T_{max}} \left[1 + 0{,}5 \frac{t}{t_{max}} + 0{,}37 \frac{t}{t_{max}} \Big)^2 \right]; \qquad (II.122)$$

2) температуропроводности (в м²/с)

$$a = \frac{x^2}{2 t_{max}} \left[1 + 0{,}5 \frac{t}{t_{max}} + 0{,}042 \left(\frac{t}{t_{max}} \right)^2 \right] 10^{-7}; \qquad (II.123)$$

3) удельной массовой (в Дж/кг·К) и объемной (в Дж/м³·К) теплоемкостей

$$c_м = \lambda / a \delta_п; \qquad c_V = \lambda / a. \qquad (II.124)$$

В табл. 7 приведены основные физические свойства наиболее распространенных осадочных пород и породообразующих минералов.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Изучение геологического разреза и выявление полезных ископаемых в скважинах проводятся электрическими, радиоактивными, акустическими, ядерно-магнитными, термометрическими, геохимическими и другими видами геофизических исследований. Объектом геофизических исследований являются скважины, не обсаженные колонной, бурящиеся, действующие, обсаженные колонной эксплуатационные, нагнетательные и остановленные.

Основным объектом, подлежащим изучению каротажем в скважинах, не обсаженных колонной, является геологический разрез, вскрываемый скважиной. По данным каротажа определяют последовательность и глубину залегания пород в разрезе, их литолого-петрографическую характеристику; наличие полезных ископаемых, качественное и количественное содержание последних.

На результаты измерений геофизическими методами влияют породы, вскрытые скважиной, и промывочная жидкость, заполняющая ее ствол, физические свойства которых различны. Из-за воздействия на стенки скважины промывочной жидкости в ряде случаев наблюдается отклонение фактического диаметра скважины от номинального (см. § 32).

При бурении плотность глинистого раствора обычно поддерживается такой, чтобы гидростатическое давление его столба в скважине было выше пластового. Под действием разности давлений фильтрат глинистого раствора проникает в проницаемые пласты, а его твердые частицы откладываются на стенке скважины, образуя глинистую корку. Фильтрат раствора вытесняет нефть, газ и воду, насыщающих поры породы. В результате физические свойства пласта, и в первую очередь его удельное сопротивление вблизи стенок скважины, существенно отличаются от свойств неизменной части пласта.

Для правильной интерпретации результатов геофизических исследований скважин необходимо учитывать изменение диаметра скважины, а также физические свойства промывочной жидкости и зоны проникновения его фильтрата в пласт (рис. 54). Глубина проникновения его зависит от пористости и проницаемости пласта, проницаемости глинистой корки, разности гидростатического и пластового давлений, а также от продолжительности фильтрации. Установлено, что определяющими факторами являются пористость пласта и проницаемость глинистой корки. Так как проницаемость корки на 3—4 порядка ниже проницаемости коллекторов, количество проникшего фильтрата раствора будет в основном зависеть

от проницаемости корки. Вместе с тем проникший в пласт фильтрат, заполняя объемы порового пространства, распространяется на большую глубину в низкопористом пласте. В связи с этим наибольшая глубина проникновения наблюдается в проницаемых, но низкопористых пластах: известняках, доломитах, сцементированных алевритах и песчаниках. Высокопористые породы обладают меньшей глубиной проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

В водоносном пласте зона проникновения имеет следующее строение. Непосредственно у стенки скважины формируется промытая зона, в которой фильтрат промывочной жидкости почти полностью вытесняет пластовую воду. Считается, что размеры этой зоны изменяются от 5—6 до 10—15 см, а степень вытеснения пластовой воды зависит от количества профильтровавшейся жидкости, параметров пористой среды и промывочной жидкости. Обычно удельное электрическое сопротивление фильтрата $\rho_ф$ больше удельного сопротивления пластовой воды $\rho_в$, в результате чего удельное сопротивление промытой зоны $\rho_{пп}$ превышает удельное сопротивление неизменной части пласта $\rho_{вп}$.

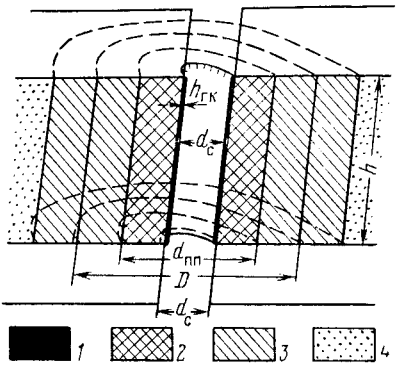


Рис. 54. Схема строения проницаемого пласта, вскрытого скважиной

1 — глинистая корка; *2* — промытая зона; *3* — переходная и окаймляющая зоны; *4* — неизмененная часть пласта; D — диаметр зоны проникновения; $d_{пп}$ — диаметр промытой части пласта; d_c — диаметр скважины; $h_{гк}$ — толщина глинистой корки; h — мощность пласта

За промытой зоной следует переходная, сопротивление насыщающей жидкости в которой изменяется от $\rho_ф$ до $\rho_в$ за счет постепенного смещения фильтрата глинистого раствора с пластовой водой. Очевидно, что удельное сопротивление в переходной зоне изменяется от $\rho_{пп}$ до $\rho_{вп}$. Промытая и переходная зона образуют зону проникновения, которую условно считают концентрическим слоем диаметром D, сопротивлением $\rho_{зп}$ и сопротивлением насыщающей жидкости $\rho_{вD}$ (см. рис. 54). В качестве величин $\rho_{зп}$ и D принимаются такие значения, влияние которых на результаты измерений эквивалентно влиянию фактической неоднородной зоны проникновения.

В нефтеносном пласте процесс проникновения более сложен. В промытой зоне нефтяного пласта происходит замещение пластовой воды и нефти фильтратом глинистого раствора, но в тонких и тупиковых порах нефть частично сохраняется. Принято считать, что в промытой зоне содержится 15—25 % остаточной нефти. В глинистых коллекторах, а также при большой вязкости нефти остаточ-

ная нефтенасыщенность достигает 30 % и более. В газоносных пластах остаточная газонасыщенность всегда больше остаточной нефтенасыщенности даже для очень вязких нефтей. Остаточная газонасыщенность обычно принимается равной 30 %. При удалении от стенок скважины фильтрат бурового раствора в зоне проникновения смешивается все с большими порциями пластовой воды и нефти. На процесс проникновения фильтрата глинистого раствора в нефтегазоносный пласт, представленный гидрофильными породами, существенно влияют относительная проницаемость пород и начальное распределение флюидов.

В связи с более высокой фазовой проницаемостью нефти в нефтеносном пласте сравнительно с фазовой проницаемостью воды у внешней границы зоны проникновения может образоваться зона фронтального вытеснения жидкости, так называемая окаймляющая зона с повышенным содержанием воды, по минерализации близкой к пластовой. Сопротивление этой зоны $\rho_{ок}$ значительно ниже $\rho_{зп}$. Образование окаймляющей зоны возможно, если насыщенность пластовой водой несколько превышает остаточную и в пласте имеется подвижная соленая вода. При значительной водонасыщенности пласта окаймляющая зона не образуется. Наличие такой зоны в гидрофильных породах не может служить признаком нефтеносности пласта и лишь свидетельствует о том, что в пласте имеется некоторое количество подвижной воды и скважина при эксплуатации может давать нефть с водой. Окаймляющая зона со временем обычно исчезает.

В соответствии с конструкцией скважины ее ствол на определенных интервалах по мере углубления и при достижении проектной глубины закрепляется стальной колонной. В результате отдельные интервалы скважины могут быть перекрыты двумя и более колоннами. В целях закрепления колонны и разобщения между собой продуктивных и водоносных пластов пространство между стенкой скважины и колонной заполняется цементным камнем. Исследование разрезов таких скважин осуществляется радиоактивным каротажем, термометрическими и акустическими измерениями.

На показания диаграмм, полученных этими методами, помимо пород, перекрытых колонной, дополнительное влияние оказывают обсадные колонны (толщина их стенок), толщина цементного камня и степень его схватывания с колонной и породой, наличие затрубной циркуляции жидкости, зона проникновения в пласте, наличие в колонне воды, нефти, газа.

На завершающем этапе бурения перед вводом скважины в эксплуатацию или под нагнетание жидкости проводится контроль технического состояния колонны для выявления дефектов (негерметичность колонны, некачественное цементирование). Контроль осуществляется с помощью акустического каротажа (АКЦ), радиоактивных, термических и других видов геофизических исследований. Путем прострела отверстий в колонне и цементе (перфорацией) осуществляется сообщение между пластом, намеченным к опробо-

ванию или разработке, и скважиной. Выбор интервала перфорации проводится по результатам геофизических исследований.

Действующие скважины (эксплуатационные и нагнетательные) систематически контролируются в целях изучения эксплуатационных характеристик пласта с помощью определения отдающих и поглощающих интервалов (профилей притока в эксплуатационных и приемистости в нагнетательных скважинах); выявления обводненных слоев; установления затрубной циркуляции и других задач, возникающих в процессе разработки залежи.

Исследование действующих нефтяных и газовых скважин осуществляется малогабаритными геофизическими приборами, чаще радиоактивного каротажа (диаметром 25—50 мм). Эти приборы опускаются в скважину через колонну насосно-компрессорных труб в фонтанирующих скважинах или через серповидный зазор между штангами глубинного насоса и обсадной колонной в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами. Одновременно в действующих скважинах проводится систематическое исследование состава флюида в стволе скважины геофизическими методами. В остановленных или неработающих скважинах, из которых извлечено технологическое оборудование, создаются условия для геофизических исследований, такие же, как и в скважинах на завершающем этапе бурения (перед вводом скважины в действие).

Глава III

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Электрический каротаж состоит в основном из двух модификаций: метода сопротивлений и метода самопроизвольно возникающего электрического поля (естественных, собственных потенциалов). Основными видами каротажа по методу сопротивления являются каротаж нефокусированными (обычными) зондами, в том числе боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой и индукционный каротаж, микрокаротаж. Сущность электрического каротажа заключается в проведении измерений, показывающих изменения вдоль скважины кажущегося удельного сопротивления (КС) пород и естественных потенциалов (ПС) для изучения геологического разреза скважины. Результаты измерений изображаются в виде кривых изменения параметров КС и ПС вдоль ствола скважины.

§ 10. КАРОТАЖ СОПРОТИВЛЕНИЯ НЕФОКУСИРОВАННЫМИ ЗОНДАМИ

Под каротажем сопротивления нефокусированными зондами понимают электрический каротаж, основанный на измерении кажущегося удельного сопротивления горных пород трехэлектродными нефокусированными зондами.

Основы теории потенциала электрического поля

Для определения удельного сопротивления горных пород в скважине используется источник тока, создающий в окружающей среде электрическое поле. Допустим, что в неограниченную проводящую среду при помощи электродов A и B вводится ток, создающий в ней электрическое поле (рис. 55). Такое поле тождественно электрическому полю зарядов электродов A и B, помещенных в непроводящую среду. Разница заключается лишь в том, что в электрическом поле заряды неподвижны, а в проводящей среде они находятся в движении, непрерывно возобновляясь источником тока.

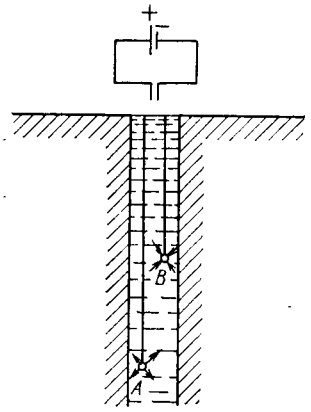


Рис. 55. Схема ввода тока в неограниченную проводящую среду с помощью заземлений (электродов) A и B

Рис. 56. Направление напряженности поля E

Электрическое поле характеризуется напряженностью E, которая является вектором, имеющим величину и направление. За единицу напряженности электрического поля принимается вольт на метр (В/м), т. е. напряженность электрического поля, при котором между точками, находящимися на расстоянии 1 м, вдоль линии напряженности поля (отражающей ее направление) создается разность потенциалов 1 В. Под линией напряженности электрического поля, называемой чаще силовой линией, подразумевают такую линию, в каждой точке которой вектор напряженности направлен по касательной к ней (рис. 56). Силовые линии соответствуют путям, вдоль которых должен был бы двигаться положительный заряд. При помощи этих линий можно наглядно изобразить силовое поле; при этом густота его линий выбирается пропорционально напряженности.

Работа, совершаемая силами электрического поля при перемещении единичного положительного заряда из некоторой точки в бесконечно удаленную, численно равна электрическому потенциалу данной точки (с обратным знаком). Потенциал есть величина скалярная и в каждой точке поля имеет вполне определенное значение, поэтому может служить характеристикой поля наравне с напряженностью E. За единицу электрического потенциала прини-

мается вольт (В) — разность потенциалов между двумя точками при постоянном токе силой 1 А, в котором затрачивается мощность 1 Вт.

Потенциал электрического поля представляет собой функцию, которая изменяется от точки к точке и убывает в направлении хода силовой линии. В каждом реальном случае можно выделить совокупность точек, потенциалы которых одинаковы. Геометрическое

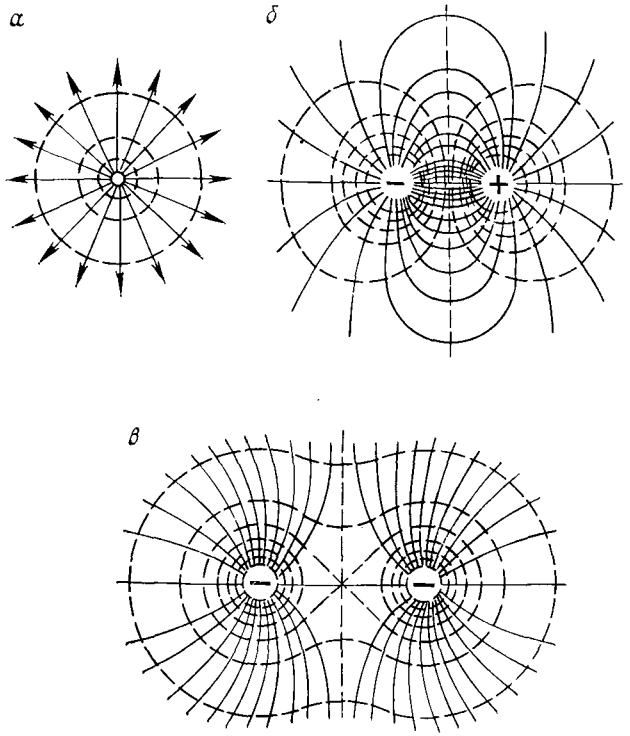


Рис. 57. Эквипотенциальные поверхности (пунктирные линии) и силовые линии (сплошные)

а — точечный заряд; *б* — два разноименных численно равных заряда; *в* — два точечных одноименных заряда

место точек постоянного потенциала называют эквипотенциальной поверхностью. Если путь перемещения заряда замкнут по эквипотенциальной поверхности, то работа электрических сил равна нулю. Известно, что потенциал точечного заряда e в точке, отстоящей от него на расстоянии r,

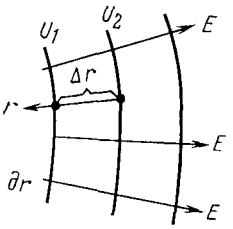
$$U = \frac{e}{r} = Er. \qquad (III.1)$$

Следовательно, эквипотенциальная поверхность с постоянным значением r есть сфера с центром в точечном заряде (рис. 57, *а*).

Между напряженностью поля E и потенциалом U имеется определенная связь. Существование такой связи следует из того, что работу электрических сил можно выразить через напряженность и разность потенциалов точек поля.

Рассмотрим однородное электрическое поле напряженностью E (рис. 58). Расстояние Δr между эквипотенциальными поверхностями U_1 и U_2 бесконечно мало, следовательно, на всем расстоянии между ними можно считать напряженность поля постоянной. Работа перемещения единичного заряда e на пути ∂r равна $E\partial r$. Эта же работа может быть выражена через разность потенциалов начала U_2 и конца U_1 с обратным знаком:

$$U_2 - U_1 = -E\partial r. \qquad \text{(III.2)}$$



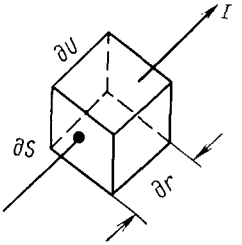


Рис. 58. Однородное электростатическое поле напряженностью E
Δr — расстояние между эквипотенциальными поверхностями U_1 и U_2

Рис. 59. Элементарный объем среды с удельным сопротивлением ρ, длиной dr и сечением dS

В неоднородном поле силовые линии не будут прямолинейными, а эквипотенциальные поверхности будут иметь сложную форму. Однако для бесконечно малых участков пространства можно пренебречь кривизной силовых линий и эквипотенциальных поверхностей и на основании предыдущих рассуждений записать:

$$\partial U = -E\partial r; \qquad E = -\frac{\partial U}{\partial r}. \qquad \text{(III.3)}$$

Знак минус указывает, что напряженность E направлена в ту сторону, в которую действует сила на положительный заряд, т. е. в сторону убывания потенциала.

Величина $\partial U/\partial r$, характеризующая быстроту изменения потенциала при перемещении в направлении, перпендикулярном к эквипотенциальным поверхностям в сторону его увеличения, называется **градиентом потенциала** и обозначается $\operatorname{grad} U$. Как видно из формулы (III.3), напряженность поля — это градиент потенциала с обратным знаком, т. е.

$$E = -\operatorname{grad} U. \qquad \text{(III.4)}$$

Сила тока I представляет собой физическую величину, измеряемую количеством электричества, перенесенного через данную площадку в единицу времени, независимо от того, в каком направлении и под каким углом к площадке движутся частицы, несущие заряды.

Для учета направления переноса зарядов вводится в рассмотрение вектор плотности тока j, который направлен в сторону движения положительных зарядов, т. е. в направлении вектора напряженности E. Под плотностью тока понимается количество электричества, протекающее в единицу времени через единичную площадку, перпендикулярную к направлению тока. Если ток I равномерно распределен по площади S, перпендикулярной к его направлению, то величина плотности тока

$$j = I/S. \qquad (III.5)$$

В общем случае плотность тока определяется отношением силы тока dI, протекающей через перпендикулярный к направлению тока элемент сечения среды, к площади dS этого элемента

$$j = dI/dS. \qquad (III.6)$$

Распределение электрического поля в пространстве удовлетворяет двум основным законам: Ома и Кирхгофа, выраженным в дифференциальной форме. Для пояснения закона Ома выделим элементарный объем (рис. 59) среды с удельным сопротивлением ρ, длиной dr и сечением dS; через сечение dS и перпендикулярно к нему проходит ток dI, образуя на концах падение потенциала dU.

По формуле (II.1) сопротивление элементарного объема будет

$$dR = \rho \frac{dr}{dS},$$

а падение потенциала на его концах

$$-dU = dI\rho \frac{dr}{dS}$$

или

$$\frac{dI}{dS} = -\frac{1}{\rho}\frac{dU}{dr}.$$

Пользуясь уравнениями (III.2) и (III.6), получаем

$$j = E/\rho. \qquad (III.7)$$

Закон Ома в дифференциальной форме выражается так: плотность тока в каждой точке проводника равняется напряженности электрического поля в этой точке, деленной на удельное сопротивление вещества.

Физическая сущность первого закона Кирхгофа в дифференциальной форме заключается в том, что если какой-либо элемент объема не содержит источников, то сила тока, втекающего в этот

объем, равна силе тока, вытекающего из него. Этим выражается непрерывность потока токовых линий через любую замкнутую поверхность, не содержащую дополнительных источников тока. Если считать, что входящие и выходящие из данного объема токи имеют разные знаки, то алгебраическая сумма их равна нулю, т. е. эти токи по величине равны. Невыполнение этого условия привело бы к накоплению электрических зарядов в некоторых точках, что исключается.

Закон Кирхгофа в дифференциальной форме записывается в виде следующего уравнения:

$$\operatorname{div} j = 0. \qquad \text{(III.8)}$$

Рассмотрим электрическое поле в однородной изотропной среде. Предположим, что имеется такая среда с удельным сопротивлением ρ. Введем в нее электрод A, из которого вытекает ток силой I. Допустим, что размеры электрода A малы и его можно рассматривать как точечный, а второй электрод удален (теоретически в бесконечность) и не оказывает влияния на электрическое поле вблизи электрода A. При этих условиях линии тока, исходящие из точки A, будут прямыми, а эквипотенциальные поверхности — концентрическими сферами с центром в точке A. В пересечении с плоскостью чертежа эти сферы дают окружности с центром в точке A (рис. 60).

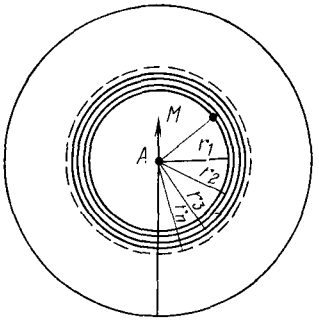


Рис. 60. Электрическое поле в однородной изотропной среде

Определим потенциал в точке M, расположенный на расстоянии r от источника тока A.

Плотность тока j в точке M согласно формуле (III.5)

$$j = I/4\pi r^2, \qquad \text{(III.9)}$$

так как, исходя из формул (III.5) и (III.9),

$$E = -\frac{\partial U}{\partial r} = j\rho,$$

то

$$-\frac{dU}{dr} = \frac{\rho I}{4\pi r^2}.$$

Зная это, потенциал в точке M будет

$$U_M = -\int \frac{\rho I\, dr}{4\pi r^2} = \frac{\rho I}{4\pi r} + C.$$

Так как потенциал в бесконечности равен нулю, т. е. при $r = \infty$, $U = 0$, то постоянная интегрирования $C = 0$. Тогда выра-

жение потенциала в точке M, созданного точечным электродом A, через который протекает ток I, в однородной изотропной среде с удельным сопротивлением ρ примет вид

$$U_M = \frac{\rho I}{4\pi r}. \qquad (III.10)$$

Легко видеть, что если поменять местами точки A и M, т. е. источник тока поместить в точку M и определять потенциал в точке A, то его величина выражается также с помощью уравнения (III.10). Это положение справедливо и для неоднородной среды, оно находит важное практическое применение в электрическом каротаже и известно под названием принципа взаимности.

Измерение кажущегося удельного сопротивления обычными зондами

Для замера сопротивления пород, пересеченных скважиной, используют четырехэлектродную установку AMNB. Три электрода этой установки (A, M, N или M, A, B), присоединенные к концам кабеля и опускаемые в скважину, представляют каротажный зонд. Четвертый электрод B или N (заземление) устанавливают на поверхности вблизи устья скважины (рис. 61).

Через электроды A и B, называемые токовыми, пропускают ток I, создающий электрическое поле в породе; при помощи измерительных электродов M и N регистрируют разность потенциалов ΔU между двумя точками этого электрического поля. Согласно принципу взаимности при каротаже сопротивления допускается взаимная замена токовых и измерительных электродов. Регистрируемая величина при этом является одной и той же.

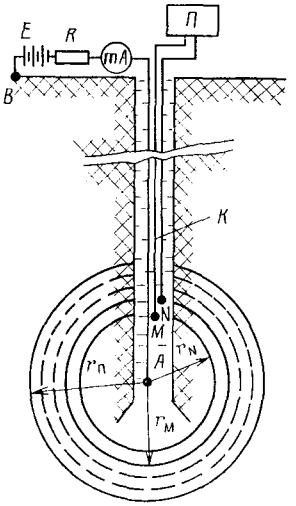


Рис. 61. Схема измерения кажущегося удельного сопротивления

A, B и M, N — токовые и измерительные электроды; $П$ — измерительный прибор; K — трехжильный кабель; E — источник тока; R — сопротивление для установки силы тока в цепи питания; mA — миллиамперметр

Потенциал некоторой точки M, созданный точечным электродом A, через который протекает ток I, в однородной изотропной среде с удельным сопротивлением ρ согласно формуле (III.10) будет

$$U_M = \frac{\rho I}{4\pi r_M}.$$

Подставляя вместо r_M величины AM или AN, получаем потенциал в точке M:

$$U_M = \frac{\rho I}{4\pi AM},$$

и потенциал в точке N:

$$U_N = \frac{\rho I}{4\pi AN}.$$

Если считать электроды зонда точечными, то разность потенциалов между его измерительными электродами M и N будет

$$\Delta U = U_M - U_N = \frac{\rho I}{4\pi}\left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN}\right) = \frac{\rho I}{4\pi}\frac{(AN - AM)}{AM \cdot AN}, \quad (III.11)$$

где $AN - AM = MN$.

Тогда

$$\Delta U = \frac{\rho I}{4\pi}\frac{MN}{AM\,AN}. \quad (III.12)$$

По формуле (III.12) можно вычислить удельное сопротивление однородной среды

$$\rho = \frac{\Delta U}{I}\frac{4\pi AM\,AN}{MN}. \quad (III.13)$$

Все величины, входящие в правую часть формулы (III.13), можно измерить и таким образом определить величину удельного сопротивления среды, что и является целью электрического каротажа по методу сопротивлений. При каротаже разность потенциалов выражается в тысячных долях вольта — милливольтах (мВ), сила тока в тысячных долях ампера — миллиамперах (мА), а расстояния MN, AM и AN в метрах (м), при этом удельное сопротивление будет выражено в ом-метрах (Ом·м).

Приведем формулу (III.13) к виду, в котором она обычно применяется в практике электрического каротажа.

Для этого, полагая, что

$$\frac{4\pi AM\,AN}{MN} = K, \quad (III.14)$$

получим

$$\rho = K\frac{\Delta U}{I}, \quad (III.15)$$

где K — коэффициент зонда — постоянный множитель, зависящий от расстояний AM, AN и взаимного расположения электродов; $\Delta U/I$ представляет собой сопротивление части среды, заключенной между двумя эквипотенциальными поверхностями, проходящими через точки M и N.

Выражение (III.15) справедливо для вычисления истинного удельного сопротивления ρ изотропной и однородной среды. При этом условии значение удельного сопротивления должно оставаться постоянным при любых расстояниях AM и AN.

При каротаже всегда имеют дело с неоднородной средой, состоящей из пластов различного удельного сопротивления и промывочной жидкости, заполняющей скважину. В этих условиях полученный по формуле (III.15) результат является условным (фиктивным) и назван кажущимся удельным сопротивлением (КС или $\rho_к$). Кажущееся удельное сопротивление среды $\rho_к$ численно равно истинному удельному сопротивлению такой однородной среды, показания в которой при заданных зонде и силе питающего тока равны показаниям в данной неоднородной среде. Кажущееся удельное сопротивление зависит от многих факторов: удельного сопротивления и мощности пластов, против которых находится каротажный зонд, диаметра скважины и удельного сопротивления заполняющей ее промывочной жидкости, глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, характера взаимного залегания и сопротивлений смежных пластов, типа и размера зонда, которым проводят измерения.

Кажущееся удельное сопротивление, замеренное в однородной анизотропной среде (см. § 5), не зависит от типа и размера зонда; оно пропорционально среднему удельному сопротивлению анизотропной среды $\rho_{m\,ср}$ и зависит от коэффициента анизотропии λ_a и угла $\left(\frac{\pi}{2}-\alpha\right)$, составленного скважиной и направлением падения пластов.[1]

Значение кажущегося сопротивления при этом определяется формулой

$$\rho_к = \frac{\rho_{mср}}{\sqrt{1+\left(\lambda_a^2-1\right)\cos^2\alpha}}. \qquad (III.16)$$

Из этой формулы следует, что кажущееся сопротивление анизотропной среды, замеренное по перпендикуляру к напластованию $\rho_{к\perp}$, равно истинному удельному сопротивлению этой среды, замеренному в плоскости напластования $\rho_{\parallel}$:

$$\rho_{к\perp} = \frac{\rho_{m\,ср}}{\lambda_a} = \rho_{\parallel}. \qquad (III.17)$$

Если же замер произведен в плоскости напластования, то кажущееся сопротивление $\rho_{к\parallel}$ равно среднему удельному сопротивлению этой среды

$$\rho_{mср} \quad \text{или} \quad \rho_{к\parallel} = \lambda_a\rho_{\parallel}. \qquad (III.18)$$

[1] Угол α—видимый угол падения пород (α—угол, дополняющий до прямого между осью скважины и плоскостью напластования). При вертикальной скважине α равен истинному углу падения пород.

Так как коэффициент анизотропии пород больше единицы (см. § 5), то кажущееся сопротивление в направлении, перпендикулярном к напластованию, меньше кажущегося сопротивления по напластованию $(\rho_{к\perp} < \rho_{к\parallel})$.

Между тем известно, что истинное удельное сопротивление анизотропных пород в направлении, перпендикулярном к напластованию, больше истинного удельного сопротивления по напластованию $(\rho_{\perp} > \rho_{\parallel})$.

Такое несоответствие между значениями кажущихся сопротивлений и истинных называется **парадоксом анизотропии** и вызвано увеличением плотности тока вдоль напластования в направлении повышения электропроводности анизотропных (слоистых) пород. Результаты измерения кажущегося сопротивления пород в скважине изображаются в виде кривой изменения КС вдоль ствола скважины (см. рис. 66, 70).

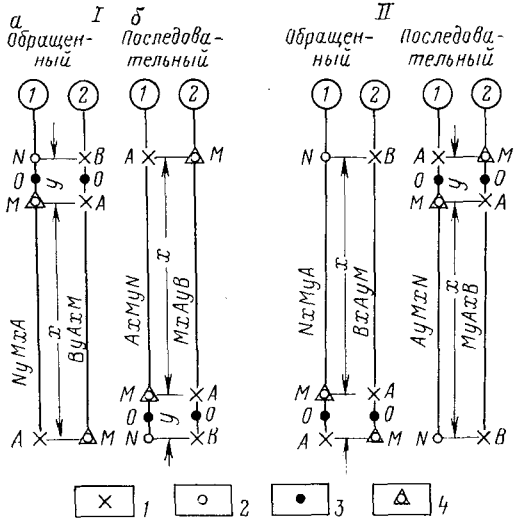


Рис. 62. Обозначение зондов

I — градиент-зонд: *а* — кровельный, *б* — подошвенный; *II* — потенциал-зонд; цифры в кружках: *1* — однополюсный зонд (зонд прямого питания), *2*—двухполюсный (взаимного питания) зонд; *1* — токовые электроды (*A*, *B*); *2*—измерительные электроды (*MN*); *3* — точка записи кажущегося сопротивления; *4* — электроды для замера ПС

Для измерения КС пород при каротаже применяют **зонды** (измерительные установки, содержащие три электрода: *A*, *M*, *N* или *M*, *A*, *B*) различных типов и размеров, из которых выделяют два основных типа: градиент-зонды и потенциал-зонды (рис. 62).

Градиент-зондами называют зонды, у которых расстояние между парными электродами *M* и *N* или *A* и *B* мало по сравнению с расстоянием непарных электродов *A* и *M* или *M* и *A*. Замер кажущихся сопротивлений этим зондом сводится к измерению градиента-потенциала электрического поля электрода *A*. Действительно, при бесконечно малом *MN* формулу (III.13) можно за-

писать так:

$$\rho_к = 4\pi AO^2 \frac{(\Delta U/MN)_{MN\to 0}}{I} = 4\pi AO^2 \frac{E}{I}, \qquad (III.19)$$

где E — составляющая напряженности электрического поля по оси z в точке O или градиент-потенциала с обратным знаком.

Размером градиент-зонда является величина AO; где O — точка записи кривой KC, находящаяся в середине между парными электродами M, N (A, B). От величины AO зависит глубина исследования, которая тем больше, чем больше размер зонда. Градиент-зонд, у которого сближенные парные электроды расположены под непарным, называют подошвенным. При расположении сближенных парных электродов над непарным градиент-зонд называют кровельным. Градиент-зонд, у которого расстояние между парными электродами бесконечно мало, называется идеальным.

Потенциал-зонды — это зонды, у которых расстояние AM мало по сравнению с расстоянием между парными электродами M, N (A, B). Расстояние AM является размером потенциал-зонда. Замер кажущегося сопротивления относят к середине AM. Кажущееся сопротивление в этом случае

$$\rho_к = K \frac{\Delta U}{I} = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \frac{\Delta U}{I} = 4\pi \left(\frac{AM \cdot AN}{MN}\right) \frac{U_M - U_N}{I}. \qquad (III.20)$$

Потенциал-зонд с электродом N, удаленным в бесконечность, называется идеальным. Для такого зонда $AN = \infty$, $MN = \infty$, $U_N = 0$, отсюда

$$\rho_к = 4\pi AM \frac{U_M}{I}. \qquad (III.21)$$

Кажущееся сопротивление при использовании потенциал-зонда определяется потенциалом электрического поля в точке M. Поэтому зонды такого типа и называют потенциал-зондами.

Для условной оценки глубины исследования зондом применяют термин радиус исследования зонда — радиус сферы в однородной среде неограниченной мощности, оказывающей на показания зонда такое же влияние, как и та часть сферы, которая расположена за ее пределами. Исходя из этого считают, что радиус исследования градиент-зондом приблизительно совпадает с его размером AO, а потенциал-зондом соответствует его удвоенному размеру, т. е. $2AM$. Следовательно, при одинаковом размере зондов радиус исследования потенциал-зонда примерно в 2 раза превышает радиус исследования градиент-зонда.

Зонд с одним питающим электродом и двумя измерительными называется однополюсным (или зондом прямого питания), а с двумя питающими электродами и одним измерительным — двухполюсным (или взаимного питания). Коэффициент K при двухполюсном зонде вычисляют по формуле

$$K = 4\pi MA \cdot MB/AB. \qquad (III.22)$$

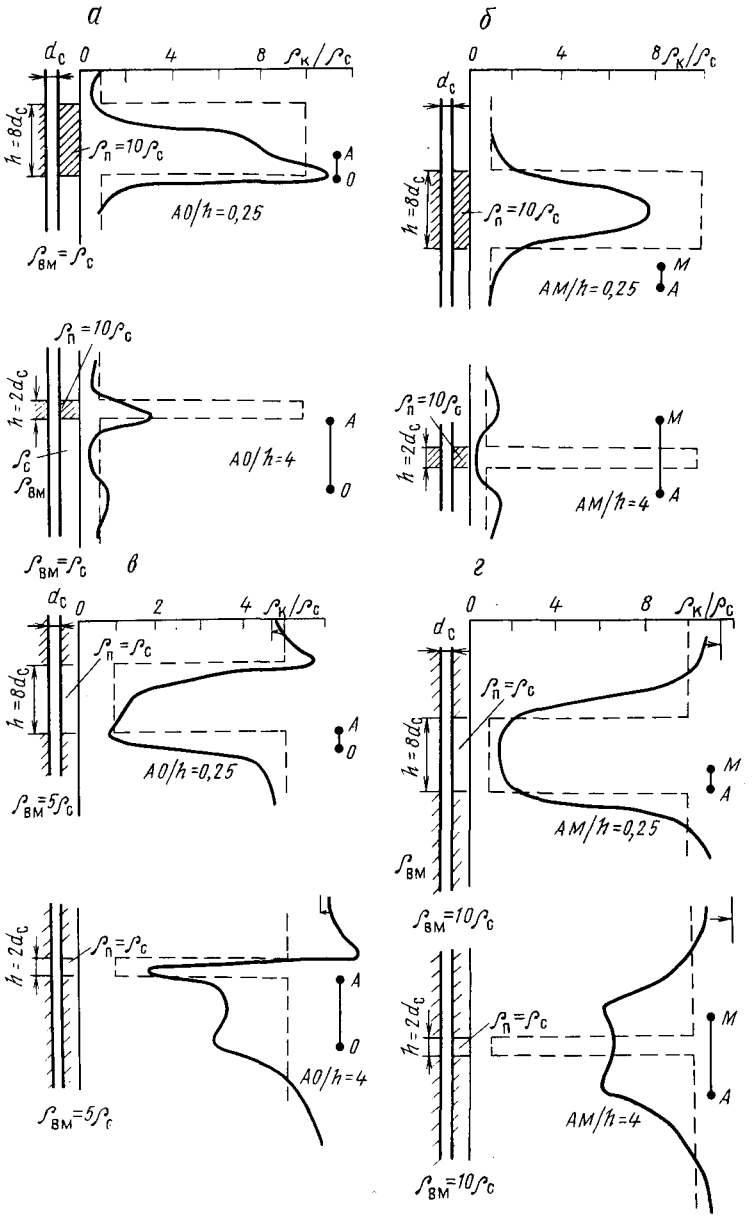


Рис. 63. Кривые сопротивления для однородного пласта с большим (*а*, *б*) и малым (*в*, *г*) сопротивлениями

а, *в* — подошвенный градиент-зонд; *б*, *г* — потенциал-зонд

Зонды записывают по обозначениям электродов в порядке их расположения в скважине сверху вниз, проставляя между ними расстояния в метрах. Так, например, градиент-зонд двухполюсный, подошвенный, у которого верхний электрод является измерительным, а на расстояниях 2,5 и 2,75 м ниже его расположены соответственно первый токовый электрод *A* и второй *B*, будет обозначаться М2, 5АО, 25В.

Кривые кажущегося удельного сопротивления против пластов ограниченной мощности

Величина кажущегося удельного сопротивления, определяющая форму кривой КС, зависит от мощности пласта, типа и размера зонда, его положения относительно границ пласта. На рис. 63 приведены кривые, полученные в результате экспериментальных и теоретических исследований для обычных зондов против однородных пластов ограниченной мощности и различного удельного сопротивления. Условно принято считать пласт мощным, если его размер превышает размеры зонда, тонким, если его мощность меньше или равна его размерам. Если удельное сопротивление пласта соответственно больше или меньше удельного сопротивления вмещающей среды, то пласт квалифицируют как пласт высокого или низкого сопротивления.

Градиент-зонт. Пласт высокого сопротивления. На кривой КС такой пласт отмечается асимметричным максимумом. При замерах подошвенным градиент-зондом кровля пласта соответствует минимальному сопротивлению, а подошва — максимальному. В действительности для реального зонда граница подошвы пласта фиксируется ниже максимума на половину расстояния между сближенными электродами. Тонкому пласту соответствует максимум со слабо выраженной асимметрией. Кровля его находится против точки наиболее крутого подъема кривой, а подошва — несколько ниже максимума. Ниже подошвы пласта на длину зонда наблюдается повышение сопротивления, вызванное экранным максимумом (см. рис. 63).

Пласт низкого сопротивления. Мощный пласт фиксируется на кривой сопротивления асимметричным минимумом. При замерах подошвенным градиент-зондом кровля пласта приблизительно отмечается максимумом, а точнее — ниже него на половину расстояния между сближенными электродами, подошва — минимумом. Для тонких пластов подошва на кривой КС фиксируется по переходу кривой сопротивления от пониженных значений к максимальным (см. рис. 63, *в*).

При измерениях кровельным градиент-зондом кривые сопротивления являются зеркальным отражением кривых, полученных подошвенным градиент-зондом. Определение границ пласта кровельным градиент-зондом производится по тем же правилам, что и в случае подошвенного, но с учетом обратного хода кривой.

Потенциал-зонд. Пласт высокого сопротивления. Пласт мощный отмечается на кривой КС максимумом, симметричным относительно середины пласта. Его границы проводятся симметрично относительно максимума, кровля — на половину длины зонда выше точки перехода от плавного к более крутому подъему кривой, а подошва — на ту же величину ниже этой точки.

Тонкий пласт высокого сопротивления фиксируется снижением сопротивления: некоторое повышение последнего наблюдается выше кровли и ниже подошвы пласта на расстояниях, равных половине длины зонда из-за экранных явлений (см. рис. 63, *б*).

Пласт низкого сопротивления. Такой пласт на кривой кажущегося сопротивления отмечается минимумом, симметричным относительно середины пласта. Его границы проводятся по точкам перехода от крутого спада к плавному пониженному участку кривой с учетом того, что эти точки смещены относительно кровли и подошвы на половину длины зонда. Таким образом, ширина минимума превышает мощность пласта на длину зонда. Выделение границ тонкого пласта малого сопротивления в этом случае затруднительно (см. рис. 63, *г*).

При чередовании пластов, имеющих различные сопротивления, обычное распределение плотности тока в скважине нарушается, происходит перераспределение силовых линий тока и возникают явления экранирования, которые оказывают влияние на величины кажущихся сопротивлений и должны учитываться при интерпретации кривых кажущихся сопротивлений.

На измерения градиент-зондом значительное влияние оказывает соседний пласт высокого сопротивления, расположенный со стороны удаленного электрода. Если расстояние между серединами соседних пластов больше длины зонда, то происходит повышение кажущихся сопротивлений, а если меньше — понижение по сравнению с теми, которые наблюдались бы в случае одиночного пласта (рис. 64).

Против пачки чередующихся пластов большого и малого сопротивлений форма кривой зависит от числа составляющих пачку пластов, их мощности и удельного сопротивления, а также от типа и длины зонда. Форма кривых кажущихся сопротивлений при чередовании пластов достаточно полно изучена на модельных установках [8].

Кажущееся удельное сопротивление различно против разных точек пласта. Для определения истинного удельного сопротивления необходимо выбрать наиболее характерные (существенные) значения КС. Существенными значениями кажущегося сопротивления принято считать среднее $\rho_{к\,ср}$, максимальное $\rho_{к\,max}$ или минимальное $\rho_{к\,min}$ и оптимальное $\rho_{к\,опт}$ (рис. 65).

Среднее значение КС соответствует отношению площади, ограниченной нулевой линией диаграммы и кривой КС против пласта, к его мощности. На практике визуально проводится линия, параллельная нулевой и отсекающая прямоугольник с основанием у ну-

левой линии, равный мощности пласта. Если площадь полученного прямоугольника равновелика искомой, то высота его соответствует среднему значению КС.

Максимальное и минимальное значения КС (экстремальные сопротивления) отсчитывают для пластов, удельные сопротивления которых соответственно больше или меньше, чем у вмещающих пород.

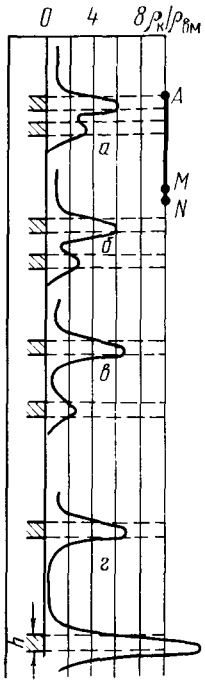
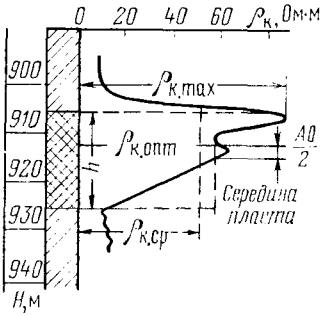


Рис. 64. Кривые сопротивления для двух пластов, мощность которых h меньше длины зонда, записанные подошвенным градиент-зондом ($\rho_п = 10\,\rho_с$ и $\rho_{вм} = \rho_с$)

Мощность прослоя малого сопротивления соответственно равна для: *а — в* — h; 1,5 h; 4h (занижающее экранирование), *г* — 8 h (завышающее экранирование); $AM = 7{,}5\ h$; $MN = h$

Рис. 65. Пример отсчета среднего, $\rho_{к.ср}$ максимального $\rho_{к\,max}$ и оптимального $\rho_{к.\,опт}$ сопротивлений

Показан пласт высокого сопротивления, запись велась кровельным градиент-зондом КО, 25А2, 5М



По кривой сопротивления, полученной потенциал-зондом, максимальное и минимальное значения КС отсчитывают против средней части пласта. По кривым КС, полученным кровельным и подошвенным градиент-зондами, максимальное значение сопротивления отсчитывают соответственно в кровле пласта и его подошве, а минимальное — у границы пласта, расположенной со стороны удаленного электрода.

Оптимальное значение КС наиболее близко к истинному сопротивлению пласта. Оно соответствует величине $\rho_к$ в точке, расположенной выше или ниже середины пласта приблизительно на половину длины зонда при использовании соответственно кровельного или подошвенного градиент-зонда. Величина кажущегося удельного сопротивления пласта конечной мощности зависит от его сопротивления, типа зонда, соотношения длины зонда и мощности пласта, а также расположения зонда относительно границ пласта. Для пласта высокого сопротивления наибольший интерес представляют

средние и максимальные величины $\rho_к$, измеренные градиент-зондом, и максимальные — потенциал-зондом.

Фактические кривые сопротивления, записанные в скважине, имеют более сложную форму, чем расчетные или полученные на моделях. Сложность формы фактической кривой обусловлена неоднородностью пласта и вмещающих пород, изменением диаметров скважины и зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, углом между осью скважины и плоскостью напластования.

Для получения представления о разрезе, вскрываемом скважиной (выделение пластов различного удельного сопротивления и определение их границ), необходимо выделить на фактической кри-

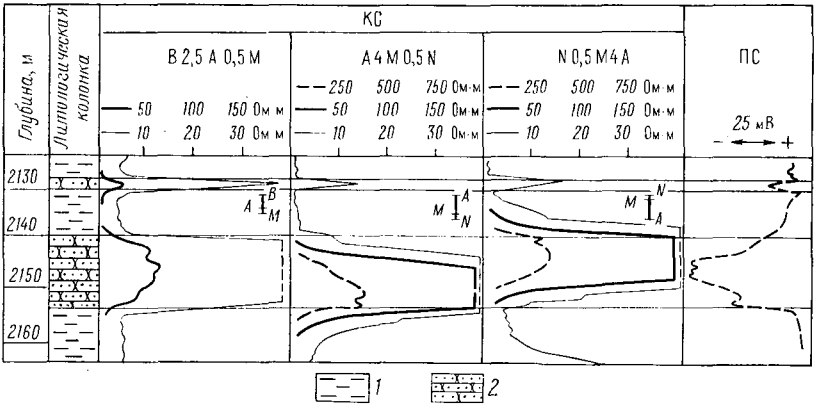


Рис. 66. Фактические кривые сопротивления для двух пластов высокого сопротивления и мощностью, большей и меньшей длины зонда

1 — глина; *2* — песчаник

вой сопротивления основные элементы, известные по расчетным кривым. Это можно сделать в том случае, если известны основные причины, вызывающие осложнение кривой КС, и особенности ее изменения под влиянием различных факторов.

На рис. 66 приведены кривые кажущихся сопротивлений КС, зарегистрированные в скважине при помощи потенциал-зонда В2, 5А0, 5М, подошвенного А4М0, 5N и кровельного N0,5 М4А градиент-зондов. Выделение границ пластов большого и малого сопротивлений выполнено в соответствии с изложенными выше положениями.

Кажущееся удельное сопротивление пласта неограниченной мощности (боковое каротажное зондирование)

Результаты расчета кажущегося удельного сопротивления для пласта неограниченной мощности, выполненного Л. М. Альпиным, представлены в виде кривых, выражающих зависимость $\rho_к$ от раз-

личных определяющих его параметров: а) для непроницаемого пласта — от удельных сопротивлений пласта $\rho_п$ и промывочной жидкости $\rho_с$, диаметра скважины $d_с$ и длины зонда $L_з$; б) для проницаемого пласта при наличии зоны проникновения, кроме перечисленных параметров,— от удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп}$ и ее диаметра D. Эти кривые называются кривыми бокового каротажного зондирования (БКЗ). Такие кривые, сгруппированные по определенному признаку (двухслойные, трехслойные) и выражающие зависимость $\rho_к/\rho_с$ от $L_з/d_с$ для пласта

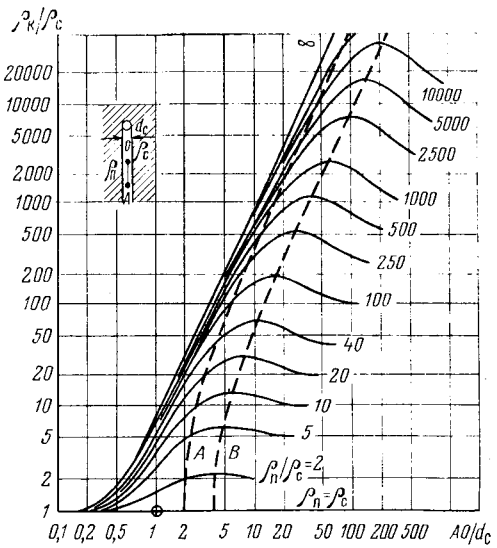
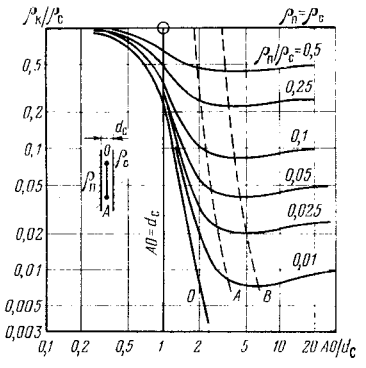


Рис. 67. Палетка БКЗ-1А для градиент-зондов при $\rho_п > \rho_с$ (по Л. М. Альпину)

Рис. 68. Палетка БКЗ-1Б для градиент-зондов при $\rho_п > \rho_с$ (по Л. М. Альпину)



неограниченной мощности, называются палетками БКЗ. Различают кривые БКЗ двух основных типов — двухслойные и трехслойные.

Двухслойные кривые БКЗ рассчитаны для условий, когда проникновение промывочной жидкости в пласт отсутствует. При этом возможны следующие случаи: а) сопротивление промывочной жидкости, заполняющей скважину, меньше сопротивления пласта ($\rho_с < \rho_п$); б) сопротивление жидкости больше сопротивления пласта ($\rho_с > \rho_п$).

Двухслойные расчетные кривые БКЗ сгруппированы в палетки, обозначаемые БКЗ-1А (при $\rho_п > \rho_с$) и БКЗ-1Б (при $\rho_п < \rho_с$) [рис. 67, 68]. Как видно, кривые палеток БКЗ-1 в своей правой части асимптотически приближаются к значениям удельного сопротивления пласта. Изображенная на палетках кривая A характеризует геометрическое место точек пересечения кривых БКЗ с их правыми асимптотами, кривая B — геометрическое место точек (максимумов и минимумов) кривых. Двухслойные кривые БКЗ обоз-

начают одним относительным параметром $\rho_п/\rho_с$, который называется модулем кривой БКЗ и является ее шифром.

Трехслойные кривые БКЗ рассчитаны для случая проникновения промывочной жидкости в пласт. При этом в примыкающей к скважине части пласта образуется зона проникновения, условно принимаемая за цилиндрическую, диаметром D

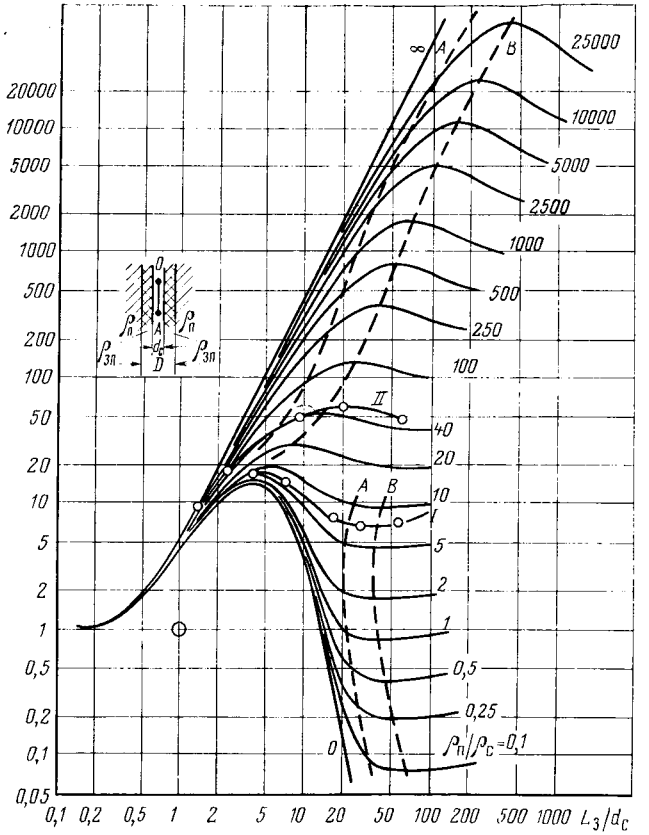


Рис. 69. Палетка БКЗ-4/20 для градиент-зондов (по Л. М. Альпину, С. Г. Комарову)

и удельным сопротивлением $\rho_{зп}$ с промежуточным значением между $\rho_с$ и неизмененной части пласта $\rho_п$. Трехслойные кривые БКЗ определяются пятью параметрами $\rho_п$, $\rho_{зп}$, $\rho_с$, D и $d_с$. Но в связи с тем, что кривые БКЗ строятся в двойном логарифмическом масштабе, их форма и положение на палетках зависят от трех относительных параметров $\rho_{зп}/\rho_с$, $D/d_с$ и $\rho_п/\rho_с$.

При проникновении фильтра промывочной жидкости в пласт возможны два случая: снижение удельного сопротивления (понижающее проникновение) и, наоборот, увеличение его сопротивления (повышающее проникновение). Принадлежность кривой БКЗ к повышающему либо понижающему проникновению промывочной жидкости определяется величиной $\rho_п/\rho_{зп}$. Если $\rho_п/\rho_{зп}<1$, то наблюдается повышающее проникновение, при $\rho_п/\rho_{зп}>1$ — понижающее.

Обычно на одну и ту же палетку наносят кривые, соответствующие повышающему и понижающему проникновению фильтрата промывочной жидкости (рис. 69). Каждая кривая на трехслойной палетке БКЗ изображает зависимость $\rho_к/\rho_с$ от относительного размера зонда $L_з/d_с$ при заданных параметрах $D/d_с$, $\rho_{зп}/\rho_с$ и $\rho_п/\rho_с$, из которых первые два отражают шифр палетки, а третий — шифр кривой. Например, палетка БКЗ с шифром 4/20 означает, что на ней представлен набор кривых зависимости $\rho_к/\rho_с$ от $L_з/d_с$ при $D/d_с = 4$ и $\rho_{зп}/\rho_с = 20$ (см. рис. 69). При повышающем проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт удовлетворяется условие $\rho_с<\rho_{зп}>\rho_п$ (см. рис. 69, *I*) при понижающем $\rho_с<\rho_{зп}<\rho_п$ (см. рис. 69, *II*).

Определение истинного удельного сопротивления пласта

В Советском Союзе для определения удельного сопротивления пластов наряду с другими методами сопротивления широко применяют боковое каротажное зондирование (БКЗ), сущность которого

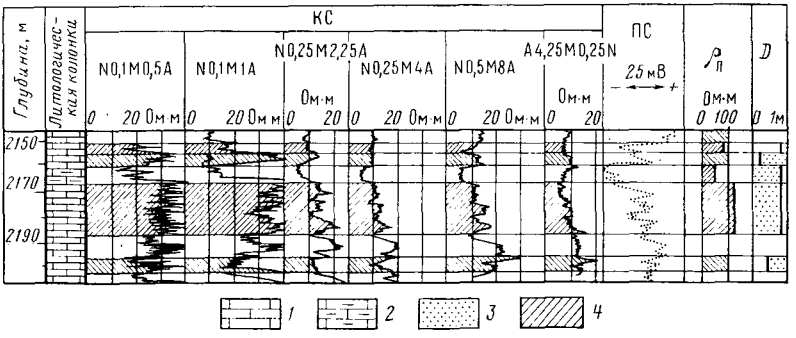


Рис. 70. Кривые сопротивления, записанные при повышающем проникновении фильтрата глинистого раствора в пласт

1 — известняк; *2* — известяк глинистый; *3* — зона проникновения; *4* — интервалы определения удельного сопротивления

заключается в измерении кажущихся удельных сопротивлений несколькими однотипными зондами (градиент-зондами или потенциал-зондами) различной длины против исследуемого интервала (рис. 70). Боковое каротажное зондирование проводят для опреде-

ления истинного удельного сопротивления пластов и выявления проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

На практике БКЗ проводят градиент-зондами, размеры которых соответствуют 1—30 диаметрам скважины. Для равномерного расположения точек на бумаге с логарифмическим масштабом увеличение размеров зонда производится по геометрической прогрессии с показателем, равным 2 или 2,5.

При проведении БКЗ наиболее часто используют следующие градиент-зонды: подошвенные — A0, 4M0, 1N; A1M0, 1N; A2M0, 5N; A4 M, 0,5N; A8M1N или кровельные — N0, 1M0, 4A; N0, 1M1A и т. д. Один из зондов БКЗ соответствует стандартному зонду для данного района, применяемому во всех случаях проведения обычного каротажа методом сопротивления. В зависимости от того, подошвенным или кровельным является стандартный зонд, БКЗ проводят соответственно подошвенными или кровельными градиент-зондами. В интервале проведения БКЗ необходимо определять удельное сопротивление промывочной жидкости резистивиметром и диаметр скважины кавернномером, а также проводить измерение микрозондами. Обработка диаграмм БКЗ заключается в выделении пластов, отсчете существенных значений кажущихся сопротивлений против них и построении кривых зависимости КС от размера зонда — кривых зондирования $\rho_к = f(AO)$. Выделение пластов и уточнение их границ производят по совокупности всех кривых КС, полученных зондами различной длины, с использованием диаграмм ПС, микрозондов и кавернограммы.

Для пластов большой мощности целесообразнее строить кривые зондирования по средним или оптимальным значениям КС (см. рис. 65). Для пластов средней мощности высокого сопротивления ($6 < h < 20$ м) используют средние и максимальные значения, а иногда для уточнения и оптимальные значения КС. Последние могут быть отсчитаны для зондов, размеры которых не превышают 0,8 мощности пласта. Для пластов малой мощности высокого сопротивления ($h < 6$ м) строят экстремальные кривые зондирования.

Кривая зондирования, построенная по средним значениям кажущихся удельных сопротивлений, называется средней по экстремальным — экстремальной, а по оптимальным — оптимальной кривой зондирования. Кривая зависимости КС от длины зонда при бесконечной мощности пласта называется кривой БКЗ. Различают теоретические или расчетные и фактические кривые БКЗ.

Теоретическими называют кривые, построенные на основании расчетных данных при помощи сеточного моделирования или графоаналитическим методом (см. рис. 67, 68, 69). Фактическими называются кривые зондирования, построенные по средним или оптимальным значениям КС, отсчитанным на каротажных диаграммах против однородных пластов большой мощности ($h > 15$—20 м). Такие пласты приравниваются к пластам неограниченной мощности, и кривые зондирования для них соответствуют кривым БКЗ и ин-

терпретируются путем непосредственного их сравнения с теоретическими кривыми БКЗ.

В действительности однородные пласты большой мощности встречаются редко, преобладающее большинство пластов в разрезе имеет средние и малые мощности. В связи с этим кривые зондирования отличаются от кривых БКЗ и интерпретация их не может быть осуществлена путем непосредственного сравнения с теоретическими кривыми БКЗ.

Для интерпретации БКЗ пластов средней мощности используют фактические кривые БКЗ, построенные по специальной методике, разработанной С. Г. Комаровым [8]. Эти кривые отражают зависимость $\rho_к = f\ (AO)$ для пластов, аналогичных по удельному сопротивлению исследуемым, но неограниченной мощности.

Для интерпретации кривых БКЗ в пластах небольшой мощности, сопротивление которых превышает сопротивление вмещающих пород, применяют теоретические максимальные и экстремальные кривые зондирований — палетки ЭКЗ [8, 6].

При интерпретации БКЗ фактическую или экстремальную кривую зондирования сравнивают с теоретическими, среди которых находят кривую, соответствующую интерпретируемой. Это позволяет считать, что интерпретируемая кривая имеет те же параметры, что и теоретическая. На основании этого определяют удельное сопротивление пласта и оценивают наличие или отсутствие проникновения промывочной жидкости в пласт, а при благоприятных условиях устанавливают глубину ее проникновения в пласт.

Полученную фактическую кривую БКЗ сопоставляют вначале с кривыми двухслойной палетки БКЗ-1 (см. рис. 67 и 68). При этом бланк с фактической кривой БКЗ накладывают на палетку так, чтобы начала координат осей кривой и палетки совпадали (рис. 71). Если при этом фактическая кривая совмещается с одной из палеточных кривых или укладывается между двумя соседними расчетными кривыми БКЗ, повторяя их форму, то в пласте нет проникновения промывочной жидкости фактическая кривая БКЗ является двухслойной. Удельное сопротивление такого пласта определяется в точке пересечения фактической кривой БКЗ и кривой *А* палетки (см. рис. 71, кривая *1*).

Если же фактическая кривая БКЗ не совмещается ни с одной из двухслойных кривых БКЗ, то следует предположить наличие проникновения (понижающего или повышающего) промывочной жидкости в пласт. Отличить фактическую кривую БКЗ с повышающим проникновением промывочной жидкости от кривой, характеризующейся понижающим проникновением, относительно легко, если мощность пласта велика. Кривая, соответствующая повышающему проникновению, отмечается крутым спадом после максимума (см. рис. 71, кривая *2*). В случае понижающего проникновения фактические кривые БКЗ с увеличением размера зондов пересекают двухслойные расчетные кривые, переходя от кривых

с меньшими значениями к кривым с большими величинами удельных сопротивлений (см. рис. 71, кривая *3*).

Методика интерпретации БКЗ, основанная на графических построениях, детально разработана С. Г. Комаровым, Л. М. Альпиным и другими и подробно изложена в работах [6, 8]. Наряду с преимуществами эта методика имеет следующие недостатки.

1. Трудность использования результатов измерений другими зондами, кроме обычных (в основном используются только градиент-зонды); между тем для повышения надежности оценки удельного сопротивления пород в дополнение к БКЗ или взамен некото-

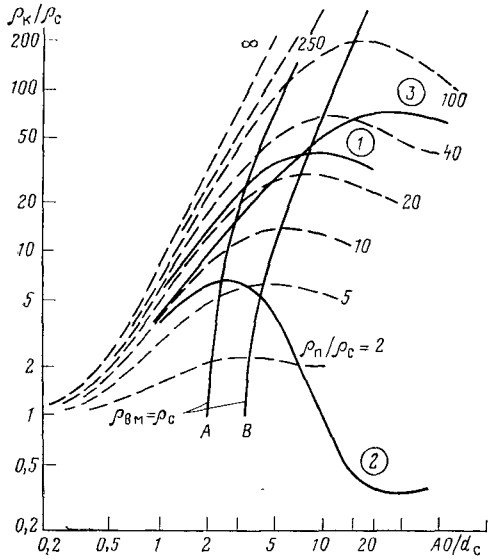


Рис. 71. Положение фактических кривых БКЗ различного типа относительно теоретических [кривых палетки БКЗ-1 (по С. Г. Комарову)

Цифры в кружках — кривые БКЗ: *1* — двухслойная; при проникновении промывочной жидкости; *2* — повышающем; *3* — понижающем

рых зондов из комплекта зондов БКЗ применяют боковой и индукционный каротаж.

2. Неблагоприятные условия для перехода на обработку при помощи универсальных цифровых вычислительных машин (ЭВМ). В связи с этим для определения удельного сопротивления пород наряду с БКЗ широко применяются индукционный, боковой и другие виды каротажа.

Неблагоприятными условиями для использования БКЗ являются: неоднородность разреза (тонкое чередование прослоев различного сопротивления), очень высокое или очень низкое удельное сопротивление пород, малое сопротивление промывочной жидкости (соленые растворы). В этих случаях для определения удельного сопротивления пород и выявления зоны проникновения применяются другие комплексы методов. Наиболее распространенными из них являются методы бокового и индукционного каротажа, которые часто сопровождаются измерениями дополнительных зон-

дов. Методике определения истинного удельного сопротивления по данным КС посвящены многие работы. В данном курсе рассмотрены лишь общие положения.

Кривые кажущихся сопротивлений используются для сопоставления разрезов скважин, определения границ и глубин залегания пластов, а также для удельного сопротивления пород. В ряде случаев при благоприятных условиях по кривым КС, полученным обычными зондами, можно уточнить литологию пород, оценить коллекторские свойства и характер нефтегазоводонасыщенности пласта.

В исследуемом районе для облегчения сопоставления разрезов по данным каротажа обычными зондами необходимо проводить измерения одним или двумя одинаковыми во всех скважинах стандартными зондами. Регистрация кажущихся удельных сопротивлений пород КС и естественных потенциалов ПС в скважине при помощи стандартного трехэлектродного каротажного зонда (установленного экспериментально с учетом геологических условий района) известно под названием стандартного электрического каротажа. Последний является обязательной операцией во всех без исключения скважинах. Стандартный зонд обычно устанавливают в начале бурения первых разведочных скважин. Менять его в дальнейшем весьма нежелательно, так как это затрудняет использование фактического материала по пробуренным скважинам.

Стандартный зонд должен удовлетворять следующим требованиям: 1) на КС должны четко выделяться границы пластов различного сопротивления, 2) $\rho_к$ не должны сильно отличаться от истинных $\rho_п$. Выбор стандартного зонда осуществляется по данным измерений зондами различной длины, в частности материалам БКЗ.

Микрокаротаж

Под микрокаротажем (МК) понимают каротаж сопротивления обычными градиент- и потенциал-зондами малых размеров, расположенными на прижимном изоляционном башмаке (рис. 72). При работе башмак с электродами прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигаются частичное экранирование зонда от промывочной жидкости и уменьшение влияния ее на результат измерений. В средней части башмака микрозонда смонтированы три электрода — A, M и N на расстоянии 25 мм друг от друга. С их помощью по обычной схеме электрического каротажа образуют градиент-микрозонд А 0,025М0,025N и потенциал-микрозонд А0,05М, которыми производят измерения в скважине одновременно (рис. 73).

Регистрируемое микрозондом кажущееся сопротивление вычисляется по формуле (III.15), коэффициент микрозонда K определяется экспериментально. Если учесть, что радиус исследования градиент-микрозонда равен его длине, а потенциал-микрозонда в 2,0—2,5 раза больше ее, то их глубинность составляет соответст-

венно 4 и 10 — 12 см. По замеру двух кривых сопротивления, зарегистрированных микрозондами с различными радиусами исследований, можно получить представление об удельном сопротивлении прилегающей к скважине части пласта и оценить влияние глинистой корки и слоя промывочной жидкости.

Интерпретация кривых МК заключается в детальном расчленении разреза, выделении в нем проницаемых и непроницаемых прослоев, определении удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{пп}$. Если против проницаемого пласта образуется глинистая

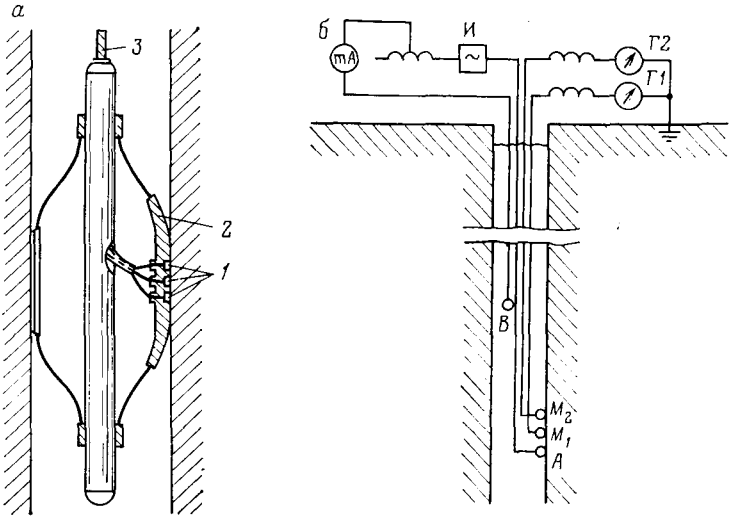


Рис. 72. Принципиальная схема измерений микрозондами

а — общий вид микрозонда: *1* — электроды, *2* — башмак, *3* — кабель; *б* — схема записи: *Г1*, *Г2* — приборы для регистрации кривых

корка, кажущиеся сопротивления, измеряемые потенциал-микрозондом, значительно выше сопротивлений, измеренных одновременно против тех же пластов градиент-микрозондом с заметно меньшим радиусом исследования. Такое превышение сопротивления получило название положительного расхождения (приращения). Оно характерно для проницаемых пластов. Положительное расхождение кривых сопротивления наблюдается также против непроницаемых пластов высокого сопротивления ($\rho_п$ более чем в 25—30 раз превышает $\rho_с$) из-за влияния глинистой пленки, заключенной между башмаком микрозонда и стенкой скважины. Пласт следует считать проницаемым, если имеет место положительное расхождение и удельное сопротивление его части, прилегающей к скважине, превышает сопротивление промывочной жидкости не более чем в 25 раз. Положительное расхождение отмечается чаще всего в проницаемых песчано-алевролитовых пластах

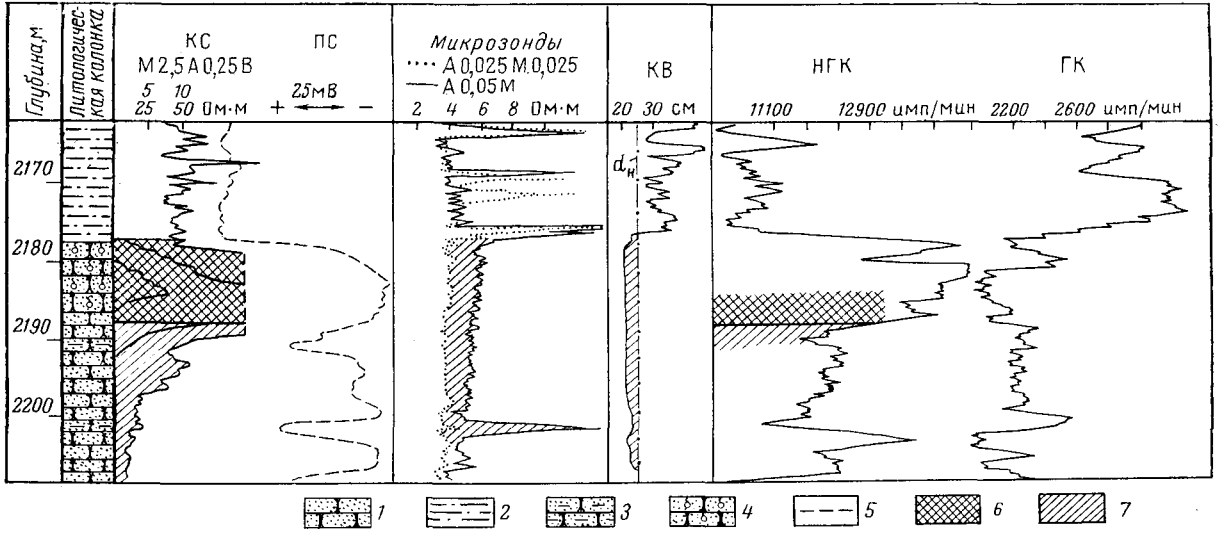


Рис. 73. Пример использования кривых микрозондов в комплексе с другими диаграммами

1 — песчаник; *2* — глина песчаная; *3* — песчаник глинистый; *4* — песчаник газонасыщенный; *5* — граница газ—вода; *6* — газонасыщенная часть пласта; *7* — водонасыщенная часть пласта

с глинистой коркой небольшой толщины и ее сопротивлением, в несколько раз меньшим $\rho_{зп}$ (см. рис. 73, интервалы 2177—2198 м).

При наличии на стенке скважины толстой глинистой корки (свыше 2 см) КС, полученные обоими микрозондами, оказываются заниженными, близкими к сопротивлению глинистой корки, и положительное приращение почти не наблюдается.

На диаграммах сопротивлений, измеренных обычными микрозондами, трудно бывает отличить нефтегазоносную часть пласта от водоносной. Это связано с тем, что проникновение фильтрата в пласт практически не зависит от характера его насыщения. Сопротивление зоны проникновения при этом выравнивается; мало различается по величине в газонасыщенной (см. рис. 73, интервал выше 2188 м) и водонасыщенной (см. рис. 73, интервал ниже 2188 м) частях пласта.

В отдельных случаях сопротивления, измеренные градиент-микрозондом, превышают сопротивления, полученные потенциал-микрозондом, т. е. наблюдается отрицательное приращение, которое характерно для случаев, когда $\rho_с > \rho_п$.

Против глинистых пластов величины кажущихся сопротивлений, измеренные градиент- и потенциал-микрозондами, обычно совпадают и соответствуют удельному сопротивлению глин [1] (см. рис. 73, интервал выше 2177 м). При наличии против глинистого пласта каверн значительных размеров измеренные КС соответствуют чаще всего сопротивлению промывочной жидкости.

На диаграммах микрозондов без признаков расхождения отмечаются также непроницаемые пласты не очень высокого сопротивления (плотные алевролиты, глинистые песчаники, мергели, доломиты, известняки). В плотных породах с нарушенной монолитностью (в трещиноватых, кавернозных карбонатных и песчаных породах) положительное приращение вызывается также неплотным прилеганием башмака с электродами к стенке скважины. Толщина слоя промывочной жидкости, заключенного между изоляционной пластинкой (башмаком микрозонда) и стенкой скважины, может сильно изменяться в зависимости от трещиноватости и кавернозности пласта. В результате диаграммы КС, зафиксированные микрозондами, бывают сильнодифференцированными и характеризуются положительными, а иногда отрицательными расхождениями. Последнее связано с неплотным прилеганием изоляционной пластинки и влиянием на измеренные сопротивления промывочной жидкости, заполняющей скважину. Интерпретация диаграмм микрозондов против трещиноватых пород затрудняется. Существенную помощь в таких случаях оказывают кавернограммы, зарегистрированные в крупном масштабе. Наличие последних

[1] В результате катионного обмена удельное сопротивление глин в непосредственной близости от скважины (в пределах слоя толщиной 2,5—5 см) может несколько измениться, что отмечается на кривых, полученных обычными микрозондами, как положительное расхождение и иногда ошибочно трактуется как признак проникновения фильтрата промывочной жидкости.

облегчает выделение в разрезе проницаемых пластов по сужению диаметра скважины, а трещиноватых и кавернозных пород — по характерной резкой дифференцированности кривой.

Для оценки удельного сопротивления проницаемой части пласта, прилегающей к скважине (промытой зоны $\rho_{пп}$), по результатам измерений микрозондами пользуются специальными палетками. Их составляют на основании данных, полученных на моделях пластов для различных типов микрозондов (рис. 74).

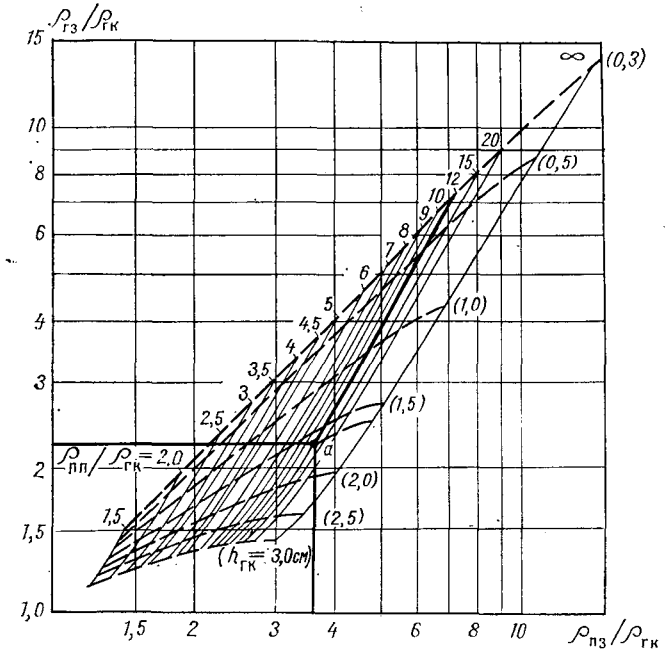


Рис. 74. Палетка для интерпретации данных микрозонда

Диаметр скважины 210 мм; $\rho_{пз}$ и $\rho_{гз}$ — кажущиеся удельные сопротивления, замеренные соответственно потенциал-микрозондом АО, 05М и градиент-микрозондом АО,025М 0, 025N $\rho_{гк}$ — удельное сопротивление глинистой корки

Пример. Определим удельное сопротивление в зоне, прилегающей к стенке скважины в интервале 2177—2188 м (см. рис. 73). Замеренные значения $\rho_{пз} = 5{,}9$ Ом·м и $\rho_{гз} = 3{,}6$ Ом·м, диаметр скважины $d_c = 214$ мм, сопротивление глинистой корки при температуре пласта $\rho_{гк} = 1{,}6$ Ом·м (см. рис. 99).

1. Находим отношения $\rho_{пз}/\rho_{гк} = 3{,}7$ и $\rho_{гз}/\rho_{гк} = 2{,}25$.

2. Зная $\rho_{пз}/\rho_{гк}$ и $\rho_{гз}/\rho_{гк}$, с помощью палетки (см. рис. 74, точка *а*) находим отношение $\rho_{пп}/\rho_{гк} = 12$ ($\rho_{пп} = 7{,}5$ Ом·м) и толщину глинистой корки $h_{гк}$, равную 1,6 см.

Влияние глинистой корки на измерения обычными микрозондами велико. При $h_{гк} \geqslant 2$ см получить достоверные данные об удельном сопротивлении промытой части пласта по замерам КС обыч-

ными микрозондами практически невозможно. Наличие в скважине соленого раствора также ограничивает использование этих кривых для количественной интерпретации. В таких случаях для определения $\rho_{пп}$ и $\rho_{зп}$ применяются микрозонды с фокусировкой тока (боковой микрокаротаж).

Микрокаротаж обычными микрозондами применяют для детального исследования разрезов скважин, заполненных слабоминерализованной промывочной жидкостью. По данным МК решаются следующие задачи: расчленение разреза на проницаемые и непроницаемые пласты, уточнение литологического состава пород, определение границ пластов и их эффективной мощности, оценка $\rho_{пп}$ и $h_{гк}$.

Наиболее благоприятными условиями для применения МК являются вскрытие скважиной терригенного разреза и заполнение ее сравнительно слабоминерализованной промывочной жидкостью. Измерения диаграмм МК сопровождаются замером диаметра скважины каверномером, что облегчает интерпретацию кривых микрокаротажа.

Резистивиметрия скважины

Под резистивиметрией понимают измерение удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину, с помощью скважинного резистивиметра. Если сопротивление жидкости определяют на поверхности, то применяют лабораторный резистивиметр. Значения сопротивления промывочной жидкости необходимы при вычислении истинных удельных сопротивлений пород на основании кажущихся. Сопротивление жидкости замеряют и при определении места притока воды в скважину (см. § 34). Удельное сопротивление жидкости сильно зависит от температуры. Поэтому измерение удельного сопротивления жидкости сопровождается измерением ее температуры. Скважинный резистивиметр представляет собой обычный каротажный зонд малых размеров (расстояние между электродами 2—3 см).

Электродная установка резистивиметра в наиболее простом случае помещается в трубу из изолирующего материала с открытыми торцами, по внутренней поверхности которой расположены три кольцевых электрода A, M и N, образующих однополюсный градиент-зонд (рис. 75).

При перемещении резистивиметра по скважине жидкость свободно циркулирует через трубу, которая служит изолирующим экраном, исключающим влияние среды за пределами определяемого объема жидкости (стенки скважины, обсадной колонны). Измерения резистивиметром выполняют по схеме, аналогичной замеру при обычном электрическом каротаже методом сопротивления. Удельное сопротивление промывочной жидкости находят по формуле (III.15). В результате замера на каротажной ленте регистрируется диаграмма сопротивления промывочной жидкости вдоль ствола скважины.

§ 11. БОКОВОЙ КАРОТАЖ

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

Основные зонды бокового каротажа

Различают боковой каротаж, выполняемый многоэлектродными (семь, девять электродов) и трехэлектродным зондами (рис. 76).

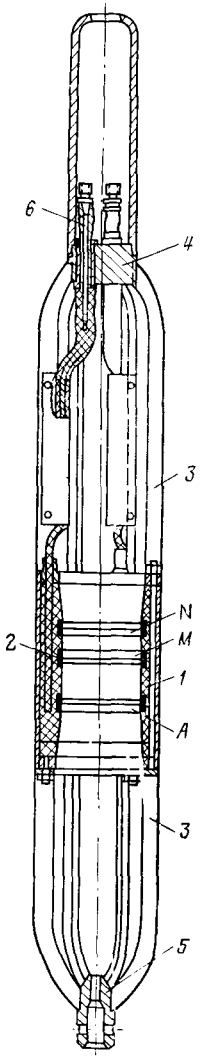
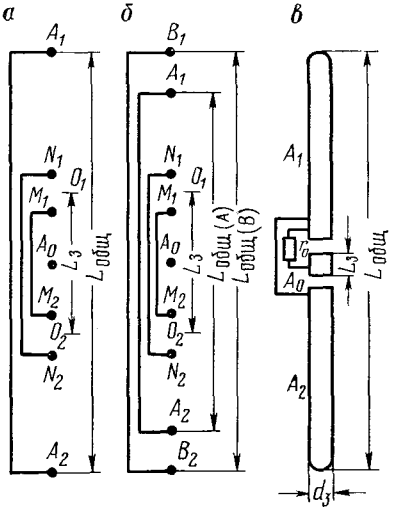


Рис. 75. Общий вид скважинного резистивиметра

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

Рис. 76. Схемы зондов бокового каротажа.

Зонд: *а* — семиэлектродный (БК-7), *б* — девятиэлектродный псевдобоковой (ПБК), *в* — трехэлектродный (БК-3)



Семиэлектродный зонд (см. рис. 76, *а*) состоит из центрального электрода A_0, двух пар измерительных M_1, M_2, N_1, N_2 и одной пары токовых экранных электродов A_1 и A_2.

Электроды каждой пары соединены между собой и симметрично расположены относительно электрода A_0. Через последний пропускают ток силы I_0, который поддерживается постоянным в процессе

регистрации. Через экранные электроды A_1 и A_2 протекает ток $I_э$ той же полярности, но такой силы, чтобы разность потенциалов между электродами M_1 и N_1 или M_2 и N_2 равнялась нулю. Замеряют падение потенциала одного из измерительных электродов M_1, M_2 или N_1, N_2 относительно электрода N, удаленного на значительное расстояние от токовых электродов, чтобы избежать влияния их электрического поля. Выносить электрод N на поверхность нежелательно из-за индуктивных помех.

Результат измерений зондом бокового каротажа относят к точке A_0. За длину зонда $L_з$ принимают расстояние между серединами интервалов M_1N_1 и M_2N_2 (точками O_1 и O_2). Расстояние между экранирующими электродами A_1, A_2 называют общим размером зонда $L_{общ}$. Кроме того, для характеристики зонда введено понятие параметр фокусировки $q = (L_{общ} - L_з)/L_з$.

Кажущееся удельное сопротивление пород находят по данным замера разности потенциалов $\Delta U_{КС}$ и силы тока I_0 через основной центральный электрод A_0 по формуле (III.15). Для определения коэффициента зонда K исходят из известного положения, что в однородной и изотропной среде измеренное сопротивление соответствует истинному. При боковом каротаже благодаря наличию экранных электродов A_1 и A_2 токовые линии распространяются горизонтально в пределах слоя толщиной, равной приблизительно длине зонда (O_1, O_2).

Разность потенциалов между электродами M_1N_1 и M_2N_2 равна нулю, следовательно, сила тока вдоль оси скважины на этом интервале также равна нулю. Дело обстоит так, как будто скважина и прилегающие к ней участки пласта выше и ниже электрода A_0 заменены пробками из изолирующего материала. Напряжение $\Delta U_{КС}$, измеряемое зондом БК, представляет собой падение потенциала от скважины до удаленной точки по пласту. В связи с этим $\rho_к$ зависит в основном от удельного сопротивления пород; влияние скважины и вмещающей среды на результаты измерений при БК снижается. Величины КС, зарегистрированные при БК, более близки к истинным значениям ρ по сравнению с КС, замеренными обычными зондами.

На рис. 77 дано схематическое изображение распределения токовых линий из электрода A_0, расположенного против пласта высокого сопротивления при обычном методе КС (рис. 77, *а*) и БК (рис. 77,*б*). Глубина исследования при боковом каротаже тем больше, чем больше расстояние между экранными электродами A_1 и A_2.

Преимущество БК перед обычным показано на рис. 78. Несмотря на неблагоприятные условия ($\rho_п/\rho_с = 1000$), тонкий пласт четко выделяется на кривой бокового каротажа и слабо выражен на кривых, полученных обычными потенциал- и градиент-зондами.

Размещение электродов в семиэлектродном зонде выражается следующей записью: $A_0 0{,}2 M_1 0{,}2 N_1 1{,}1 A_1$, что соответствует $L_{общ} =$

$= 3$ м, $L_з = 0{,}6$ м, $q = 4$. На диаграмме такой зонд обозначается как L_A3q4.

Девятиэлектродный зонд псевдобокового каротажа (ПБК) обладает малой глубинностью исследования и применяется для изучения зоны пласта, прилегающей к скважине. Это семиэлектродный зонд, на внешней стороне которого находятся два обратных токовых электрода B_1 и B_2, симметрично расположенных относительно центрального A_0 (см. рис. 76, *б*). Через электроды B_1 и B_2 замыкается цепь тока I_0 и $I_э$. В результате токовые линии от центрального электрода A_0 не текут в глубь пласта, а растекаются в непосредственной близости от скважины (слой то-

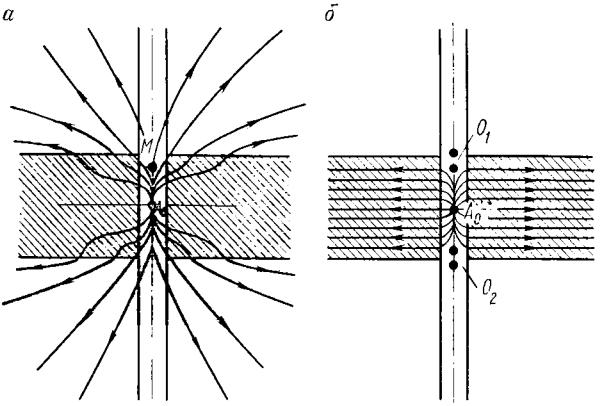


Рис. 77. Распределение токовых линий, выходящих из расположенного против середины пласта высокого сопротивления электрода A_0 обычного зонда *а* и зонда бокового каротажа *б*

ковых линий I_0 с удалением от скважины быстро расширяется). На этом участке происходит значительное падение потенциала, характеризуя в основном удельное сопротивление пласта, прилегающего к скважине.

Размещение электродов в зонде псевдобокового каротажа можно представить следующей записью: $A_00{,}2M_10{,}2N_10{,}2A_10{,}9B_1$, что соответствует $L_{общ} = 1{,}2$ м, $L_з = 0{,}6$ м, $q = 1$. На диаграмме такой зонд обозначается L_B3L_A 1,2 q1.

Трехэлектродный зонд (БК-3) состоит из трех электродов удлиненной формы (см. рис. 76, *в*). Центральный (основной) электрод A_0 и расположенные симметрично ему два экранирующих A_1 и A_2 представляют собой металлические цилиндры, разделенные между собой тонкими изоляционными прослойками. Через электроды пропускают ток, который регулируется так, чтобы потенциалы всех трех электродов поддерживались одинаковыми. Это достигается путем соединения основного электрода A_0 с экранными через малое сопротивление ($r_0 = 0{,}01$ Ом), которое

используется также для измерения силы тока через центральный электрод. Такой зонд можно рассматривать как единое проводящее тело, в котором потенциалы всех электродов равны $(U_{A_1} = U_{A_0} = U_{A_2})$, а токовые линии основного электрода вблизи зонда перпендикулярны к его оси.

Кажущееся удельное сопротивление определяется по разности потенциалов $\Delta U_{КС}$ между электродами A_0 и N, расположенным в удалении, и рассчитывается по формуле (III.15). Результат измерения зондом БК относят к середине электрода A_0.

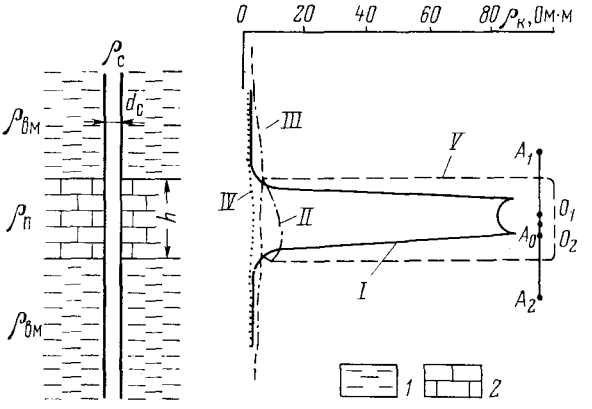


Рис. 78. Сопоставление кривых сопротивлений, полученных против тонкого пласта высокого сопротивления.

I — зонд БК-7 ($L_{общ} = 9\ d_c$; $L_з = 1{,}5\ d_c$; $q = 5$); *II* — градиент-зонд ($A0 = 25\ d_c$; *III* — потенциал-зонд ($AM = 7\ d_c$); *IV* — потенциал-зонд ($AM = 1{,}75\ d_c$); *V* — кривая истинного удельного сопротивления; *1* — глина; *2* — известняк; $\rho_п = 100$ Ом·м; $\rho_{вм} = 3$ Ом·м; $\rho_c = 0{,}1$ Ом·м; $h = 6\ d_c$

Записывая изменение $\Delta U_{КС}$ и поддерживая силу тока I_0 в основном электроде постоянной, получают кривую КС. Коэффициент трехэлектродного зонда, так же как и семиэлектродного, определяют в однородной среде с удельным сопротивлением $\rho_п$, считая $\rho_к = \rho_п$. Характерными для него константами являются длина зонда $L_з$, соответствующая расстоянию между серединами изолированных интервалов (приблизительно длине основного электрода A_0), общая длина зонда $L_{общ}$ и его диаметр $d_з$.

В трехэлектродном зонде, как в семиэлектродном, ток, вытекающий из A_0, вследствие экранирования собирается в почти горизонтальный слой, имеющий форму диска, толщина которого приблизительно равна $L_з$ (рис. 79).

Принципиальная схема аппаратуры бокового каротажа

Блок-схема аппаратуры (АБКТ) для трехэлектродного бокового каротажа дана на рис. 80. Согласно схеме стабилизированный генератор *Г*, находящийся на поверхности, питает электроды зонда переменным током частотой 400 Гц. Для достижения равенства потенциалов всех электродов основной электрод A_0 соединяется с экранным A_1A_2 через малое сопротивление ($r = 0{,}01$ Ом). Напря-

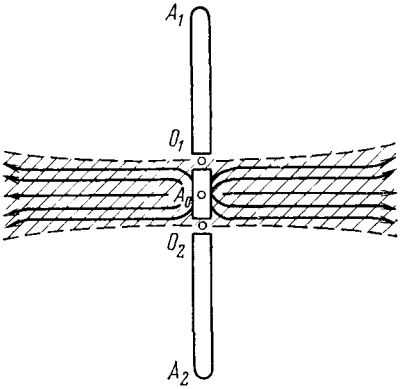


Рис. 79. Распределение токовых линий трехэлектродного зонда бокового каротажа в однородной среде

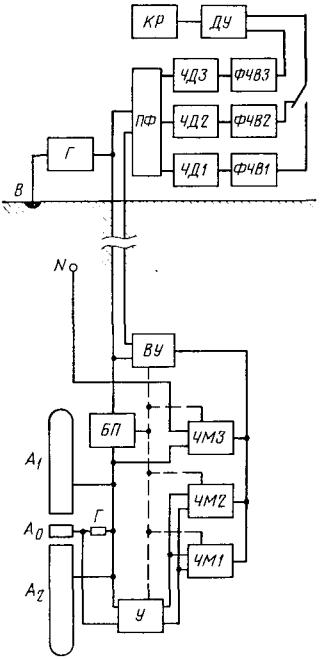


Рис. 80. Блок-схема аппаратуры трехэлектродного бокового каротажа типа АБКТ

жение, пропорциональное току I_0, возникающее на сопротивлении r, усиливается усилителем *У* и поступает на частотные преобразователи *ЧМ1* и *ЧМ2*. Напряжение $\Delta U_{КС}$, возникающее между электродами зонда и удаленным электродом *N*, преобразуется аналогичным частотным преобразователем (модулятором) *ЧМ3*. Выходные сигналы модуляторов по своей частоте превышают частоты напряжения преобразуемого переменного тока и отличаются по частоте один от другого приблизительно в 2 раза. Это ведет к образованию трех измерительных каналов, разделяемых по частотному признаку.

Величина I_0 в ряде случаев изменяется в большом диапазоне, и для ее измерения используются два канала, из которых один имеет чувствительность в 10 раз меньше, чем другой. Этим создаются условия для перекрытия замером всего диапазона изменения I_0. При помощи выходного усилителя *ВУ* сигналы частотных модуля-

торов суммируются, усиливаются и по каротажному кабелю передаются на поверхность. Для питания схемы скважинного прибора постоянным и переменным током в токовую цепь электродов зонда включается блок питания БП.

Суммарный сигнал из скважинного прибора поступает в наземную аппаратуру, где разделяется канальными полосовыми фильтрами *ПФ*. Сигналы, разделенные по каналам, фиксируются частотными детекторами *ЧД1—ЧД3* и выпрямляются фазочувствительными выпрямителями *ФЧВ1—ФЧВ3*. Выпрямленные напряжения, пропорциональные силе тока I_0 и разности потенциалов ΔU, поступают на делящее устройство *ДУ*, при помощи которого производится деление ΔU на I_0. Из *ДУ* напряжение, пропорциональное величине $\Delta U/I_0$, подается на регистратор *КР*, который записывает кривую сопротивления.

Зонд аппаратуры АБКТ характеризуется следующими данными: длиной $A_0 = 0{,}15$ м, $L_{общ} = 3{,}2$ м, $d_з = 0{,}07$ м, ширина изоляционного промежутка 0,03 м.

Аппаратура АБКТ, применяемая при геофизических исследованиях скважин, является в настоящее время комплексной и помимо трехэлектродного БК дает возможность проводить обычный электрический каротаж комплектом зондов БКЗ. Весь комплекс измерений состоит из пяти циклов (спуско-подъемов прибора в интервале исследований), из которых три необходимы для измерения тремя группами зондов БКЗ, один для измерения зондом БК-3 и один — для записи кривой ПС.

Кривые сопротивления при боковом каротаже и определение границ пластов

Кривые сопротивления, получаемые при боковом каротаже, аналогичны кривым, регистрируемым в обычном каротаже потенциал-зондом, улучшение результатов измерений достигается благодаря фокусировке тока.

Расчет $\rho_к$ при БК достаточно сложен. При использовании семиэлектродного зонда необходимо определять поле каждого из токовых электродов — основного и двух экранирующих, а также учитывать, что составляющая напряженности поля по оси скважины в области расположения измерительных электродов равна нулю. Электрическое поле трехэлектродного зонда, представляющего собой поле длинного цилиндрического заземления, не менее сложно, поэтому кривые сопротивления БК и номограммы для определения удельного сопротивления строятся по результатам моделирования на сеточной модели.

Кажущееся удельное сопротивление зависит от типа и характеристики зонда ($L_{общ}$, $L_з$, q), удельных сопротивлений пласта, вмещающих пород, зоны проникновения, промывочной жидкости, а также геометрических размеров этих сред. При распространении тока все названные среды ведут себя как последовательно включен-

ные электрические цепи. Соответственно для мощного пласта

$$\rho_к = G_с\rho_с + G_{зп}\rho_{зп} + G_п\rho_п + G_{вм}\rho_{вм}, \qquad (III.23)$$

где $G_с$, $G_{зп}$, $G_п$, $G_{вм}$ — геометрические факторы соответственно скважины, зоны проникновения, неизмененной части пласта и вмещающей среды.

Против однородного пласта характерными (существенными) значениями кажущегося удельного сопротивления являются максимальное (пласт высокого сопротивления) и минимальное (пласт малого сопротивления). Против неоднородного пласта и пачки пластов в качестве существенных значений принимаются среднее $\rho_{к.\,ср}$ и продольное $\rho_{к.\,пр}$ (или среднее гармоническое) кажущееся сопротивления:

$$\rho_{к.ср} = \frac{h_1\rho_{к1} + h_2\rho_{к2} + \ldots + h_n\rho_{кn}}{h_1 + h_2 + \ldots + h_n}; \qquad (III.24)$$

$$\rho_{к.\,пр} = \frac{h_1 + h_2 + \ldots + h_n}{\frac{h_1}{\rho_{к1}} + \frac{h_2}{\rho_{к2}} + \ldots + \frac{h_n}{\rho_{кn}}}, \qquad (III.25)$$

где $h_1, h_2, \ldots, h_n$ — мощности отдельных прослоев; $\rho_{к1}, \rho_{к2}, \ldots, \rho_{кn}$ — максимальные и минимальные кажущиеся удельные сопротивления против прослоев.

Величина $\rho_{к.\,ср}$ часто определяется по кривой сопротивления путем графического осреднения. Задача облегчается, если кажущиеся сопротивления $\rho_к$ против прослоев отличаются между собой меньше, чем на 25 %. Для получения продольного (среднего гармонического) кажущегося сопротивления (когда сопротивления прослоев различаются между собой более чем на 25 %) используется выражение (III.25).

На рис. 81 показаны характерные кривые сопротивления, записанные трехэлектродным и семиэлектродным зондами при боковом каротаже. Как видно, при одинаковом удельном сопротивлении вмещающих пород кривые КС против однородных пластов высокого сопротивления отмечаются максимумами, которые принимают формы острой пики против тонких пластов ($h \leqslant 4\ d_с$); против мощных пластов ($h > 16\ d_с$) наблюдается горизонтальный интервал в средней части. Если порода, подстилающая пласт и перекрывающая его, имеет различное сопротивление, максимум против пласта высокого сопротивления становится асимметричным, наблюдается снижение сопротивления со стороны породы меньшего сопротивления.

Границы пластов по кривым сопротивления полученным зондом БК-3 (см. рис. 81, *а*) соответствуют точкам на спаде кривой с определенным значением кажущегося удельного сопротивления (граничного сопротивления $\rho_{к.\,гр}$). Величина $\rho_{к.\,гр}$ зависит в общем случае от $\rho_{вм}$, а для понижающего проникновения еще и от диаметра зоны проникновения D. Определить местоположение точки с со-

противлением $\rho_{к.гр}$ визуально трудно, так как эта точка не является характерной для кривой сопротивления.

Для получения $\rho_{к.гр}$ применительно к кривым, записанным зондом аппаратуры АБК-3, используют график, изображенный на рис. 82. При неодинаковом сопротивлении покрывающих и подстилающих пород $\rho_{к.гр}$ определяют отдельно для кровли и подошвы пласта. Если отношение $\rho_п/\rho_{вм}$ или $\rho_{зп}/\rho_{вм}$ меньше двух, кривая

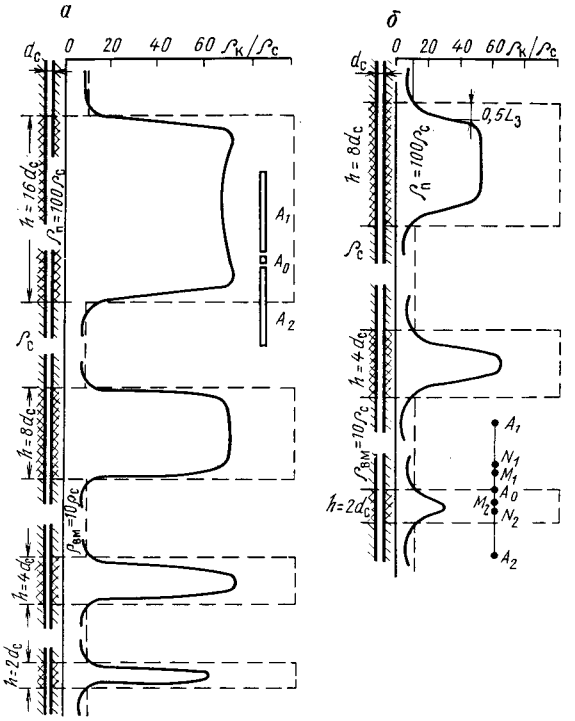


Рис. 81. Кривые сопротивления против одиночного пласта высокого сопротивления, полученные трехэлектродным (*а*) и семиэлектродным (*б*) зондами бокового каротажа

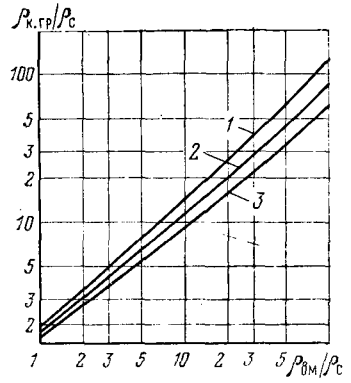
а — $L_{общ} = 15\ d_с$; $L_з = 0{,}75\ d_с$; $d_з = 0{,}43\ d_с$; *б* — $L_{общ} = 8{,}25\ d_с$; $L_з = 2{,}37\ d_с$; $q = 2{,}47$

сопротивления бокового каротажа выполаживается, и указанную методику выделения границ пласта применять нельзя.

Границы пластов по кривым сопротивления, полученным зондом БК-7 проводят на расстоянии 0,5 $L_з$ вверх (кровля) и вниз (подошва) от середины спада (точки перегиба) кривой (см. рис. 81,*б*).

Влияние проникновения фильтрата раствора на показания бокового каротажа зависит от характера и глубины проникновения его в пласт. Понижающее проникновение относительно мало ска-

зывается на величине кажущегося удельного сопротивления и становится заметным лишь при больших ($D/d_c > 6$) глубинах проникновения. Значительно большее влияние на показания БК оказывает повышающее проникновение, которое возрастает с увеличением D/d_c и $\rho_{зп}/\rho_п$. При больших значениях этих величин ($\rho_{зп}/\rho_п > 20$ и $D/d_c > 4$) $\rho_к$ определяется в основном влиянием зоны проникновения, которое, кроме того, возрастает с уменьшением мощности пласта. В случае повышающего проникновения, когда $\rho_{зп} > \rho_п$, ток, прежде чем достигнуть неизмененной части пласта с сопротивлением $\rho_п$, должен преодолеть большое сопротивление



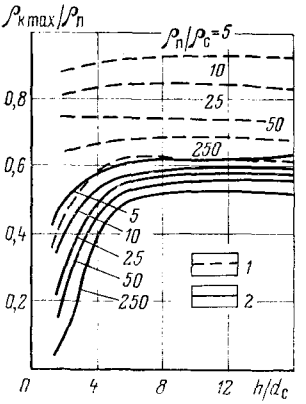


Рис. 82. Зависимость граничных значений кажущегося удельного сопротивления $\rho_{к.гр}$ от удельного сопротивления вмешающей среды $\rho_{вм}$.

1 — $\rho_{к.гр}$ для пластов высокого сопротивления без проникновения и с повышающим проникновением; $\rho_{к.гр}$ для пластов с понижающим проникновением: *2* — $D = 2\,d_c$; *3* — $D = 8\,d_c$

Рис. 83. Кривые зависимости $\rho_{к\,max}/\rho_п$ от h/d_c, полученные трехэлектродным зондом

1 — $\rho_{вм}/\rho_c = 25$; *2* — $\rho_{вм}/\rho_c = 1$; $L_{общ} = 10\,d_c$; $L_з = 0{,}75\,d_c$; $d_з = 0{,}07$ м

в зоне проникновения, что вызывает значительное, часто преобладающее, падение потенциала на этом участке пласта. В результате зона повышающего проникновения оказывает на показания БК решающее влияние. Если $\rho_{зп}$ мало по сравнению с $\rho_п$ (понижающее проникновение), то падение потенциала невелико, и влияние зоны проникновения на показания бокового каротажа существенно уменьшается.

При измерениях трехэлектродным зондом бокового каротажа достаточно большого размера (зонд АБК-3) влияние ограниченной мощности пласта с большим удельным сопротивлением определяется в основном соотношением мощности пласта и диаметра скважины. На рис. 83 показан пример зависимости $\rho_{к\,max}/\rho_п$ от h/d_c для трехэлектродного зонда. Как видно, снижение кажущихся удельных сопротивлений по сравнению с удельными сопротивлениями пла-

стов ограниченной мощности наиболее ярко выражено при $h/d_c<4$ и нарастает с уменьшением h/d_c. Снижение влияния ограниченной мощности пласта на показания кажущегося удельного сопротивления происходит также с увеличением отношения диаметров зонда и скважины $d_з/d_c$.

В общем случае влияние ограниченной мощности пласта на результаты измерений трехэлектродного зонда, так же как и семи-

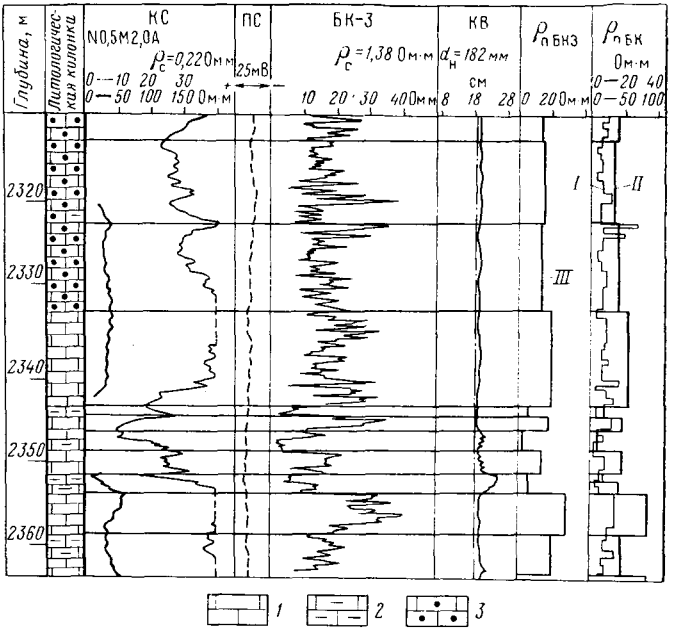


Рис. 84. Сопоставление кривых сопротивления, полученных зондами БК-3, градиент-зондом, и результатов определения удельного сопротивления $\rho_п$ *I, II* — $\rho_{пБК}$ — удельное сопротивление, определенное с помощью БК-3 при дробной и укрупненной разбивках разреза; *III* — $\rho_{пБКЗ}$ — удельное сопротивление, определенное по БКЗ, *1* — известняк глинистый; *2* — известняк нефтенасыщенный; *3* — известняк нефтенасыщенный; $d_н$ — номинальный диаметр скважины

электродного, тем больше, чем меньше $\rho_{вм}/\rho_c$. Из сказанного следует, что определение $\rho_п$ по данным замера одним зондом БК затруднительно, за исключением тех случаев, когда промывочная жидкость не проникает в пласт или при наличии неглубокого понижающего проникновения ($D/d_c<6$).

Боковой каротаж является более совершенным методом, чем каротаж сопротивлений обычными зондами. Он имеет ряд преимуществ при изучении пластов средней и малой мощности, в случаях значительной дифференцированности разреза по сопротивлению и больших значений $\rho_п/\rho_c$, когда пласты, вскрываемые скважиной,

имеют высокое сопротивление, а также при высокоминерализованной промывочной жидкости.

На рис. 84 сопоставлены кривые сопротивления, полученные градиент-зондом N0,5M2,0A и трехэлектродным зондом БК-3. Разрез представлен в верхней части нефтенасыщенными карбонатными породами. Как видно, наилучшей дифференцированностью отличается кривая БК-3, свободная в значительной мере от влияния скважины и отражающая существенную неоднородность разреза.

Боковой микрокаротаж

Под боковым микрокаротажем (БМК) понимают микрокаротаж зондами с фокусировкой тока. На практике применяют четырехэлектродный, двухэлектродный и трехэлектродный

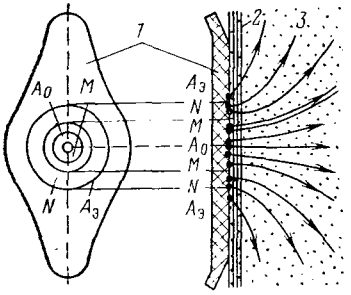


Рис. 85. Схема четырехэлектродного бокового микрозонда

1 — башмак из изоляционного материала; *2* — глинистая корка; *3* — проницаемый пласт с межзерновой пористостью

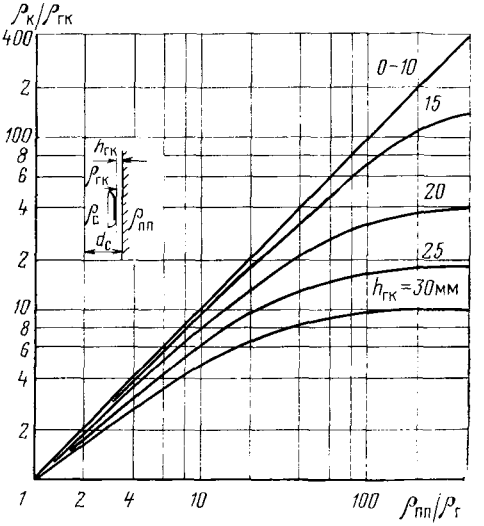


Рис. 86. Палетка микробокового каротажа

боковые микрозонды. Наиболее распространенный четырехэлектродный боковой микрозонд (рис. 85) состоит из центрального электрода A_0, двух кольцевых измерительных электродов M, N и экранирующего $A_э$, смонтированных на башмаке из изоляционного материала. Расстояние между соседними кольцами равно 12,5—25 мм. Центральный электрод A_0 является основным и через него протекает постоянный ток I. Через экранный электрод $A_э$ пропускают ток такой же полярности, как и через центральный: сила тока регулируется так, чтобы разность потенциалов между электродами M и N была равна нулю. Кажущиеся удельные сопротивления получают путем измерения потенциала одного из электродов M или N относительно удаленного измерительного электрода. Измерение четырехэлектродным боковым микрозондом

производится по той же электрической схеме, что и для семиэлектродного зонда БК.

Малые расстояния между электродами в боковом микрозонде обусловливают небольшую глубину исследования. Однако благодаря наличию экранного электрода $A_э$ ток из электрода A_0 распространяется по пласту вблизи скважины пучком, практически перпендикулярным к ее стенке. Вследствие этого заметно уменьшается влияние глинистой корки и пленки промывочной жидкости между башмаком и стенкой скважины. Практически влиянием глинистой корки толщиной менее 8 мм можно пренебречь. Измеряемое кажущееся сопротивление при БМК вычисляется по формуле (III.15), коэффициенты зондов определяются экспериментально.

Интерпретация диаграмм бокового микрокаротажа заключается главным образом в оценке удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{пп}$. В карбонатном разрезе по характеру дифференцированности кривой сопротивления $\rho_{к\ БМК}$ различают плотные и трещиновато-кавернозные породы (против трещиновато-кавернозных пород кривая $\rho_{к\ БКЗ}$ характеризуется резкой дифференцированностью).

На показания бокового микрокаротажа высокопроводящая промывочная жидкость оказывает незначительное влияние, поэтому данный метод является неотъемлемой частью комплекса геофизических работ, выполняющихся в скважинах, которые бурятся на соленом растворе. Для учета влияния на $\rho_{к\ БМК}$ толщины слоя между башмаком и пластом $h_{сл}$ (глинистая корка и слой промывочной жидкости) используются палетки, составленные по результатам моделирования для различных видов микробокового каротажа с учетом их размеров, диаметра скважины и особенностей конструкции. Одна из таких палеток изображена на рис. 86.

Данные бокового микрокаротажа дают возможность измерять значения удельных сопротивлений пород в зоне их непосредственного прилегания к стенке скважины. Это дает возможность по данным $\rho_{пп}$ определить пористость или остаточную нефтенасыщенность пород. Из-за малых размеров зонда экранирование тока на границах пластов существенно снижается, что способствует детальному расчленению разрезов скважин и четкой отбивке границ пластов. На показания микрозондов БМК в отличие от обычных микрозондов влияние высокопроводящей промывочной жидкости сказывается мало. В связи с этим БМК получил наиболее широкое распространение при исследовании скважин, бурящихся на высокоминерализованной промывочной жидкости. Измерения кривых БМК сопровождаются замером d_c микрокаверномером, что облегчает выделение коллекторов и разделение их на гранулярные и трещинные, ведет к уточнению литологии и интерпретации диаграмм сопротивления, полученных микрозондами с фокусировкой тока.

§ 12. ИНДУКЦИОННЫЙ КАРОТАЖ

Индукционный каротаж (ИК) является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. Индукционный каротаж выгодно отличается от каротажа обычными зондами и бокового тем, что применим не только в скважинах, заполненных промывочной жидкостью (проводящей ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом.

Физические основы индукционного каротажа

Измерения при индукционном каротаже производятся с помощью спускаемого в скважину глубинного прибора, состоящего в наиболее простом виде из двух катушек: возбуждающей, питаемой переменным током, и приемной (измерительной), снабженной усилителем и выпрямителем (рис. 87). Электронная схема прибора обеспечивает питание генераторной катушки переменным током частотой 20—80 кГц, усиление и преобразование сигнала измерительной катушки. Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает переменное магнитное поле (прямое или первичное), индуцирующее в окружающих породах вихревые токи. В однородной среде силовые линии тока представляют собой окружности с центром по оси скважины (если ось глубинного прибора совпадает с осью скважины). Вихревые токи в породах создают вторичное магнитное поле.

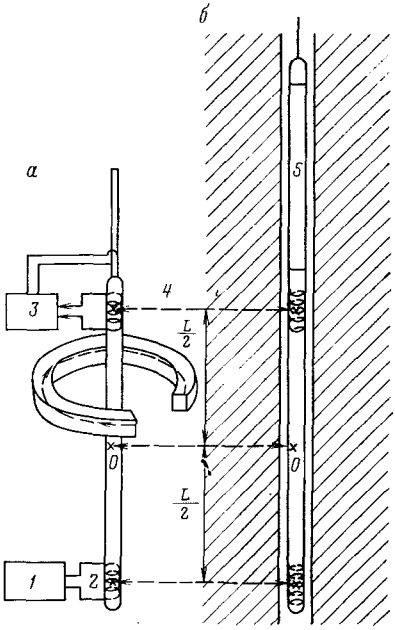


Рис. 87. Принципиальная схема прибора индукционного каротажа

а — пространственная схема; *б* — разрез вдоль оси скважины; *1* — генератор; *2* — генераторная катушка; *3* — усилитель; *4* — приемная катушка; *5* — кожух для усилителя и генератора, *L* — длина зонда

Первичное и вторичное переменные магнитные поля индуцируют ЭДС в приемной катушке. Индуцированная первичным полем ЭДС E_1 является помехой и компенсируется введением в цепь приемной катушки равной ей ЭДС и противоположной по фазе. Остающаяся в измерительной цепи ЭДС E_2, индуцированная вторичным магнитным полем вихревых токов, подается в измерительный

ный преобразователь для усиления и преобразования, после чего посылается по жиле кабеля на поверхность, где записывается регистрирующим прибором.

Амплитуда тока в генераторной катушке в процессе замера поддерживается неизменной, а сила вихревых токов, возникающих в окружающей породе, определяется удельной электрической проводимостью (электропроводностью) породы. Соответственно ЭДС E_2, наведенная вторичным полем в измерительной катушке, в первом приближении пропорциональна электропроводности горных пород $\sigma_п$, следовательно, пропорциональна их удельному сопротивлению. Зарегистрированная по стволу скважины кривая должна характеризовать изменения удельной электропроводности пород в разрезе.

В однородной изотропной среде с удельной электропроводностью $\sigma_п$, когда частота тока питания и проводимость среды невелики (взаимным влиянием вихревых токов можно пренебречь) [8],

$$E_2 = K_п \sigma_п, \qquad (III.26)$$

где $K_п$ — коэффициент зонда.

На практике измеряется не ЭДС E_2, а пропорциональная ей величина получаемого при индукционном каротаже сигнала:

$$E_с = CE_2,$$

где C — коэффициент пропорциональности.

Из формулы (III.26) получаем

$$\sigma_п = E_2/K_п = E_с/CK_п = E_с/K_с, \qquad (III.27)$$

Здесь $K_с$ — коэффициент для перехода от величины сигнала к удельной электропроводности.

Так как среда, окружающая прибор, неоднородна (прослои пород разного сопротивления, промывочная жидкость с сопротивлением, отличающимся от сопротивления окружающей среды, наличие зоны проникновения), то замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость $\sigma_к$ аналогично кажущемуся удельному сопротивлению $\rho_к$. В результате измерений величину сигнала $E_с$ определяют следующим образом:

$$\sigma_к = \frac{1}{\rho_к} = E_с/K_с. \qquad (III.28)$$

Величина коэффициента $K_с$ выбирается с таким расчетом, чтобы в однородной среде $\sigma_к$ соответствовала $\sigma_п$.

Удельная электрическая проводимость выражается в сименсах на метр (См/м). Сименс — проводимость проводника, имеющего сопротивление 1 Ом.

Зонд индукционного каротажа обычно обозначается шифром, первый элемент которого — цифра соответствует числу катушек зонда, второй — буква (Ф, И или Э) обозначает тип зонда, третий элемент — число соответствует длине зонда (расстоянию в метрах между серединами главных катушек).

201

Кривая кажущейся удельной проводимости, регистрируемая в индукционном каротаже, практически линейно отражает изменение проводимости среды. Она соответствует перевернутой кривой кажущихся сопротивлений в практически гиперболическом масштабе сопротивлений. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой против пород, имеющих низкое удельное сопротивление, и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением (рис. 88).

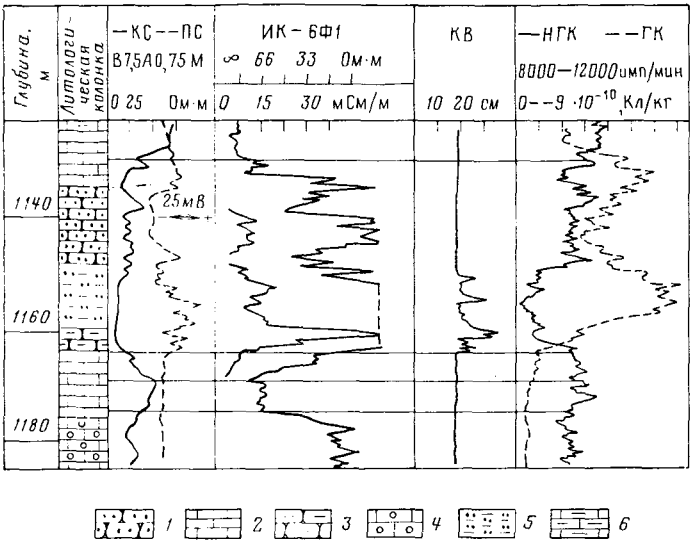


Рис. 88. Сопоставление диаграмм электрического (кривых сопротивления, проводимости и ПС) и радиоактивного каротажа

1 — песчаник; *2* — известняк; *3* — песчаник глинистый; *4* — известняк пористый; *5* — глина песчанистая; *6* — глинистый известняк

Для получения более точных данных об удельной электрической проводимости пород в зонд ИК, кроме двух главных катушек, включают несколько дополнительных генераторных и измерительных катушек, называемых фокусирующими. Назначение дополнительных катушек — в комплексе с главными уменьшить влияние промывочной жидкости, зоны проникновения и вмещающих пород на величину кажущейся проводимости, а также увеличить глубинность исследования.

Существующие скважинные приборы рассчитаны на работу как с трехжильным, так и с одножильным кабелем. Точкой, к которой относятся результаты измерения, является середина расстояния между главными (токовой и измерительной) катушками (точка записи *O*).

Техника измерений при индукционном каротаже

Для проведения индукционного каротажа разработаны и используются несколько видов аппаратуры, различающихся устройством зонда, особенностями схемы и рабочими параметрами. В общем случае аппаратура состоит из скважинного прибора и наземной панели управления, соединяемых кабелем.

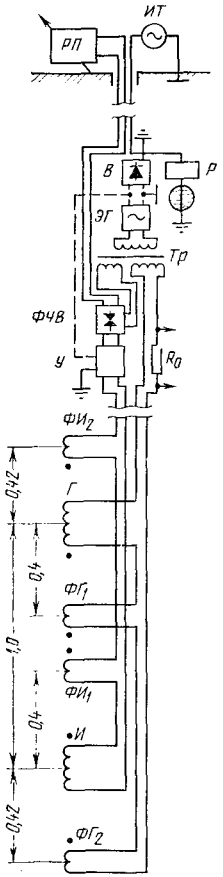


Рис. 89. Схема зонда 6Ф1

На рис. 89 показана блок-схема аппаратуры индукционного каротажа с включением фокусирующих катушек в зонд *6Ф1*.

Зонд содержит две главные (генераторную *Г* и измерительную *И*) и четыре фокусирующие катушки. Расстояние между главными катушками равно 1 м. Внешние фокусирующие катушки $ФГ_2$ и $ФИ_2$ подключены навстречу главным и предназначены для улучшения вертикальной характеристики зонда — уменьшения влияния вмещающих пород при ограниченной мощности пласта. Внутренние фокусирующие катушки $ФГ_1$ и $ФИ_1$ включены согласно (синфазно) с главными и предназначены для корректировки радиальной характеристики зонда. Расстояния между ними указаны в метрах.

Генераторные катушки питаются от электронного генератора *ЭГ* током частотой в несколько десятков килогерц. Для питания схемы скважинного прибора служит источник переменного тока на поверхности *ИТ* (частота 50 и 300 Гц).

Индуцируемая в измерительной катушке ЭДС E_2 усиливается и выпрямляется фазочувствительным выпрямителем *ФЧВ* и подается на регистрирующий прибор *РП*. Составляющая ЭДС E_1 компенсируется и, будучи сдвинута по фазе на 90° относительно тока, питающего генераторные катушки, выпрямителем не пропускается.

Для проверки компенсации ЭДС прямого поля E_1 перед проведением измерений скважинный прибор устанавливают на высоте 1,0—1,5 м от поверхности земли в удалении от металлических предметов и фиксируют на диаграмме положение «нуль в воздухе». При полной компенсации ЭДС E_1 наблюдаемый сигнал в воздухе ($\rho_п = \infty$) должен быть равен нулю.

Электродвижущая сила вторичного поля E_2 в проводящей среде мала по сравнению с ЭДС прямого поля (E_2 составляет доли про-

цента от E_1 уже в средах с удельным сопротивлением больше, 20 Ом·м), поэтому выделить и измерить ее трудно.

В измерительной катушке двухкатушечного зонда электродвижущая сила E_2 может быть представлена в виде векторной суммы двух составляющих: активной, совпадающей по фазе с током питания генераторной катушки, и реактивной, сдвинутой по фазе на 90° относительно питающего тока. Оба этих компонента ЭДС зависят от удельной электропроводности и магнитных свойств горных пород и могут быть использованы для их определения.

При индукционном каротаже, когда задача сводится к определению удельной электропроводности слабомагнитных горных пород, первостепенное значение имеет измерение активной составляющей, более тесно связанной с электропроводностью пород. При низкой электропроводности горных пород активный сигнал практически прямо пропорционален электропроводности среды. Если среда характеризуется высокой электропроводностью, возбуждаемые вихревые токи значительны и взаимодействие магнитных полей вихревых токов приобретает существенное значение. Это приводит к снижению сигнала, регистрируемого прибором индукционного каротажа, и к отставанию активного сигнала от повышения электропроводности. Такое явление известно под названием скин-эффекта.

Реактивная составляющая ЭДС значительно меньше активной и только в высокопроводящей среде достигает больших величин. Для выделения активной составляющей ЭДС пользуются фазочувствительными схемами. Решение этой задачи упрощается тем, что магнитная проницаемость осадочных пород, слагающих разрезы нефтяных и газовых районов, и промывочной жидкости обычно мало отличается от единицы. Исключение составляет лишь промывочная жидкость большой плотности, утяжеление которой достигнуто путем добавок магнетита. Такая жидкость имеет значительную магнитную восприимчивость.

Кажущаяся электрическая проводимость и форма кривой

Для расчета кажущейся удельной электропроводности при индукционном каротаже необходимо учесть эффект распространения электромагнитных колебаний и их затухание, что в общем случае сложно. Согласно теории индукционного каротажа измеряемое напряжение (сигнал) представляет собой сумму ЭДС, наводимых в приемной катушке токами в элементарных кольцах, на которые разбивается пространство системой коаксиальных цилиндров и плоскостей, перпендикулярных к оси скважины. Электродвижущая сила каждого из элементарных колец равна произведению его удельной электрической проводимости $\sigma_п$ и геометрического фактора.

Зная ЭДС сигнала, создаваемого каждым элементарным кольцом, можно рассчитать сигнал, поступающий от всего пространства,— он будет равен сумме сигналов от элементарных колец.

Следовательно, вклад однородного участка среды в общий сигнал определяется его электропроводностью и геометрическим фактором. Последний соответствует сумме геометрических факторов элементарных колец. Такой суммарный геометрический фактор G будет зависеть только от геометрических размеров и взаимного положения среды и зонда. В общем случае показания, обусловленные той или иной средой, приближенно соответствуют произведению удельной электропроводности на ее геометрический фактор. В скважинах, заполненных глинистым раствором или водой, в измерительных катушках возбуждается ЭДС, определяемая суммой ЭДС, возникающих в отдельных составных частях изучаемой среды (стволе скважины, зоне проникновения, неизмененной части пласта и вмещающей породе). Величина кажущейся удельной электропроводности для пласта конечной мощности

$$\sigma_к = \frac{1}{\rho_к} = G_с\sigma_с + G_{зп}\sigma_{зп} + G_п\sigma_п + G_{вм}\sigma_{вм}, \qquad (III.29)$$

где $\sigma_с$, $\sigma_{зп}$, $\sigma_п$, $\sigma_{вм}$ — удельные электропроводности соответственно промывочной жидкости, зоны проникновения, неизмененной части пласта и вмещающих пород; $G_с$, $G_{зп}$, $G_п$, $G_{вм}$ — геометрические факторы скважины, зоны проникновения, неизмененной части пласта и вмещающих пород; их сумма равна единице.

Сигнал, измеряемый при индукционном каротаже, зависит от электропроводности пород, промывочной жидкости и зоны проникновения, мощности пластов, диаметров скважины и зоны проникновения, типа и размера зонда, силы тока питания и частоты поля. Согласно изложенному для оценки сигнала в среде с известным распределением электропроводности достаточно найти геометрические факторы соответствующих участков среды.

В пластах большой мощности электропроводность можно считать постоянной в осевом направлении и изменяющейся по радиусу. В этих условиях решение задачи сводится к изучению комбинации из электрически однородных коаксиальных цилиндрических слоев различной электропроводности. Для такого случая вводится понятие о геометрическом факторе тонкого цилиндрического слоя.

График зависимости геометрического фактора G_r тонкого цилиндрического слоя, толщина которого равна толщине элементарного кольца, от отношения радиуса цилиндра r к длине двухкатушечного зонда приведен на рис. 90, *а*. Эта зависимость показывает относительное влияние тонких цилиндрических слоев разного радиуса. Как видно из графика, при r, значительно меньшем длины зонда $L_з$, геометрический фактор возрастает практически прямо пропорционально радиусу, затем рост замедляется и при $r = 0{,}45L_з$ наблюдается максимум. При дальнейшем увеличении r величина геометрического фактора плавно уменьшается и при $r > 1{,}5\ L_з$ стремится к нулю. Таким образом, по приближенной теории на показания зонда индукционного каротажа основное влияние оказывает концентрический слой породы, заключенный

между радиусами, равными 0,4 $L_з$ и 1,5 $L_з$. С увеличением длины зонда возрастает глубинность исследования ИК. Для ослабления влияния слоев, прилегающих к зонду, применяют фокусирующие катушки. В паре таких катушек под влиянием ближних слоев воз-

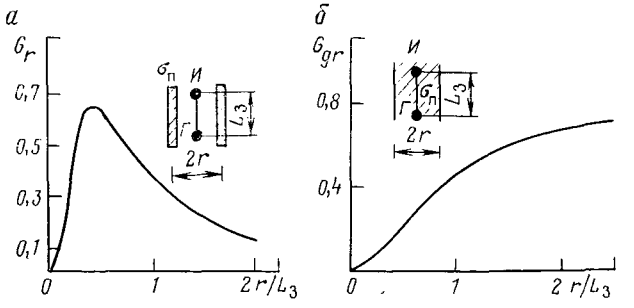


Рис. 90. Графики геометрического фактора тонкого цилиндрического слоя G_r (*а*) и интегрального геометрического фактора G_{gr} (*б*) для двухкатушечного индукционного зонда

Катушки: *И* — измерительная, *Г* — генераторная

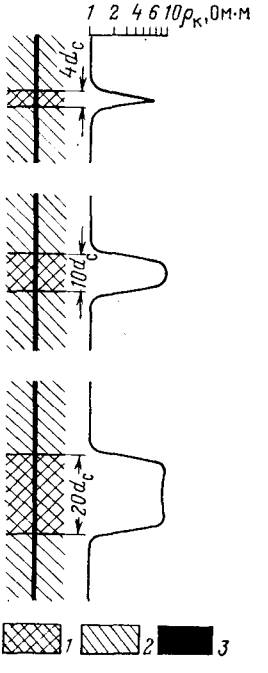


Рис. 91. Экспериментальные кривые индукционного каротажа

$\rho_п$ (в Ом·м): *1—10,2* — 1, *3* — $\rho_c \to \infty$

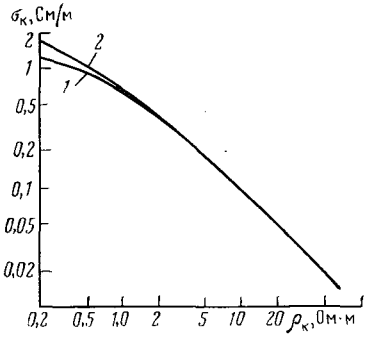
никает сигнал, компенсирующий влияние этих слоев на пару основных катушек.

Для характеристики глубинности исследования зондом индукционного каротажа важно определить геометрический фактор цилиндра G_{gr} (интегральный радиальный геометрический фактор) как функцию отношения его радиуса к длине зонда. Такая зависимость получена для двухкатушечного зонда (см. рис. 90). Из графика следует, что при малых r геометрический фактор цилиндра возрастает как $(r/L_з)^2$, затем рост замедляется и величина геометрического фактора медленно приближается к единице. Этим графиком пользуются для приближенной оценки глубинности исследования, влияния скважины и зоны проникновения.

Форма кривой и определение границ пластов при ИК зависят от характера токовых линий, образующих вокруг оси скважины замкнутые окружности, располагающиеся в плоскости, перпендикулярной к оси прибора. В пластах со слабым наклоном относительно оси скважины токовые линии проходят в одной среде, не

пересекая границ пластов различного сопротивления. На рис. 91 приведены экспериментальные кривые индукционного каротажа для пластов конечной мощности, полученные в скважине, заполненной нефтью. Как видно, кривая индукционного каротажа симметрична. Середины отклонений кривой для пластов большой и средней мощности соответствуют границам пласта.

Характерными (существенными) значениями кривой индукционного каротажа, записанной против пласта конечной мощности,



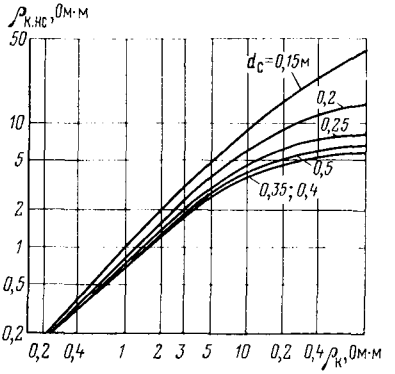


Рис. 92. График для перехода от кажущейся проводимости $\sigma_к$ без учета скин-эффекта к кажущемуся удельному сопротивлению $\rho_к$

Зонды: *1* — 5Ф1,2; *2* — 6Ф1; частота питающего тока $f = 50$ кГц

Рис. 93. Палетка для учета влияния скважины (зонд 6Ф1)

являются показания против середины пласта. В случае неоднородного пласта показания $\sigma_к$ против его средней части осредняются (максимальные и минимальные). При отсчете удобнее пользоваться кажущимися удельными сопротивлениями $\rho_к$. Однако связь между регистрируемым при индукционном каротаже сигналом и проводимостью однородной среды из-за влияния скин-эффекта нелинейна, поэтому перейти от измеряемого сигнала к кажущимся проводимостям или сопротивлениям в явном виде не удается и приходится прибегать к графической зависимости. Для этой цели по линейной шкале на кривой проводимости отсчитывают $\rho_к$, а затем по специальному графику переходят от кажущейся проводимости без учета скин-эффекта к кажущемуся удельному сопротивлению (рис. 92).

Влияние скважины на показания индукционного каротажа в общем случае зависит от $d_с$, $\rho_с$ и отношениям $\rho_п/\rho_с$. В случае высокоминерализованной промывочной жидкости ($\rho_с < 1$ Ом·м) и достаточно высокого удельного сопротивления пород ($\rho_п/\rho_с > 20$) влияние скважины становится заметным и учитывается при интерпретации диаграмм ИК с помощью специальных палеток.

Палетки содержат несколько семейств кривых зависимости исправленного за влияние скважины кажущегося сопротивления непроводящей среды $\rho_{к.\,нс}$ от $\rho_к$ (рис. 93). Для приведения $\rho_к$ к $\rho_{к.\,нс}$, соответствующему условиям скважины, заполненной непроводящей средой (нефть, газ, воздух), поступают следующим образом: по кривой индукционного каротажа определяют существенное значение кажущегося сопротивления; выбирают палетку с соответствующим шифром $\rho_с$; по $\rho_к$ находят $\rho_{к.\,нс}$ для данного $d_с$, используя график, приведенный на рис. 93. При измерениях в пластах мощностью более 2 м зондом 6Ф1 и мощностью 4—5 м зондом 5Ф1,2 влияние вмещающих пород на результаты индукционного каротажа можно не учитывать. В пластах меньшей мощности фактические показания индукционного каротажа необходимо приводить к показаниям против пластов неограниченной мощности.

Влияние зоны проникновения на результаты индукционного каротажа невелико при повышающем проникновении. Понижающее проникновение оказывает значительное влияние, начиная уже с проникновения промывочной жидкости на глубину, превышающую три диаметра скважины ($D > 3\ d_с$). С увеличением отношения части пласта ($\rho_п/\rho_{зп}$) зависимость от понижающего проникновения возрастает. Влияние скважины и зоны проникновения увеличивается во всех случаях с повышением сопротивления пород, слагающих разрез. Это обусловлено характером распределения силовых линий тока при индукционном каротаже. При ИК зона проникновения и неизмененная часть пласта в первом приближении подключены «в электрическую цепь» параллельно, в то время как при боковом каротаже — последовательно [см. формулы (III.23) и (III.26)].

В индукционном каротаже в отличие от других методов сопротивления не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используются непроводящие промывочные жидкости (приготовленные на нефтяной основе), а также в сухих скважинах.

Благоприятные результаты получают при исследовании индукционным каротажем разрезов низкого и среднего сопротивлений и наличии повышающего проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. По диаграммам индукционного каротажа можно более точно определить удельное сопротивление низкоомных водоносных коллекторов и положение водонефтяного контакта. Применение индукционного каротажа ограничено при соленой промывочной жидкости и высоком удельном сопротивлении пород. Разрезы, представленные породами с удельным сопротивлением, превышающим 50 Ом·м, нечетко расчленяются современными серийными глубинными приборами индукционного каротажа.

Индукционный каротаж рекомендуется проводить в комплексе с другими методами сопротивлений, а также с методом ПС. В этом

случае возможно более надежное определение удельного сопротивления пластов малой и средней мощности с проникновением в них фильтрата промывочной жидкости.

§ 13. ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Диэлектрический каротаж (ДК) — электромагнитный каротаж, основанный на измерении кажущейся диэлектрической проницаемости горных пород $\varepsilon_к$, которая численно равна диэлектрической проницаемости такой однородной непроводящей среды, показания в которой равны показаниям в данной неоднородной среде с конечным сопротивлением.

Физические основы и принцип измерений диэлектрического каротажа

Для измерения в скважине кажущихся диэлектрической проницаемости $\varepsilon_к$ и электрической проводимости горных пород $\sigma_к$ используются методы высокочастотного каротажа. Глубинный прибор, спускаемый в скважину, представляет собой трехкатушечный зонд, состоящий из генераторной $Г$ и двух измерительных $И_1$ и $И_2$ катушек (рис. 94). Волна, возбуждаемая генераторной катушкой, распространяясь от источника, частично отражается от стенки скважины, а частично распространяется в породы, слагающие разрез.

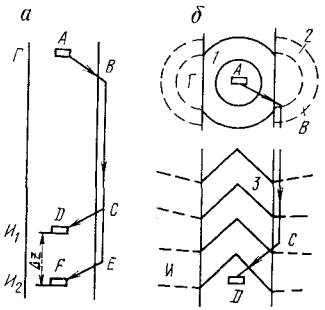


Рис. 94. Схемы глубинного прибора и распространения электромагнитных колебаний в скважине и окружающих породах

а — трехэлементный зонд: *Г* — генераторная катушка, $И_1$, $И_2$ — измерительные катушки, *ABCD* и *ABCEF* — путь волны ΔZ — база зонда; *б* — двухэлементный зонд: *1—3* синфазные поверхности соответственно прямой, проходящей и преломленной (боковой) волн, *ABCD* — путь волн

Волна, распространяющаяся по скважине, быстро затухает, что обусловлено малым диаметром скважины по сравнению с длиной волны (0,3—0,5 м), а также низким сопротивлением промывочной жидкости (0,5—1 Ом·м). В породах, окружающих источник, волна распространяется на значительное расстояние, которое возрастает с увеличением сопротивления. Проходящая волна, скользя по породе вдоль стенки скважины, образует в скважине преломленную (боковую) электромагнитную волну. Скорость распространения преломленной волны соответствует скорости распространения колебаний в породах.

Для зондов, длина которых в несколько раз превышает диаметр скважины, поле в точке измерений определяется преломленной волной. Путь волны от источника до измерительной катушки слагается из участков *AB*, *BC* и *CD*. На участках *AB* и *CD* проис-

ходят затухания и фазовый сдвиг колебаний, обусловленные электрическими параметрами скважины, а на участке BC — параметрами пород. Наличие двух измерительных катушек при регистрации относительных характеристик обеспечивает исключение влияния скважины. При этом записываются следующие относительные величины высокочастотного поля, свободные от влияния скважины:

$$|h_{z_1} - h_{z_2}|/h_{z_1}; \qquad |h_{z_1} - h_{z_2}|/h_{z_2}; \qquad h_{z_1}/h_z;$$
$$\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2,$$

где h — амплитуда суммарного поля; z_1 и z_2 — расстояния до первой и второй измерительных катушек; $|h_{z_1} - h_{z_2}|$ — амплитуда вторичного поля; $\Delta\varphi$ — разность фаз первой (φ_1) и второй (φ_2) измерительных катушек.

В приближенных расчетах разность фаз

$$\Delta\varphi = a_\text{ф}(z_1 - z_2) = a_\text{ф}\Delta z, \tag{III.30}$$

где $a_\text{ф}$ — фазовая постоянная ($a_\text{ф} = \omega\sqrt{\varepsilon\mu}$, где $\omega = 2\pi f$ — частота поля, μ — магнитная проницаемость среды); Δz — база зонда.

Полагая

$$\mu = \mu_0 = 4\pi\cdot 10^{-7}\ \text{Г/м} \quad \text{и} \quad \varepsilon_0 = 10^{-9}/36\ \pi\text{Ф/м},$$

имеем

$$a_\text{ф} = \omega\frac{\sqrt{\varepsilon_\text{отн}}}{c}, \tag{III.31}$$

где $c = 3\cdot 10^8$ м/с; $\varepsilon_\text{отн} = \varepsilon/\varepsilon_0$.

Если параметр, характеризующий отношение между плотностями токов смещения и токов проводимости, $\omega\varepsilon/\sigma_\text{п} \geqslant 1{,}1$, выражение (III.30) с учетом формулы (III.31) записывается следующим образом:

$$\Delta\varphi = \left(\omega\frac{\sqrt{\varepsilon_\text{отн}}}{c}\right)\Delta z,$$

т. е. для определения диэлектрической проницаемости в заданных условиях достаточно получить величины $\Delta\varphi$. При $1{,}1 \geqslant \omega\varepsilon/\sigma_\text{п} \geqslant 0{,}2$ величина $\Delta\varphi$ зависит не только от диэлектрической проницаемости $\varepsilon_\text{п}$, но и от $\rho_\text{п}$ окружающей среды.

Используя различные частоты поля и замеряя фазовые сдвиги и отношения амплитуд полей, определяют диэлектрическую проницаемость [волновой диэлектрический каротаж (ВДК)].

Волновой диэлектрический каротаж

Волновой диэлектрический каротаж (ВДК) проводят в скважине для измерения диэлектрической проницаемости, используя разные характеристики высокочастотного поля. При этом наибольший практический интерес представляют разность фаз $\Delta\varphi$ и амплитуда вторичного поля $|h_{z_1} - h_{z_2}|$. Каждая из них зависит от диэлектрической проницаемости и сопротивления среды (рис. 95). В широко опробованном варианте ВДК в скважине

регистрируется относительная характеристика поля — разность фаз $\Delta\varphi$ на частоте, равной десяткам мегагерц. Для определения величины $\varepsilon_{п.\,отн}$ по $\Delta\varphi$ пользуются палетками, одна из которых изображена на рис. 95. Как видно, при удельном сопротивлении пород менее 40—50 Ом·м для получения $\varepsilon_{п.\,отн}$ надо ввести поправку на величину $\rho_п$; при высоких сопротивлениях в поправке нет необходимости.

Рабочая частота при ВДК должна быть такой, чтобы удовлетворялось соотношение $\omega\varepsilon/\sigma \geqslant 0{,}5$—$0{,}6$, которое обеспечивает достаточно ощутимое влияние токов смещения на поле, и фазовые характеристики определяются в основном влиянием ε. Частоту следует выбирать не слишком высокой, чтобы не вызвать заметного влияния дисперсии на результаты наблюдений и поглощения поля в породах малого сопротивления. При этом необходимо также учитывать соотношение между длиной волны в зоне проникновения и диаметром проникновения, так как оно непосредственно сказывается на глубинности метода.

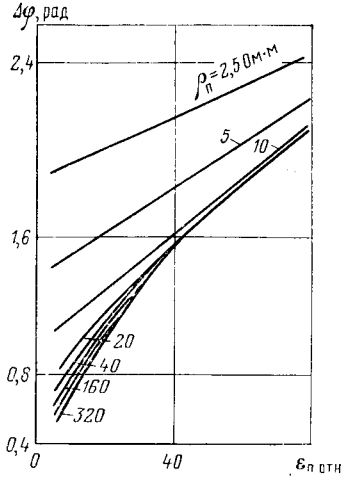


Рис. 95. Зависимость разности фаз $\Delta\varphi$ поля от диэлектрической проницаемости $\varepsilon_{п.отн}$ в однородной среде

Зонд $И_10$, $2И_20$, 8Г, $f = 60$ МГц

Расчетные экспериментальные данные показывают, что при частотах 30—60 МГц сохраняется достаточно четкая зависимость между измеряемыми характеристиками поля и диэлектрической проницаемостью пород. Заметного влияния дисперсии электрических свойств пород с удельным сопротивлением до 100 Ом·м при этом не наблюдается вплоть до $\omega\varepsilon/\sigma = 2$—$3$.

При выборе рабочих частот учитываются также сопротивления пород, слагающих разрез. В разрезах, сложенных породами с сопротивлением до 10 Ом·м и несколько более, для измерения $\Delta\varphi$ целесообразно использовать частоты до 40—60 МГц, при сопротивлении пород до 100 Ом·м и более можно ограничиться частотами 25—30 МГц.

Длина зонда на частотах 30—60 МГц лимитируется затуханием сигнала в пласте и скважине; в породах с удельным сопротивлением около 5 Ом·м сигнал достаточной величины можно получить с помощью зонда длиной до 1,2 м. Разрешающая способность ВДК определяется в основном расстоянием между измерительными катушками (базой зонда Δz).

Для получения $\varepsilon_{п.\,отн} > 10$ с погрешностью $\pm$ 20 % погрешность измерения $\Delta\varphi$ для зонда $И_10{,}2И_20{,}8Г$ на частоте 60 МГц должна составлять $\pm$ 0,06 рад.

Из теоретических расчетов следует, что на показания относительных характеристик поля (сдвиг фаз или отношение амплитуд) скважина не оказывает влияния, если длина зонда (расстояние от генераторной катушки до середины измерительных) в 2—3 раза превышает диаметр скважины. В действительности при выполнении измерений центрированным и нецентрированным зондами получаемые данные различаются при $\rho_c < 1$ Ом·м. Для исключения влияния скважины измерения должны проводиться при центрированном зонде.

Искажения кривых ВДК возможны также в случае, когда измерительные катушки оказываются расположенными в интервалах с различными диаметрами скважин, обусловленными неровностями их стенок и наличием каверн.

Применяемые сейчас зонды ВДК $И_1 0{,}25 И_2 0{,}75 Г$ и $И_1 0{,}3 И_2 0{,}7 Г$ (частота 43 МГц) имеют глубинность исследования 0,3—0,4 м. При больших глубинах проникновения промывочной жидкости в пласт показания ВДК частично или полностью искажаются влиянием зоны проникновения. Различия глубинностей исследований методами ВДК и сопротивлений, влияния скважины и вмещающих пород приводят к заметным погрешностям в оценке $\rho_п$ и, следовательно, $\varepsilon_{п.\,отн}$.

Для повышения эффективности определения $\varepsilon_{п.\,отн}$ рекомендуется проводить два последовательных измерения методом ВДК — зондами длиной 1—1,2 м и 0,5—0,6 м. Этим достигается качественная оценка характера изменений $\varepsilon_{зп.\,отн}$ и $\sigma_{зп}$ с изменением глубины исследования зоны проникновения. Уменьшение этих величин по мере увеличения глубины исследования характерно для нефтенасыщенных пород, постоянное значение $\varepsilon_{п.\,отн}$ — для водонасыщенных.

Интерпретация данных ВДК

В однородной среде разность фаз приближенно оценивается выражением (III.30). Для пород высокого сопротивления при $\omega\varepsilon/\sigma > 1{,}1$ (когда результаты измерений зависят в основном от величины ε) фазовый коэффициент $a_ф$ практически не зависит от проводимости среды и определяется простым соотношением (III.31).

Таким образом, в однородной среде высокого сопротивления

$$\varepsilon_{п.\,отн} = \Delta\varphi^2 c^2 / \omega^2 (\Delta z)^2. \qquad (III.32)$$

Практически этой формулой можно пользоваться при оценке $\varepsilon_{п.\,отн}$ в случае $\rho_п = 30$—50 Ом·м.

В породах малого сопротивления при $\omega\varepsilon_п/\sigma_п < 1{,}1$ фазовый коэффициент $a_ф$ и разность фаз $\Delta\varphi$ зависят не только от $\varepsilon_п$, но и от проводимости пород $\sigma_п$, поэтому $\varepsilon_{п.\,отн}$ находят по палеткам $\sin(\Delta\varphi/2) = f(\rho_п)$ или $\cos\Delta\varphi = f(\rho_п)$, где $\varepsilon_{п.\,отн}$ является шифром кривых (рис. 96).

Кривые изменения $\Delta\varphi/\Delta\varphi_{п.\,одн}$ против пластов с повышенной диэлектрической проницаемостью ($\Delta\varphi_{п.\,одн}$ — разность фаз в одно-

родной среде неограниченной мощности с диэлектрической проницаемостью, присущей исследуемому пласту конечной мощности) изображены на рис. 97. Пласты, обладающие повышенной $\varepsilon_{п.\,отн}$, независимо от мощности отмечаются на кривой $\Delta\varphi/\Delta\varphi_{п.\,одн}$ четким максимумом.

Форма кривой $\Delta\varphi$ зависит от расположения измерительных катушек относительно генераторной и отношения базы зонда к мощности пласта. Тонкий пласт, мощность которого близка к базе зонда ($\Delta z/h \geqslant 1$), отмечается заниженными значениями $\varepsilon_{к.\,отн}$ по

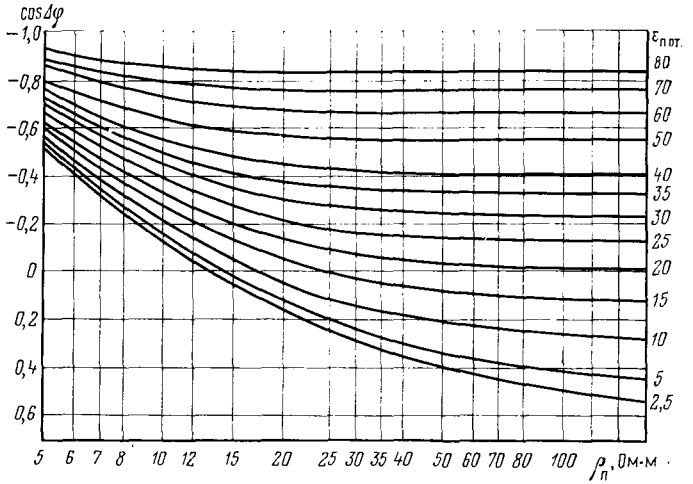


Рис. 96. Палетка для определения диэлектрической проницаемости по известным значениям $\cos\Delta\varphi$ и $\rho_п$

Зонд И,0,25И$_2$0, 75Г; f = 40 МГц (по С. Б. Денисову)

сравнению с действительными $\varepsilon_{п.\,отн}$. При расположении измерительных катушек вверху максимум диэлектрической проницаемости соответствует подошве пласта (см. рис. 97, *а*). С увеличением мощности пласта ($\Delta z/h < 1$) кривая приобретает слабоасимметричную форму со смещением максимума к кровле пласта при расположении измерительных катушек выше генераторной; в средней части пласта значение $\varepsilon_{к.\,отн}$ приближается к $\varepsilon_{п.\,отн}$ (см. рис. 97, *б—г*). Малая база зонда (0,2—0,3 м) и высокая рабочая частота (40—60 МГц) способствуют четкому выделению по кривой ВДК пластов как с низким, так и с высоким $\varepsilon_{п.\,отн}$.

При мощности пласта 1 м и более (зонд И$_1$0,25И$_2$0,75Г) существенными значениями измеряемой величины являются отсчеты в средней части пласта, при мощности пласта менее 1 м — экстремальные значения.

Скважинный прибор ВДК имеет следующие характеристики: рабочую частоту 60 или 43 МГц, измеряемый параметр sin (Δφ/2)*, диапазон измеряемых значений разности фаз 0—180°, минимальный сигнал на входе прибора 3,5 мкВ, максимальный — 150 мкВ, что соответствует 0,05—2,5 единиц интенсивности прямого поля при установленных параметрах генератора. Для измерения используется трехэлементный зонд $И_1 0{,}25 И_2 0{,}75 Г$, в котором предусмотрена возможность изменения его длины и базы. Глубинный прибор рассчитан для работы при температуре до 90 °С и давлении до 40 МПа. Погрешность измерения 2—3°.

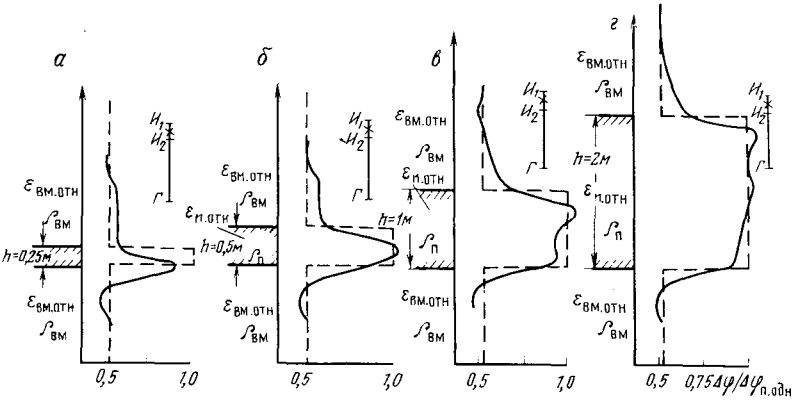


Рис. 97. Кривые разности фаз против пластов с высокой диэлектрической проницаемостью

Зонд $И_1 0{,}2 И_2 0{,}8Г$; $f = 60$ МГц; $\varepsilon_п = 20$; $\rho_п = 20$ Ом·м, $\varepsilon = 5$; $\rho_{вм} = 50$ Ом·м; h (в м): *а* — 0,25, *б* — 0,5 м, *в* — 1, *г* — 2

Масштаб записи подбирается путем установки соответствующей чувствительности регистратора:

$$n = \frac{\sin(\Delta\varphi/2)}{l},$$

где l — отклонение луча регистратора.

Переход от значений sin (Δφ/2) к $\varepsilon_{п.\,отн}$ осуществляется с помощью специальных палеток. Для пород высокого сопротивления, когда измеряемая величина зависит только от ε, масштабная шкала диаграммы может быть выражена в единицах относительной кажущейся диэлектрической проницаемости $\varepsilon_{к.\,отн}$. Обозначение диэлектрической проницаемости в виде $\varepsilon_{к.\,отн}$ принимается в тех случаях, когда при переходе от sin (Δφ/2) к $\varepsilon_{п.\,отн}$ не учитывают такие

* Форма кривых sin (Δφ/2) и cos Δφ практически идентична форме кривых Δφ. Как следует из рис. 95, величина Δφ обычно колеблется в пределах 0,2—1,6 рад. При таких значениях аргумента синус и косинус изменяются практически линейно.

факторы, как влияние зоны проникновения и вмещающих пород, ограничиваясь лишь поправкой за удельное сопротивление пород.

Метод волнового диэлектрического каротажа наиболее эффективен при исследовании месторождений, разрабатываемых с применением внутриконтурного заводнения с использованием пресной воды. Различить в этом случае характер насыщения пласта можно только по величине диэлектрической проницаемости $\varepsilon_{п.\ отн}$, так как удельные сопротивления пластов, насыщенных пресной водой или нефтью, приблизительно одинаковы, а также в скважинах, пробуренных на непроводящих промывочных жидкостях.

Кривые ВДК четко выражены против одиночных пластов и пачек, свободны от явлений экранирования, по ним можно выделять прослои мощностью 0,2—0,5 м. Благоприятными условиями для применения ВДК являются относительно высокое сопротивление промывочной жидкости и сопротивление горных пород более 5 Ом·м.

Ограничения метода — невозможность оценки диэлектрической проницаемости пород с сопротивлением меньше 4—5 Ом·м. В этом случае токи проводимости превосходят по силе токи смещения ($\omega\varepsilon_п/\sigma_п \approx 0{,}2$). Результаты измерений определяются в основном проводимостью пород даже при частоте 60 МГц. Существенным недостатком метода является его малая глубинность. Зоны проникновения диаметром более 0,8—1,0 м значительно искажают результаты измерений зондом ВДК длиной 1 м.

В породах высокого сопротивления, когда $\omega\varepsilon_п/\sigma_п \geqslant (2—3)$, возможно занижение значений $\varepsilon_{п.\ отн}$ и $\rho_п$ из-за дисперсии электрических свойств пород. Наличие глинистого материала во всех случаях независимо от характера насыщения приводит к повышению диэлектрической проницаемости, поэтому для получения более полной геологической информации интерпретация кривой ВДК должна проводиться в комплексе с другими электрическими и радиоактивными методами каротажа.

Диэлектрические методы могут быть использованы при изучении разрезов скважин, обсаженных непроводящими полимерными и асбоцементными трубами, а также сухих скважин или заполненных непроводящей промывочной жидкостью.

§ 14. МЕТОД ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Метод основан на измерении в скважине потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС или СП).

Физические основы метода самопроизвольной поляризации

В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг нее самопроизвольно возникают электрические поля, названные самопроизвольной или собственной поляризацией (естественные потенциалы).

Происхождение естественных потенциалов в скважине обусловлено главным образом диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам (в основном глинистости пород), и на контакте промывочной жидкости в скважине и пластов, поры которых заполнены водой той или иной минерализации.

Диффузионно-адсорбционные потенциалы. Если допустить, что электрическое поле в скважине имеет

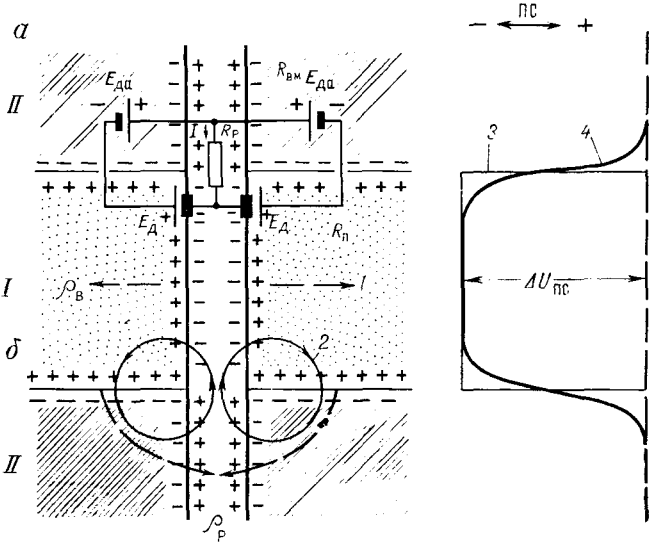


Рис. 98. Образование диффузионно-адсорбционного потенциала на контакте песчаного *I* и глинистого *II* пластов (*б*) и его эквивалентная электрическая схема в тождественных условиях (*а*)

1 — направление диффузии солей; *2* — токовые линии; *3* — график статических потенциалов ПС; *4* — график фактических потенциалов ПС ($\rho_в < \rho_с$)

только диффузионно-адсорбционное происхождение, то для случая, когда минерализация воды песчаного пласта $C_в$ больше минерализации глинистого раствора $C_с$ или (если выразить минерализацию растворов через их сопротивления) $\rho_в < \rho_с$, справедливо схематическое распределение электрического поля (зарядов) в скважине, представленное на рис. 98.

Электродвижущие силы на границе песчаного и глинистого пластов возникают даже при одинаковой минерализации содержащихся в них вод вследствие различия адсорбционных свойств контактирующих сред (глинистый пласт можно рассматривать как мембрану между пластовой водой и промывочной жидкостью).

На рис. 98 схематически показано направление токовых линий, возникающих под влиянием диффузионно-адсорбционных потен-

циалов. Эти линии замыкаются на пересечении стенок скважины с границей пласта, где плотность тока наибольшая. Известно, что уменьшение потенциала происходит в направлении движения тока и в местах максимальной его плотности наблюдается наибольшее изменение потенциала. В данном случае диффузионно-адсорбционный потенциал $E_{да} = K_{да} \lg (\rho_с/\rho_в)$, а диффузионный $E_д = K_д \lg (\rho_с/\rho_в)$ [$K_{да}$ и $K_д$ — коэффициенты соответственно диффузионно-адсорбционного и диффузионного потенциалов (см. § 6)].

Следовательно, суммарные потенциалы в скважине

$$E_{ПС} = E_д - E_{да} = (K_д - K_{да}) \lg (\rho_с/\rho_в) = -K_{ПС} \lg (\rho_ф/\rho_в), \quad (III.33)$$

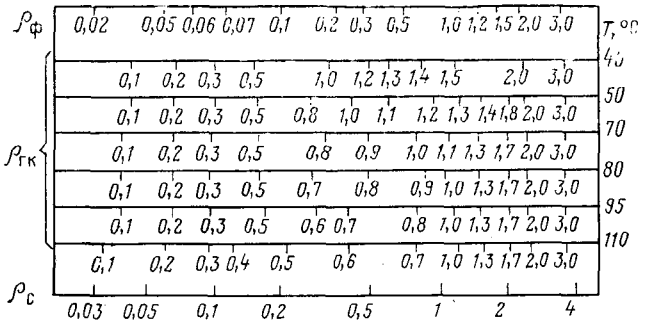


Рис. 99. Палетка для определения удельных сопротивлений фильтрата глинистого раствора $\rho_ф$ глинистой корки $\rho_{гк}$ по удельному сопротивлению глинистого раствора $\rho_с$ (в Ом·м)

где $K_{ПС} = K_{да} - K_д$ — коэффициент статической аномалии ПС или общий коэффициент диффузионно-адсорбционный ЭДС ПС. Знак минус перед величиной диффузионно-адсорбционного потенциала $E_{да}$ связан с тем, что в контуре токовой линии ПС он включен в обратном направлении по отношению к диффузионному потенциалу $E_д$ непосредственного контакта.

В пластах, пересеченных скважиной, в контакт с пластовой водой вступает не глинистый раствор, а его фильтрат. Определение его сопротивления $\rho_ф$ по $\rho_с$ производится с помощью номограммы, построенной по экспериментальным данным (рис. 99).

Пример. Надо определить $\rho_ф$ и $\rho_{гк}$, если $\rho_с = 0{,}6$ Ом·м, при температуре в скважине 70 °С. Проводим вертикальную линию через точку 0,6 на шкале $\rho_с$ и отсчитываем на шкалах $\rho_ф = 0{,}4$ Ом·м и $\rho_{гк} = 0{,}95$ Ом·м.

Если допустить, что в контуре ток отсутствует, то вдоль каждой из сред должно наблюдаться постоянство потенциала. Величина $E_{ПС}$, отражающая амплитуду изменения потенциала естественного поля, является в этом случае статической амплитудой диффузионно-адсорбционного потенциала для чистого песчаного пласта (см. рис. 98, кривая *3*).

Изменение потенциала естественного поля по стволу скважины на границах пластов происходит не скачками, а плавно. Разность потенциалов определяется произведением силы тока на сопротивление участка цепи, поэтому потенциалы, полученные против песчаного пласта и на границе его с глиной, будут различны (см., рис. 98, кривая *4*).

Согласно формуле (III.33) аномалия естественных потенциалов ПС против песчаного пласта имеет отрицательный знак, если глинистый раствор менее минерализован, чем пластовая вода ($\rho_ф > \rho_в$) [прямые ПС], и положительный знак, если глинистый раствор более минерализован, чем пластовая вода ($\rho_ф < \rho_в$) [обратные ПС].

На рис. 98 дана эквивалентная схема электрического поля ПС в скважине. Согласно этой схеме пласт песчаника, залегающий среди глин и пересеченный скважиной, рассматривается как электрохимическая ячейка. Линейные сопротивления $R_{вм}$, $R_п$ и $R_с$ соответственно эквивалентны сопротивлениям вмещающих пород (глин) пласта (песчаника) и столба промывочной жидкости в скважине.

Электродвижущая сила естественного потенциала в скважине

$$E_{ПС} = I\,(R_{вм} + R_п + R_с). \qquad (III.34)$$

На участке скважины с сопротивлением $R_с$ разность потенциалов $\Delta U_{ПС} = IR_с$ соответствует полному изменению потенциала в скважине и является фактической амплитудой аномалии $\Delta U_{ПС}$ в пласте:

$$\Delta U_{ПС} = E_{ПС} - I\,(R_п + R_{вм}). \qquad (III.35)$$

Как видно из формул (III.34) и (III.35), фактическая амплитуда аномалии $\Delta U_{ПС}$ отличается от статической на величину $I/(R_п + R_{вм})$.

Для пластов большой мощности наибольшее сопротивление токовым линиям оказывает промывочная жидкость в скважине, где происходит почти полное падение потенциала и значением $I\,(R_п + R_{вм})$ можно пренебречь. В этом случае $\Delta U_{ПС} \approx E_{ПС}$.

Если мощность пласта мала, его сопротивление становится соизмеримым с величиной сопротивления столба жидкости в скважине и амплитуда отклонения кривых $\Delta U_{ПС} = IR_с$ существенно отличается от статической амплитуды $E_{ПС}$. Это различие сказывается в наибольшей мере, когда пласт имеет малую мощность, а сопротивление пласта и вмещающей среды превышает сопротивление промывочной жидкости, заполняющей скважину. Для учета отклонения $\Delta U_{ПС}$ от $E_{ПС}$ в различных случаях выполнены различные теоретические и экспериментальные исследования. Уравнение (III.33) получено для чистого неглинистого пласта, залегающего в глинистой среде.

Наибольшее значение фактической амплитуды $\Delta U_{ПС}$, приближающееся к $E_{ПС}$, наблюдается против мощного чистого (неглинистого) пласта. При наличии в пласте глинистого материала коэффициент диффузионного потенциала принято обозначать через $K'_{да}$ ($K'_{да} > K_д$). В результате величины $K_{ПС} = K'_{да} - K_{да}$ и фак-

тической амплитуды $\Delta U_{ПС}$ уменьшаются по сравнению с их значениями для чистого пласта. Если $K_{да} = K'_{да}$, аномалии естественного потенциала $\Delta U_{ПС}$ не возникают даже при наличии разницы в минерализации пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости.

На основании выражений (III.33) и (II.60) можно записать

$$E_{ПС} \approx \left(K'_{да} - K_{да}\right) \lg \left(\rho_ф/\rho_в\right) = \left(A'_{да} - A_{да}\right) \lg \left(\rho_ф/\rho_в\right), \qquad (III.36)$$

где $K_{да}$, $K'_{да}$ и $A_{да}$, $A'_{да}$ — коэффициенты соответственно диффузионно-адсорбционного потенциала и активности вмещающей среды и пласта (см. § 6).

Для контакта чистого песчаника с электролитом (глинистым раствором) $A'_{да} = 0$ и $K'_{да} = K_д = -11{,}6$ мВ. Коэффициенты диффузионно-адсорбционного потенциала и активности пород определяются в основном литологическим составом пород (и главным образом глинистостью) и зависят от температуры среды. Это необходимо учитывать при использовании кривой ПС для практических целей. Наибольшее значение коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала $K_{да} = 58$ при $T = 18$ °С [см. формулу (II.57)] и соответствует чистым глинам (число переносов анионов хлора равно нулю).

Наиболее частые величины коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала $K'_{да}$ некоторых горных пород при $T = 18$ °С:

Пески, песчаники (неглинистые)	От — 5 до 10
Песчаники сцементированные, глинистые . .	От 5 до 20
Алевриты, сильноглинистые песчаники . . .	От 10 до 35
Глины, аргиллиты	От 35 до 50

В соответствии с выражением (III.33) наибольшее значение $K_{ПС}$ для чистого неглинистого пласта при $T = 18$ °С будет

$$K_{ПС\,18°С} = -(11{,}6 + 58) = -69{,}6. \qquad (III.37)$$

При различных температурах для тех же условий приближенно считают

$$K_{ПС\,T} \approx -69{,}6\,(T + 273)/291. \qquad (III.38)$$

Соответственно для пласта, представленного неглинистой породой, согласно формулам (III.33) и (III.38)

$$E_{ПС\,T} \approx -69{,}6\,\frac{T + 273}{291} \lg \frac{\rho_ф}{\rho_в}. \qquad (III.39)$$

На основании лабораторных измерений и анализа кривых ПС установлено, что фактические величины $K_{ПС}$ для неглинистых песчаных пластов несколько меньше расчетных. В скважинах могут возникнуть и электродвижущиеся силы фильтрационного происхождения, связанные с фильтрацией промывочной жидкости в пласт или пластовых вод в скважину; окислительно-восстанови-

тельные потенциалы, обусловленные окислительно-восстановительными реакциями, протекающими в горных породах. Эти потенциалы имеют, как правило, ограниченное распространение в разрезах нефтяных скважин и учитываются при количественных расчетах только в особых случаях.

Фильтрационные потенциалы ПС. При фильтрации промывочной жидкости через глинистую корку возникает электродвижущая сила, которая зависит от ряда параметров, из которых основными являются: перепад давления по обе стороны глинистой корки и сопротивление продавливаемой жидкости. Глина также обладает некоторой проницаемостью, что вызывает возникновение ЭДС фильтрации и в них. В результате эффективная фильтрация ЭДС $E_{ф.\,эф}$ представляет собой разность между электродвижущими силами, возникающими против глинистой корки проницаемых пластов $E_{ф.\,п}$ и контактирующих глин $E_{ф.\,гл}$:

$$E_{ф.\,эф} = E_{ф.\,п} - E_{ф.\,гл}. \qquad (III.40)$$

Экспериментальными работами установлено, что в пластах, сложенных песками, песчаниками и другими проницаемыми породами, $E_{ф.\,п}$ составляет десятые доли милливольта при $\Delta p = 0{,}1$ МПа и удельном сопротивлении фильтрующего глинистого раствора $\rho_ф = 1$ Ом·м. Обычно удельное сопротивление глинистого раствора менее 1 Ом·м, к тому же оно в значительной степени компенсируется потенциалами фильтрации, возникающими в глинах. В связи с этим в практической работе из-за их малости потенциалы фильтрации чаще всего не учитываются.

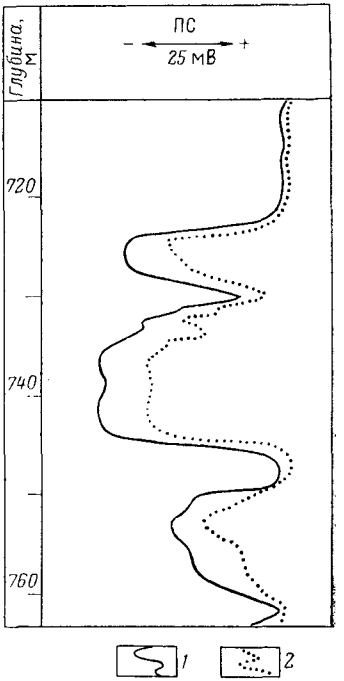


Рис. 100. Запись кривых ПС для выявления фильтрационных потенциалов против проницаемых мелкозернистых песчаников

Уровень промывочной жидкости: *1* — нулевой, *2* — 50 м

Заметное влияние на суммарное значение ПС ЭДС фильтрации $E_{ф.\,эф}$ могут оказывать лишь при слабоминерализованной промывочной жидкости, когда $\rho_ф$ превышает 1 Ом·м при значительном перепаде давления. При этом против проницаемых пластов в большинстве случаев наблюдается увеличение отклонения отрицательной аномалии на кривой ПС. Значение $E_{ф.\,эф}$ не зависит от диаметра пор и их длины и, следовательно, от проницаемости породы.

На рис. 100 показана кривая ПС, записанная при различных уровнях промывочной жидкости для выявления наличия фильтрационных потенциалов в скважине. Скважина заполнена пресной жидкостью с удельным сопротивлением $\rho_c = 4{,}3$ Ом·м при 20 °С; сопротивление пластовой воды при той же температуре $\rho_в = 0{,}25$ Ом·м. Как видно, снижение уровня промывочной жидкости на 50 м вызвало уменьшение амплитуды аномалии ПС, что обусловлено наличием против этих пластов фильтрационных потенциалов.

Окислительно-восстановительные потенциалы. Окислительно-восстановительные ЭДС обусловлены различными химическими и электрохимическими реакциями, протекающими в скважине, они возникают в результате окислительно-восстановительных процессов, происходящих на контакте пород, имеющих электронную проводимость, с электролитами промывочной жидкости и пластовых вод. Такими породами являются пирит и другие сульфиды, магнетит, графит, антрацит и различные сильнометаморфизованные угли.

Окислительно-восстановительные процессы связаны с потерей электронов (окисление) или приобретением их (восстановление).

В разрезах нефтяных скважин окислительно-восстановительные ЭДС не имеют заметного распространения и для изучения таких разрезов малоперспективны.

Измерение потенциалов ПС в скважинах

Измерение естественных потенциалов сводится к замеру разности потенциалов между электродом M, перемещаемым по скважине, заполненной промывочной жидкостью (глинистым раствором, водой), и электродом N, находящимся на поверхности вблизи устья скважины (рис. 101).

Потенциал электрода N практически сохраняется постоянным, и разность потенциалов между электродами M и N $\Delta U_{ПСMN} = U_{ПС\,M} - U_{ПС\,N} = U_{ПС\,M} - \text{const}$.

Разность потенциалов между перемещаемым электродом M и неподвижным N указывает на изменение электрического потенциала вдоль скважины. Причиной этого является наличие в скважине и около нее самопроизвольно возникающего электрического поля.

Регистрируемая кривая естественных потенциалов $\Delta U_{ПС}$ (кривая ПС) показывает изменение величины потенциала электрического поля у электрода M с глубиной. Точка записи $\Delta U_{ПС}$ относится к электроду M. Разность потенциалов ПС измеряется в милливольтах (в мВ). Масштаб записи выражается числом милливольт на 1 см и выбирается с таким расчетом, чтобы амплитуды отклонений аномалий ПС находились в пределах 3—7,5 см. Обычно применяются масштабы 5, 10 и 12,5 мВ/см. Масштабы глубин устанавливаются в соответствии с масштабом, применяемым для кривой КС, и в зависимости от детальности регистрации равен 1 : 500; 1 : 200 и в редком случае 1 : 50.

Кроме естественной разности потенциалов ПС, между электродами M и N в скважине возникает дополнительная разность потенциалов, обусловленная токами помех. Это ведет к непостоянству кривой ПС во времени и ее искажению. Последнее связано с наличием в скважине токов помех различного происхождения. К числу наиболее распространенных из них относятся: электродная разность потенциалов, вызванная поляризацией электродов, переменная ПС, возникающая вследствие препятствий в верхних слоях земной

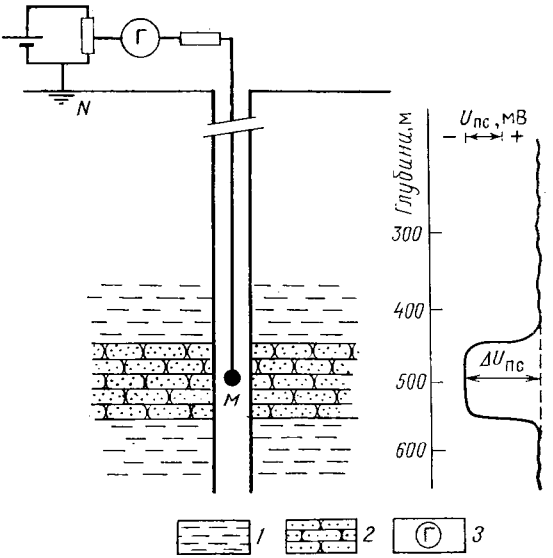


Рис. 101. Принципиальная схема измерения ПС.
1 — глина; *2* — песчаник; *3* — регистрирующий прибор

коры блуждающих токов, связанных с работой агрегатов постоянного тока, расположенных вблизи скважины, и наличием переменных земных (теллурических) токов, помех, связанных с намагниченностью лебедки, гальванокоррозией грузов и др. При записи кривой ПС принимаются соответствующие меры для исключения или существенного ограничения факторов, искажающих кривую ПС (6).

Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным градиент- или потенциал-зондом, размеры которых устанавливаются в зависимости от геолого-геофизических условий района. Операция совместной регистрации таких кривых получила название — стандартный электрический каротаж.

Кривые потенциалов ПС

Форма и амплитуда отклонения кривой ПС зависят от различных факторов, влияющих на распределение силовых линий тока и падение потенциала в изучаемой среде. К ним относятся мощность пласта, диаметр скважины, сопротивления пласта, вмещающих пород, промывочной жидкости и пластовой воды, проникновение фильтрата глинистого раствора в пласт и др.

Форма и амплитуда кривой ПС. Величину амплитуды аномалий ПС $\Delta U_{ПС}$ отсчитывают от линии глин, называемой условно нулевой линией. Эта линия, которая является обычно прямой, проводится против мощных пластов глин. В них амплитуда отклонения кривой ПС близка к величине ЭДС $E_{ПС}$, в тонких пластах — меньше $E_{ПС}$; чем меньше мощность пласта, тем больше различие между этими величинами (рис. 102).

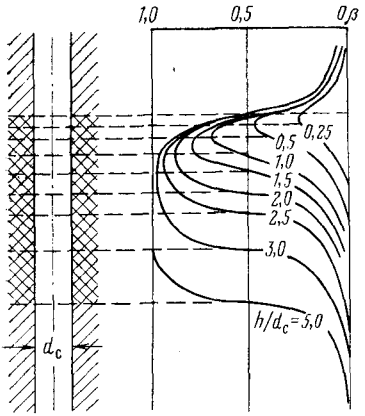


Рис. 102. Теоретические кривые изменения поправочного коэффициента $\beta = \Delta U_{ПС}/E_{ПС}$, полученные для пластов различной мощности $\rho_{вм} = \rho_п = \rho_с$ (по Л. М. Альпину)

Снижение $\Delta U_{ПС}$ против пласта малой мощности относительно статической амплитуды отклонения $E_{ПС}$ характеризуется коэффициентом $\beta = \Delta U_{ПС}/E_{ПС}$, называемый поправочным коэффициентом на мощность пласта. На рис. 102 показаны расчетные кривые ПС для пластов различной мощности при одинаковом удельном сопротивлении всех сред. Как видно, форма кривой ПС в однородной среде является симметричной. Для пластов мощностью менее четырех диаметров скважины наблюдается снижение $\Delta U_{ПС}$ относительно $E_{ПС}$ ($\beta < 1$).

Границы мощного пласта ($h/d_с > 4$) отмечаются в точках, соответствующих половине амплитуды отклонения кривой ПС; границы тонких пластов смещены относительно половинной амплитуды отклонения кривой ПС к максимальному отклонению, и выделение границ тонких пластов по кривой ПС затруднено.

Кривая ПС против пород различной литологии. Песчано-глинистый разрез наиболее благоприятен для изучения его по кривой ПС. Пески, песчаники, алевриты и алевролиты легко отличаются по кривой ПС от глин. При $\rho_ф > \rho_в$ (прямые ПС) песчано-алевритовые пласты отмечаются минимумами потенциала. Изучение фактического материала, полученного в скважинах, и лабораторных данных показало, что величина отклоне-

ния амплитуды ПС против глинистых песков меньше, чем против чистых (неглинистых песков).

С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала возрастает коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала (его диффузионно-адсорбционная активность), а следовательно, уменьшается отклонение кривой ПС против него. Наибольшей адсорбционной активностью (наибольшей дисперсностью) обладают глинистый и лимонитовый цементы породы, значительно меньшей — карбонатный и наименьшей — силикатный. Адсорбционная емкость скелетной фракции песчано-глинистой породы (диаметр зерен больше 0,01 мм) во много раз меньше адсорбционной емкости наиболее распространенных разновидностей цемента и не играет существенной роли в формировании величины диффузионно-адсорбционной активности породы.

Против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов аномалия ПС обычно такая же, как и против водоносных. Против нефтегазоносных глинистых пластов амплитуда ПС несколько уменьшается по сравнению с амплитудой ПС такого же водоносного пласта. Это может произойти из-за повышения сопротивления коллектора, а также изменения его диффузионно-адсорбционной активности. Последнее наблюдается в глинистых коллекторах, в которых часть объема пор занята нефтью и газом, что ведет к увеличению относительной глинистости и диффузионно-адсорбционной активности.

В карбонатном разрезе основные причины возникновения аномалии ПС те же, что и в песчано-глинистом. Отрицательными аномалиями на кривой ПС отмечаются чаще всего чистые (неглинистые) карбонатные пласты (известняки, доломиты), как крупно- и среднезернистые, так и мелкозернистые, в том числе малопористые и плотные.

Карбонатные пласты (мергели, глинистые известняки, глинистые доломиты и т. д.), содержащие глинистый материал, сосредоточенный в порах или в рассеянном виде, по всей толще породы отмечаются малыми отклонениями кривой ПС от линии глин.

Расчленение разреза и выделение границ пластов по кривой ПС в высокоомном разрезе затруднительно. Это существенно ограничивает использование кривой ПС, записанной в карбонатном разрезе, для качественной и количественной интерпретации.

Метаморфические и изверженные горные породы по своей природе и строению отличаются от пород осадочного комплекса. В них не возникает двойного электрического слоя по аналогии с породами, содержащими тонкодисперсный материал в виде слоев и включений. Метаморфические и изверженные отложения, обычно достаточно плотные, не отмечаются на кривой ПС четкими аномалиями, и она не может быть использована для оценки их литологии.

Использование кривой ПС. Метод самопроизвольной поляризации ПС является одним из важнейших в комплексе промыслово-геофизических исследований скважин. Он широко

применяется для установления границ пластов и их корреляции, расчленения разреза на глинистые и неглинистые пласты, способствуя этим выделению коллекторов. В ряде случаев данные кривой ПС используются при оценке сопротивлений (минерализации) пластовых вод, глинистости, пористости, нефтенасыщенности пород.

Вызванные потенциалы

Для оценки свойств горных пород поляризоваться при прохождении электрического тока (см. § 6) в скважине измеряют вызванные потенциалы (ВП).

Пропускание в породу возбуждающего тока через электроды A и B чередуется с замерами разности потенциалов между измерительными электродами M и N. Этого достигают при помощи спаренных переключателяй типа пульсатора (рис. 103). В тот момент, когда токовая цепь разомкнута, в измерительную цепь подключаются электроды M и N для регистрации кривой ВП (средних значений $\Delta U_{ВП}$); когда токовая цепь разомкнута, те же электроды M и N служат для регистрации кривой сопротивления $\Delta U_{КС}$.

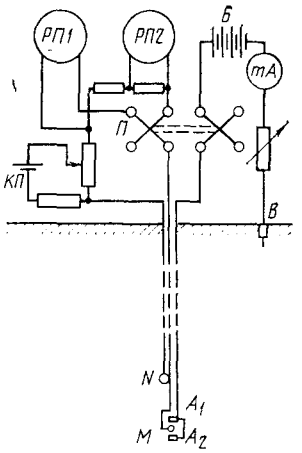


Рис. 103. Принципиальная схема измерений вызванных потенциалов

РП1 — прибор для записи $\Delta U_{ВП}$; *РП2* — прибор для записи $\Delta U_{КС}$; *КП* — компенсатор поляризации; *П* — пульсатор; *Б* — батарея; *mA* — миллиамперметр; A_1, A_2*В*, *М* и *N* — токовые и измерительные электроды

В процессе замера сила тока питания сохраняется постоянной и выбирается с таким расчетом, чтобы измеряемая постоянная по напряжению $\Delta U_{ВП}$ превосходила по крайней мере в 2 раза значение $\Delta U_{ПС}$, чем снижается влияние ПС на показание ВП. Для повышения показаний вызванных потенциалов применяют специальный зонд, в котором токовые электроды A_1 и A_2 соединены между собой и имеют одноименный заряд. Между раздвоенными электродами A_1 и A_2 на расстоянии 1—2 см от каждого из них расположен измерительный электрод M.

Значения вызванных потенциалов приблизительно пропорциональны напряженности возбуждающего электрического поля. Следовательно, величина $\Delta U_{ВП}$ при постоянной силе тока питания электродов A и B в значительной степени зависит от удельного сопротивления пород. В разрезе, представленном высокими сопротивлениями, кривая ВП по конфигурации в основном повторяет кривую КС.

Влияние удельного сопротивления на кривую ВП может быть значительно снижено измерением относительной величины вызванных потенциалов (ОВП), соответствующей $\Delta U_{ВП}/\Delta U_{КС}$. Для этого

$\Delta U_{ВП}$ регистрируется при регулируемой силе тока с таким расчетом, чтобы $\Delta U_{КС}$ оставалась постоянной на протяжении всего замера. При этом отношение $\Delta U_{ВП}/\Delta U_{КС}$ будет соответствовать ОВП. Кривые ОВП в первом приближении не зависят от $\rho_п$ и по сравнению с кривыми ВП более благоприятны для изучения геологического разреза.

Метод вызванных потенциалов, и в особенности ОВП, находит применение в качестве дополнительного метода при исследовании разрезов, представленных породами, которые отмечаются повышенными значениями ВП (угольные и рудные пласты), а также для выделения пластов, содержащих вкрапления руд с электронной проводимостью (сульфидных и др.).

§ 15. ТЕХНИКА ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ КАРОТАЖЕ

Измерение разности потенциалов

При геофизических исследованиях скважин определение большинства изучаемых параметров производится путем регистрации величины разности потенциалов или тока, поступающих с выходов

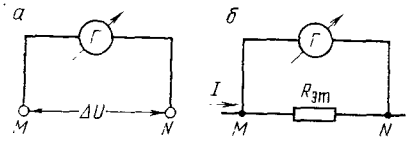


Рис. 104. Схема измерения разности потенциалов (*а*) и силы тока (*б*) токовым способом

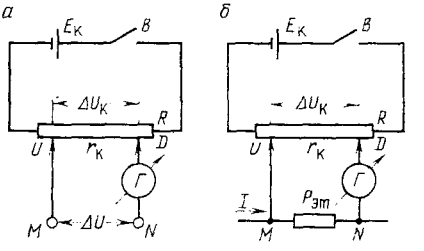


Рис. 105. Схема измерения разности потенциалов (*а*) и силы тока (*б*) компенсационным способом

соответствующей измерительной схемы. Эта разность потенциалов и сила тока могут быть измерены токовым и компенсационным способами.

Для измерения разности потенциалов токовым способом измерительный прибор (рис. 104) подключается к точкам цепи M и N, между которыми измеряется разность потенциалов. Значение ΔU определяется по числу делений n, на которое сместится указатель измерительного прибора, и цене деления его шкалы m (шкала прибора градуирована по напряжению):

$$\Delta U = mn. \qquad (III.41)$$

Величина силы тока этим способом может быть определена, если измерительный прибор $Г$ подключить к эталонному резистору $R_{эт}$, включенному последовательно в цепь тока, как это показано на рис. 104, *б*. Значение силы тока при этом рассчитывается по формуле

$$I = mn/R_{эт}. \qquad (III.42)$$

При компенсационном способе измеряемая разность потенциалов ΔU сравнивается с эталонной $\Delta U_к$, создаваемой током $I_к$, протекающим от компенсационного элемента с ЭДС $E_к$ по части $r_к$ градуированного резистора R (рис. 105, *а*). Если измеряемая и эталонная (компенсационная) разности потенциалов равны по величине и обратны по знаку, то в проводниках, соединяющих ползунки реохорды U и D с точками M и N, к которым подводится измеряемая разность потенциалов ΔU, ток отсутствует. Это положение называется *положением компенсации* и может быть отмечено нуль-индикатором $Г$, включенным в измерительную цепь.

Пренебрегая сопротивлением проводов, соединяющих элемент $E_к$ с реохордом, можно записать

$$\Delta U = \Delta U_к = I_к r_к = \frac{E_к}{R} r_к. \qquad (III.43)$$

Таким образом, задача определения ΔU в этом случае сводится к изменению величины $r_к$ до значения, определяемого положением компенсации, т. е. к изменению расстояния между ползунками U и D. При определении силы тока компенсационным способом измеряется разность потенциалов $\Delta U_{эт}$, создаваемая этим током на эталонном резисторе $R_{эт}$ (рис. 105, *б*).

Так как

$$\Delta U_{эт} = I R_{эт},$$

то

$$I = \frac{\Delta U_{эт}}{R_{эт}} = \frac{E_к r_к}{R R_{эт}}. \qquad (III.44)$$

Компенсационный способ по сравнению с токовым имеет ряд преимуществ. Они в основном связаны с небольшой величиной тока, протекающего в измерительной цепи в момент компенсации, что при прочих равных условиях обеспечивает высокую точность измерений. Тем не менее оба способа находят практическое применение в измерительных устройствах, использующихся при геофизических исследованиях скважин.

Регистраторы

Для автоматической записи результатов измерений при геофизических исследованиях скважин применяются два основных типа регистрирующих приборов — светолучевые осциллографы (фоторегистраторы) и автоматические электронные самопишущие потенциометры. В первых используется токовый способ измерения разности потенциалов или тока, во вторых — компенсационный.

Светолучевые осциллографы — фоторегистраторы устанавливаются в автоматических каротажных станциях типа АКС и позволяют производить оптическим путем на фотобумагу запись измеряемых параметров в функции глубины скважины. При этом в процессе измерения обеспечивается перемещение фотоленты пропор-

ционально перемещению скважинного прибора (зонда) по стволу скважины в определенном масштабе глубин.

Основными составными узлами любого каротажного осциллографа являются: 1) блок зеркальных магнитоэлектрических гальванометров, 2) оптическая система, 3) электрическая схема, 4) лентопротяжный механизм, 5) светонепроницаемый кожух.

Зеркальный магнитоэлектрический гальванометр состоит из подвижной проволочной рамки, подвешенной с помощью токопроводящих растяжек в магнитной системе. Рамка расположена в магнитной системе так, что плоскость витков параллельна направлению магнитного поля (рис. 106).

При включении рамки в цепь источника тока возникает ее магнитное поле, которое, взаимодействуя с магнитным полем системы, создает вращающий момент $M_р$. Под воздействием этого вращающего момента рамка поворачивается на некоторый угол α_1. Вращение ее прекращается, когда момент $M_р$ уравновешивается с обратным моментом M_i, обусловленным упругостью растяжек, на которых она подвешена.

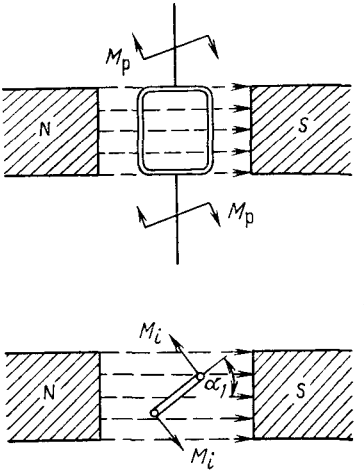


Рис. 106. Принципиальная схема действия магнитоэлектрического гальванометра

В этом случае угол поворота рамки $\alpha_1 = sI$, где s — чувствительность гальванометра к току (величина угла поворота рамки при протекании через нее тока в 1 А); I — сила тока, протекающего через рамку. Отсюда следует, что по углу поворота рамки можно судить о величине тока, протекающего в цепи гальванометра.

Для определения угла поворота рамки используется зеркальце, укрепленное на одной из растяжек, на которое посылается луч света от осветителя. Отразившись от зеркальца, этот луч в виде светового блика попадает на фотоленту (шкалу) осциллографа и смещается по ней на расстояние l, пропорциональное углу поворота рамки, а следовательно, и величине тока I, протекающего через нее. Так как угол поворота луча (в мм/м), попадающего на фотоленту, будет в 2 раза больше угла поворота рамки, то

$$\alpha = 2\alpha_1 = l/L, \qquad (III.45)$$

где L — расстояние от зеркальца гальванометра до фотоленты осциллографа, называемое оптическим рычагом (в м).

Зеркальные гальванометры характеризуются постоянными по току и напряжению, внутренним сопротивлением, собственной частотой колебания и другими параметрами. Постоянная

гальванометра по току — сила тока в амперах, которую необходимо пропустить через его рамку, чтобы при оптическом рычаге осциллографа в 1 м световой блик гальванометра отклонился на фотоленте на 1 мм. Постоянная гальванометра по напряжению — напряжение в вольтах, которое необходимо подать на зажимы гальванометра, чтобы при оптическом рычаге осциллографа в 1 м блик гальванометра отклонился на фотоленте также на 1 мм. Гальванометры, устанавливаемые в каротажных осциллографах, изготавливаются в виде вставок, помещаемых в магнитную систему (магнитный блок).

В настоящее время широкое практическое применение находят специальные каротажные осциллографы НО13, НО15, НО17, НО28 и др. Сдвоенный осциллограф НО13 имеет четыре измерительных канала, в которых устанавливается 12 гальванометров. Запись кривых КС в каждом измерительном канале производится тремя гальванометрами на отдельной дорожке в масштабах 1 : 1, 1 : 5, 1 : 25.

Наличие двух лентопротяжных механизмов позволяет записывать кривые либо на двух синхронно движущихся лентах шириной по 200 мм в одном масштабе глубин, либо на двух лентах в двух различных масштабах глубин, что при наличии нескольких измерительных каналов обеспечивает одновременную запись: 1) четырех кривых КС в одном масштабе глубин, 2) трех кривых КС и кривой ПС в одном масштабе глубин, 3) двух кривых КС и двух кривых ПС в двух разных масштабах глубин. Оптическая система осциллографа обеспечивает: 1) запись исследуемых параметров, 2) визуальное наблюдение, 3) разграфку ленты вертикальными и горизонтальными линиями, 4) фотографирование на ленту показаний счетчика глубин, 5) временную маркировку диаграмм для контроля скорости измерения и др.

Регистраторы автоматических каротажных станций позволяют осуществлять непрерывную запись измеряемых параметров в функции глубины скважины, т. е. осуществлять запись измеряемых параметров в аналоговой форме. Для интерпретации результатов каротажа скважин с помощью ЭВМ их необходимо представить в цифровой форме, перейти от непрерывных кривых к последовательности чисел, представляющих величины измеренных параметров на различных глубинах. Для этого применяются каротажные преобразователи различных типов (см. § 52).

Схемы электрического каротажа на трехжильном и многожильном кабеле

Схемы электрического каротажа обычными зондами на трехжильном кабеле рассчитаны для одновременного измерения кажущихся удельных сопротивлений пород КС и потенциалов самопроизвольной поляризации в скважинах $\Delta U_{ПС}$.

Они состоят из токовой и измерительной частей. Первая служит для создания в прискважинном пространстве электрического поля

и включает источник тока G, реостат R для регулирования тока, миллиамперметр mA и токовые электроды A и B (рис. 107). Измерительная же часть схемы включает в себя измерительные каналы $КС$ и $ПС$, основными элементами каждого из которых являются: в канале $КС$ — фильтр $Ф1$, выпрямитель $Вп$, гальванометр $Г1$ и измерительные электроды M и N; в канале $ПС$ — фильтр $Ф2$, гальванометр $Г2$, градуированный компенсатор поляризации $ГКП$ и измерительные электроды M и N_1.

При электрическом каротаже сила тока в цепи электродов A и B поддерживается постоянной и измерение кажущегося удельного сопротивления сводится к измерению разности потенциалов $\Delta U_{КС}$, создаваемой между электродами M и N полем электродов A и B. Однако в цепи электродов M и N наряду с $\Delta U_{КС}$ присутствует еще и разность потенциалов $\Delta U_{ПС}$ обусловленная полем, самопроизвольно возникающим в скважинах.

Величина $\Delta U_{ПС}$ является разностью потенциалов постоянного тока. Очевидно, что разности потенциалов $\Delta U_{ПС}$ и $\Delta U_{КС}$ не должны влиять друг на друга.

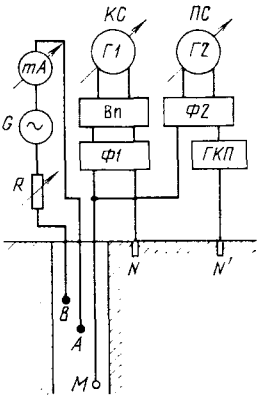


Рис. 107. Принципиальная измерительная схема электрического каротажа на трехжильном кабеле

Для разделения $\Delta U_{КС}$ и $\Delta U_{ПС}$ и тем самым обеспечения их одновременной регистрации на токовые электроды A и B подают переменный ток. В этом случае между измерительными электродами M и N образуются переменная составляющая $\Delta U_{КС}$ и постоянная составляющая $\Delta U_{ПС}$, которые легко разделить с помощью фильтров $Ф1$ и $Ф2$. Переменная разность потенциалов $\Delta U_{КС}$, прежде чем поступить на гальванометр, выпрямляется с помощью выпрямителя $Вп$.

При использовании многожильного кабеля и соответствующей регистрирующей аппаратуры может быть произведена одновременная регистрация кривых КС несколькими зондами и кривой ПС. Применяющаяся в настоящее время многоканальная измерительная аппаратура с использованием семижильного кабеля обеспечивает одновременное измерение КС тремя разными зондами и потенциалов ПС.

Лаборатория автоматической каротажной станции АКС/Л-7 является одной из наиболее распространенных универсальных многоканальных лабораторий, рассчитанных на работу с одно-, трехили семижильным бронированным кабелем. На рис. 108 дана принципиальная схема этой лаборатории при одновременной регистрации кривых КС и ПС с использованием трехжильного кабеля.

Для питания токовых электродов в лаборатории АКС/Л-7 используется синусоидальный переменный ток частотой 6—8 Гц.

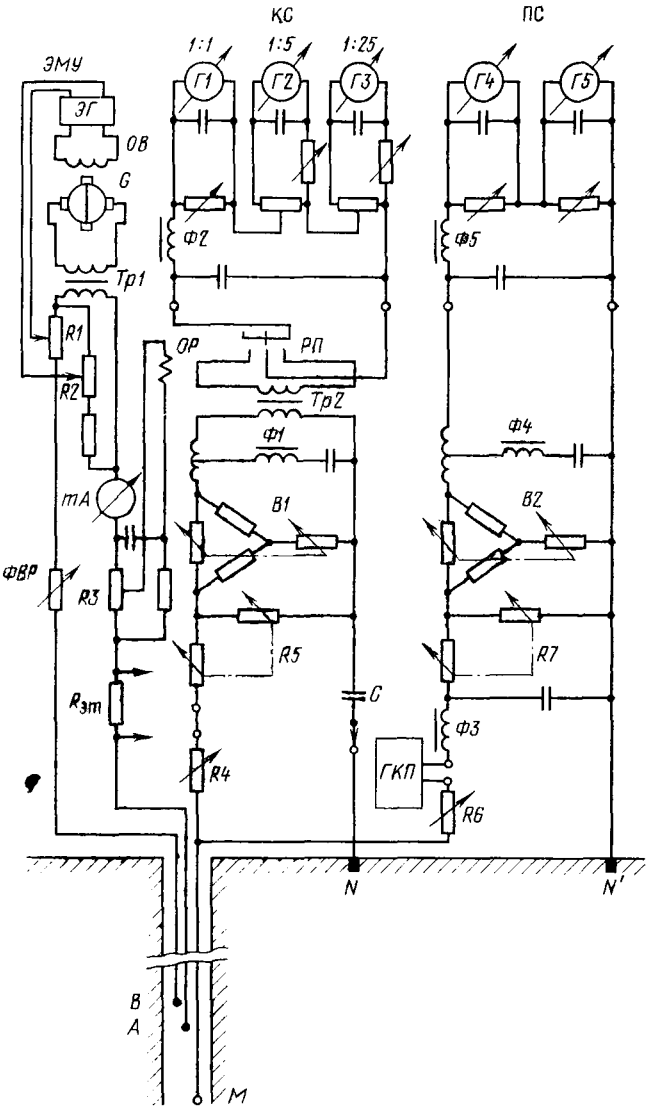


Рис. 108. Принципиальная схема лаборатории АКС/Л-7 при одновременной записи кривых КС и ПС

Источником такого тока служит электромашинный усилитель *ЭМУ*, состоящий из трехфазного асинхронного двигателя и генератора *G* с двумя обмотками возбуждения *ОВ*, которые питаются переменным током от электронного генератора *ЭГ*.

При вращении генератора *G* в обмотке его якоря индуцируется переменная ЭДС, частота которой определяется частотой электронного генератора, регулируемой в пределах 6—8 Гц. Якорь генератора снабжен коллектором с двумя парами щеток. Одна пара щеток замкнута накоротко, с другой снимается напряжение и через повышающий трансформатор *Тр1* подается для питания электродов *А* и *В*.

Применение обратной связи с помощью резисторов *R1* и *R2* позволяет стабилизировать силу тока, установленную в цепи электродов *А* и *В*. Лаборатория укомплектована осциллографом НО13, имеющим четыре измерительных канала. Три из них обычно используются для записи кривых КС (на схеме показан лишь один) и один для записи кривой ПС. В каналах КС установлены механические фазочувствительные выпрямители, с помощью которых $\Delta U_{КС}$, прежде чем поступить на гальванометры, предварительно выпрямляется.

Фазочувствительный выпрямитель состоит из трансформатора *Тр2* и поляризованного реле *РП*, управляющая обмотка *ОР* которого питается переменным током, снимаемым с резистора *R3*. В каждый из измерительных каналов КС введены фильтр *Ф1* для защиты от токов промышленных частот 50 Гц и фильтр *Ф2* для сглаживания пульсаций тока после фазочувствительного выпрямителя.

Влияние $\Delta U_{ПС}$ на измерение $\Delta U_{КС}$ исключается с помощью разделительной емкости *С*, ослабляющей ток ПС, и преобразованием последнего в знакопеременный фазочувствительным выпрямителем. Защита канала ПС от помех переменного тока (тока, обусловленного переменной $\Delta U_{КС}$, и тока промышленных частот) обеспечивается фильтрами *Ф3—Ф5*.

Для компенсации постоянной составляющей разности потенциалов $\Delta U_{ПС}$, обусловленной поляризацией электродов и другими процессами, в канале ПС используется градуированный компенсатор поляризации *ГКП*. Изменение постоянных по напряжению (пределов измерения) измерительных каналов осуществляется с помощью переключателей *В1*, *В2* и аттенюаторов *R5*, *R7*, а установка общего сопротивления измерительной цепи, равного расчетному,— реостатами *R4*, *R6*.

Постоянная гальванометра по напряжению *m* (в мВ/см) зависит от общего сопротивления цепи измерительного канала

$$m = K_i R \cdot 10^{-3}, \qquad (III.46)$$

где K_i — постоянная гальванометра по току (в мкА/см); *R* — сопротивления измерительного канала, включая и сопротивление электродов *М* и *N* (в Ом).

Величина разности потенциалов ΔU (в мВ), вызывающая отклонение блика гальванометра на l (в см):

$$\Delta U = ml. \qquad (III.47)$$

Напряжение, соответствующее отклонению блика гальванометра на всю ширину дорожки записи (обычно 8 см), называется пределом измерения.

Заданный масштаб записи кривой КС устанавливается подбором соответствующей постоянной по напряжению измерительного канала (или регулировкой силы тока в питающей цепи) при подключенном в него эталонном резисторе (контрольном шунте) $R_{эт}$, добиваясь такого отклонения l блика гальванометра, при котором выполняется условие

$$l = KR_{эт}/n, \qquad (III.48)$$

где K — коэффициент зонда (в м); n — масштаб записи (в Ом·м/см).

Масштаб записи кривой ПС устанавливается также подбором постоянной по напряжению измерительного канала ПС и контролируется подачей известной разности потенциалов от градуированного компенсатора поляризации, величина которой должна вызвать отклонение блика гальванометра, равное расчетному.

С применением одно-, трех- или семижильного бронированного кабеля и соответствующего комплекта скважинной аппаратуры лаборатория АКС/Л-7 позволяет выполнить весь основной комплекс геофизических исследований скважин и находит широкое применение на практике.

Электрический каротаж на одножильном кабеле

Для геофизических исследований скважин наряду с многожильным каротажным кабелем широко применяется и одножильный кабель. Одножильный каротажный кабель представляет собой двухпроводную линию связи, образуемую центральной токопроводящей жилой (ЦЖК) и наружной металлической оплеткой ОК. Основными лабораториями автоматических каротажных станций, работающих с использованием одножильного кабеля, являются ОКС.Л-64 * и АКС/Л-7.

Электрический каротаж на одножильном кабеле обычными зондами проводится в основном аппаратурой КСП, отличительной особенностью которой является применение телеизмерительной системы с частотной модуляцией измеряемых сигналов и частотным разделением каналов. Аппаратура КСП состоит из скважинного прибора с многоэлектродным зондом и наземной панели управления. Из имеющихся трех модификаций этой аппаратуры КСП-1, КСП-2 и КСП-3 аппаратура КСП-2 находит наиболее широкое применение. Она имеет три измерительных частотных ка-

* Лаборатория ОКС/Л-64 в настоящее время промышленностью не выпускается, но еще находит применение в практике геофизических исследований скважин.

нала и позволяет за три цикла выполнить стандартный электрический каротаж, БКЗ и измерение ρ_c резистивиметром: цикл 1—A2,0M0,5N; N0,5M2,0A; N6,0M0,5A (зонды стандартного каротажа); цикл 2—A2,0M0,5N; A1,0M0,1N; A0,4M0,1N; цикл 3 — A8,0M1,0N; A4,0M0,5N и резистивиметр.

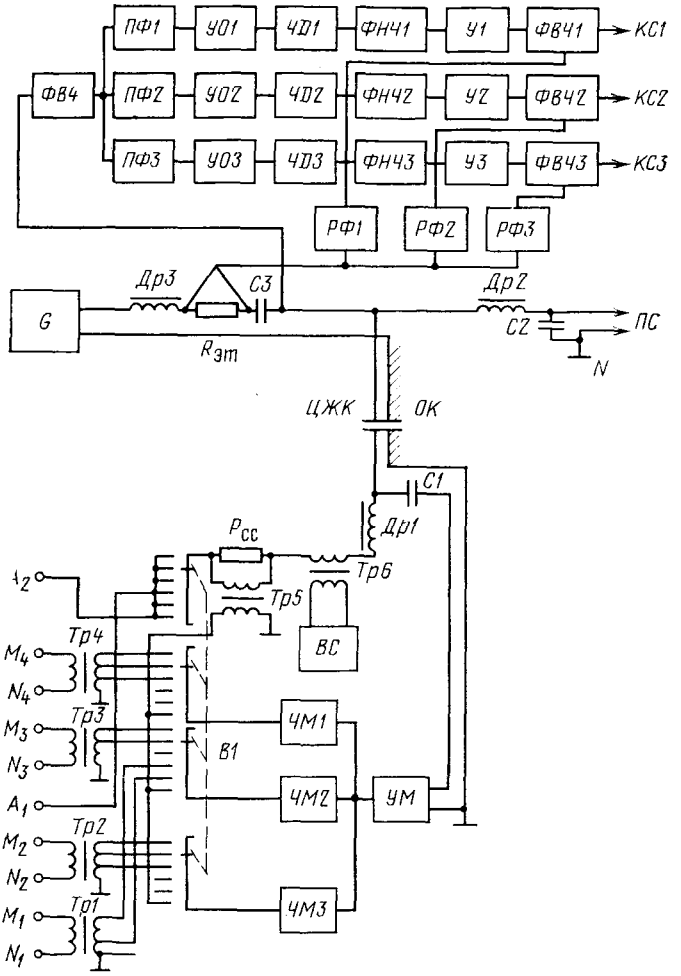


Рис. 109. Принципиальная схема аппаратуры КСП-2

Кривая ПС может быть записана одновременно с тремя кривыми сопротивлений при каждом цикле.

Измерение КС аппаратурой КСП-2 (рис. 109) производится однополюсными зондами, которые формируются измерительными парами электродов с одним из токовых электродов A_1 или A_2. Пита-

ние токовых электродов осуществляется стабилизированным током частотой 300 Гц от генератора *G*. Этот же ток используется для питания электронной схемы скважинного прибора через трансформатор *Тр6* и силовой выпрямитель *ВС*.

При каждом цикле измерения разности потенциалов с трех из нескольких пар измерительных электродов, которые с электродами A_1 и A_2 образуют три различных зонда, поступают на вход соответствующего частотного канала, включающего входные трансформаторы *Тр1*—*Тр*Ч и частотные модуляторы Ч*М1*—Ч*М3* (на схеме показаны только некоторые пары измерительных электродов и входные трансформаторы).

Измеряемые каждым зондом разности потенциалов входными трансформаторами приводятся к одному уровню и с помощью частотных модуляторов усиливаются и преобразуются в частотно-модулированные сигналы —напряжения, приращения частот которых пропорциональны входным разностям потенциалов.

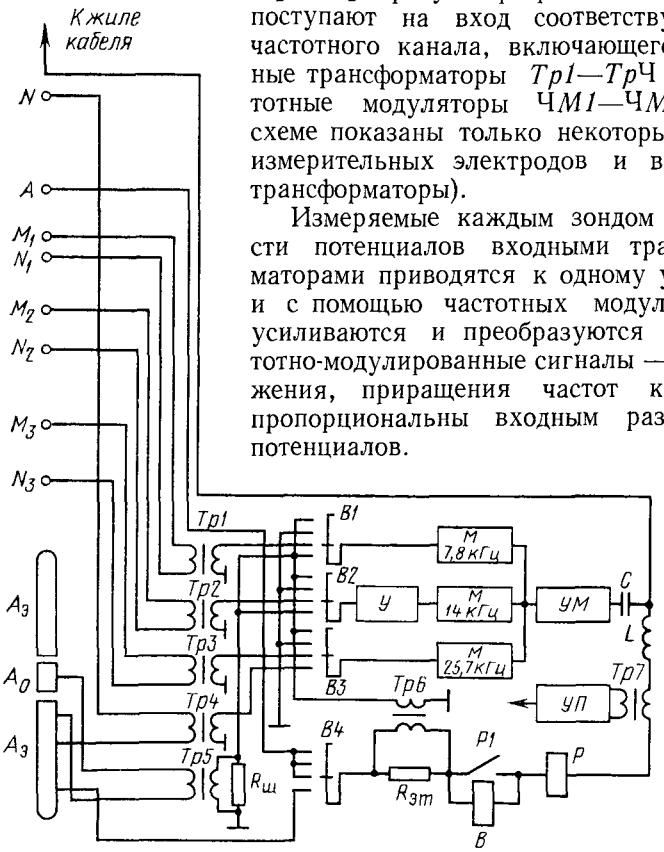


Рис. 110. Принципиальная схема прибора электрического каротажа Э1

Несущими частотами измерительных каналов КС1—КС3 в аппаратуре КСП соответственно выбраны 25,7; 14,0 и 7,8 кГц. Частотно-модулированные сигналы суммируются и после усиления усилителем мощности *УМ* через емкость *С1* по двухпроводной линии (ЦЖК, ОК) подаются на поверхность к панели управления. Одновременно с высокочастотными сигналами КС к последней по кабелю подается и сигнал ПС, снимаемый с одного из токовых электродов. Панель управления содержит элементы схемы трех каналов КС и канала

ПС, элементы управления скважинным прибором и разделительные фильтры.

Для защиты каналов КС от питающего тока частотой 300 Гц используется фильтр высоких частот *ФВ*Ч. Канал ПС отделен от каналов КС и питающей цепи фильтром, состоящим из дросселя *Др2* и емкости *С2*. Дроссель *Др3* и емкость *С3* предохраняют сигналы ПС от замыкания с сигналами высоких частот через генератор.

Сигналы КС, поступающие от трех пар измерительных электродов, полосовыми фильтрами *ПФ1—ПФ3* разделяются по каналам и, пройдя усилители-ограничители *УО1—УО3*, поступают на частотные детекторы Ч*Д1*—Ч*Д3*. С помощью частотных детекторов эти сигналы преобразуются в напряжения частотой 300 Гц, пропорциональные измеряемым разностям потенциалов между соответствующими электродами *M* и *N*.

После этого сигналы КС очищаются от высокочастотных составляющих с помощью фильтров низких частот *ФН*Ч*1—ФН*Ч*3*, усиливаются усилителями *У1—У3*, выпрямляются фазочувствительными выпрямителями *ФВ*Ч*1—ФВ*Ч*3* и поступают в соответствующие измерительные каналы регистратора. Опорное напряжение на фазочувствительные выпрямители подается через регуляторы фазы *РФ1—РФ3* с резистора $R_{эт}$, установленного в питающей цепи.

Зонд скважинного прибора КСП-2 содержит 14 электродов, два из которых используются в качестве токовых. Измерительные электроды, образующие с токовым электродом A_1 или A_2 соответствующий набор зондов, соединены с первичными обмотками входных трансформаторов и могут группами подключаться в измерительную цепь переключателем *В1*. Переключатель *В1* имеет электромагнитный привод, который срабатывает от подачи постоянного тока с поверхности.

Зонды большой длины комплектуются с использованием токового электрода A_2, расположенного в верхней части многоэлектродного зонда, зонды средней и малой длины — с использованием электрода A_1. В результате этого точки записи всех зондов расположены сравнительно близко друг к другу в нижней части, что позволяет начать измерения лишь на 3—4 м выше забоя.

Масштаб записи кривых КС при работе с аппаратурой КСП устанавливается по стандарт-сигналу, снимаемому с эталонного резистора $R_{сс}$ в токовой цепи, который подключается через трансформатор *Тр5* переключателем *В1* к одному из измерительных каналов.

Путем дистанционного переключения в аппаратуре предусмотрена также возможность получения нуль-сигнала и изменения пределов регистрации измерительных каналов. Скважинный прибор рассчитан на работу в скважинах с температурой до 180 °С и давлением до 100 МПа; при этом автоматические каротажные станции комплектуются универсальным электронным генератором, выдающим стабилизированный ток в 350—500 мА частотой 300 Гц, и уни-

версальной панелью, позволяющей из-за установки в ней съемных блоков выполнять работы со скважинными приборами различного назначения.

Комплексирование электрических измерений в скважине

Для исследования нефтяных и газовых скважин применяется обширный комплекс электрических и других геофизических методов. Объем этих методов определяется условиями измерений в скважинах, особенностями геологического разреза и кругом решаемых задач. Производство геофизических работ, особенно в глубоких и сверхглубоких скважинах, требует больших затрат времени, что отражается на сроках бурения этих скважин. Одним из способов сокращения времени на производство геофизических, в том числе и электрометрических, работ в скважинах является их комплексирование, т. е. одновременные за один спуск-подъем измерения несколькими различными зондами или методами. Комплексные измерения могут быть выполнены многоканальными автоматическими каротажными станциями с применением многожильного или одножильного кабеля и многоканальных телеизмерительных систем с частотной модуляцией сигналов. Способ комплексирования с применением телеизмерительных систем в настоящее время получил наиболее широкое распространение на практике и осуществляется многоканальными станциями типа АКС, укомплектованными унифицированными панелями ИПЧМ и комплексными скважинными приборами КСП, АБКТ, АИК-3, МДО-3, КБМК, а также приборами электрического каротажа серии Э и др.

Указанные приборы рассчитаны на выполнение соответственно следующих комплексных измерений: КСП — зондами стандартного каротажа и БКЗ, ПС; АБКТ — зондом трехэлектродного бокового каротажа, зондами стандартного каротажа и БКЗ, ПС; АИК-3 — зондом индукционного каротажа 6Ф1 и обычным зондом А0,5М0,1N; МДО-3 — градиент-зондом и потенциал-микрозондом одновременно; КБМК — зондом бокового микрокаротажа и микрокавернометром и т. д.

На рис. 110 показана функциональная схема комплексного прибора электрического каротажа Э1, предназначенного для измерения кажущихся удельных сопротивлений пород зондами; стандартного каротажа, бокового каротажного зондирования (БКЗ) и трехэлектродного бокового каротажа в скважинах глубиной до 7000 м с максимальной температурой до 200 °С, наибольшим гидростатическим давлением 120 МПа, заполненных промывочной жидкостью с сопротивлением 0,03—5 Ом·м.

Прибор Э1 рассчитан на работу с одножильным кабелем серийными автоматическими каротажными станциями, укомплектованными блоками частотной демодуляции, управления и логарифмических преобразователей. В нем, как и в аппаратуре КСП, применена телеизмерительная система с тремя каналами с частотной модуляцией и частотным разделением и одним гальваническим ка-

налом. Среднее значение несущих частот в каналах выбрано 25,7; 14,0 и 7,8 кГц; частота тока питания 300 Гц.

Проведение стандартного каротажа и БКЗ осуществляется за три цикла (спуско-подъема) следующими группами зондов: цикл 1 — N0,5M2,0A; A2,0M0,5N; N11,0M0,5A; цикл 2 — A1,0M0,1N; A2,0M0,5N; A0,4M0,1N; цикл 3 — A8,0M1,0N; A4,0M0,5N. С каждой группой зондов предусмотрена возможность одновременной регистрации кривой ПС гальваническим каналом.

Измерение удельных сопротивлений зондом трехэлектродного бокового каротажа проводится отдельным циклом путем передачи в наземную аппаратуру сигналов, пропорциональных потенциалу экранных электродов и току через центральный электрод зонда, с последующим вычислением логарифма их отношения и записью диаграммы в логарифмическом масштабе. Зонд БК имеет общую длину 3,2 м, длину центрального электрода 0,15 м, длину изолированных промежутков между электродами 0,03 м, диаметр электродов 0,073 м и характеризуется коэффициентом 0,241. Быстрое действие измерительных каналов позволяет проводить регистрацию в зависимости от дифференцированности разреза со скоростью 2000—4000 м/ч.

Принцип измерения зондами стандартного каротажа и БКЗ, а также потенциалов ПС прибором Э1 аналогичен принципу измерения аппаратурой КСП. Для измерения зондом бокового каротажа ток питания прибора через плату *В-4* переключателя поступает на экранные электроды $A_э$ зонда. Центральный электрод A_0 соединен с экранными через шунт малого сопротивления (примерно 0,01 Ом), роль которого выполняет пересчитанный в первичную обмотку трансформатора *Тр5* резистор $R_{эт}$. При таком подключении все три электрода зонда оказываются под одним потенциалом, что обеспечивает фокусировку тока A_0.

Потенциал экранных электродов относительно удаленного электрода трансформатором *Тр4* приводится к необходимому уровню и через плату *В-3* переключателя подается на модулятор со средней частотой 25,7 кГц. Сигнал, пропорциональный току, через центральный электрод, входной трансформатор *Тр5*, платы переключателя *В-1* и *В-2* поступает одновременно на модулятор 7,8 кГц и усилитель, а затем на модулятор 14 кГц. Дальнейшее преобразование сигналов в приборе происходит, как и в цикле БКЗ. В наземном блоке частотной демодуляции *Б1* сигналы разделяются по частоте, преобразуются в постоянный ток и через коммутационную вставку блока управления *Б2* подаются на логарифмической преобразователь.

В коммутационной вставке расположено устройство, позволяющее автоматически выбирать наиболее благоприятный канал измерения тока центрального электрода. С блока логарифмических преобразователей разность логарифмов подается на регистратор и записывается как диаграмма бокового каротажа в логарифмическом масштабе. Переключатель *В* позволяет калибровать измери-

тельные каналы по стандарт-сигналам и нуль-сигналам, выбирать необходимые пределы измерений, подключать к каналам различные группы зондов или переходить на измерение зондом бокового каротажа. Напряжение стандарт-сигнала снимается с эталонного резистора $R_{эт}$, а в положении нуль-сигнала входные цепи замыкаются на корпус.

Прибор Э4 отличается от прибора Э1 большей термобаростойкостью. Он предназначен для выполнения тех же измерений в скважинах с температурой до 250 °С и гидростатическим давлением до 150 МПа. Прибор Э7 диаметром 54 мм предназначен для измерения сопротивлений зондами стандартного (А2,0М0,5N; N0, 5М2, 0А; N11, 0М0, 5А) и трехэлектродного бокового каротажа в скважинах уменьшенного диаметра или при необходимости проведения спуско-подъемных операций через бурильный инструмент. Измерения выполняются за два цикла; в цикле измерения стандартными зондами может регистрироваться и кривая ПС. Комплексирование геофизических измерений не только сокращает время производства работ в скважинах; оно позволяет исследовать разрезы скважин различными методами (зондами) в одинаковых технологических условиях и повысить точность измерений.

Выбор масштабов регистрации и оформление диаграмм

Масштабы регистрации диаграмм по вертикали и горизонтали выбираются в зависимости от детальности расчленения геологического разреза скважин и должны обеспечивать определение глубин залегания отдельных пластов с достаточной точностью. Различают масштабы глубин поисковые и детальные. В большинстве райснов в качестве стандартного поискового масштаба глубин при исследовании нефтяных и газовых скважин принят масштаб 1 : 500, а в качестве детального — 1 : 200. Обычно геофизические исследования проводятся по всему разрезу скважины в поисковом масштабе, а в продуктивной (перспективной) части — в детальном. В каждом районе, а в ряде случаев и в отдельных частях геологического разреза в зависимости от диапазона изменения КС и потенциала ПС устанавливаются стандартные (одинаковые во всех скважинах) масштабы $n_{КС}$ и $n_{ПС}$.

Стандартные масштабы должны обеспечивать отклонение кривой КС против водоносных пористых пластов с $\rho_к \leqslant 1$ Ом·м не менее 1 см, а амплитуды аномалии ПС при $\rho_с > 0{,}2$ Ом·м при температуре пласта — не менее 5—8 см. Вместе с тем регистрируемые кривые не должны часто выходить за пределы дорожки записи. Для регистрации кривой КС в заданном масштабе исходят из формулы (III.15), из которой следует, что если каротажный зонд находится в среде с кажущимся сопротивлением $\rho_к$, то для токовой и измерительной цепей можно записать следующую эквивалентность:

$$\Delta U/I = \rho_к/K = R_{эт}. \qquad (III.49)$$

Следовательно, для получения нужного масштаба при зонде с коэффициентом K достаточно подключить измерительную цепь к некоторому эталонному сопротивлению $R_{эт}$, включенному в цепь питания, и добиться, чтобы отклонение пишущего устройства было таким же, каким и при записи кажущегося сопротивления $\rho_к = R_{эт} K$ в заданном масштабе. Для записи кривой КС в масштабе $n_{КС}$ (в Ом·м/см) необходимо, чтобы отклонение (в см) было

$$l = R_{эт} K / n_{КС}. \qquad (III.50)$$

При регистрации кривых ПС наиболее часто используют масштабы $n_{ПС}$ = 2,5; 5; 12,5; 25 мВ/см. Они могут быть установлены путем подачи в канал ПС известной разности потенциалов ΔU, т. е.

$$l_{ПС} = \Delta U / n_{ПС}. \qquad (III.51)$$

Известную разность потенциалов в измерительный канал ПС обычно подают от градуированного компенсатора поляризации, в цепи которого предварительно устанавливают ток силой 5 мА.

Диаграммы КС и ПС, записанные на скважине, являются подлинниками и хранятся в фондах геофизических предприятий. Перед передачей подлинников диаграмм на хранение их обрабатывают, проставляют глубины, оформляют заголовком, содержащим необходимые сведения о скважине и замере.

На подлиннике диаграммы должны быть указаны: 1) район (площадь, месторождение) и номер скважины, 2) сведения о конструкции скважины и глубине забоя, 3) данные о характере промывочной жидкости и ее основных параметрах — удельном сопротивлении, плотности, вязкости и водоотдаче, 4) вид исследования, тип скважинного прибора или зонда и масштабы регистрации кривых, 5) сопротивление изоляции жил кабеля до и после измерения, 6) цена первой метки, 7) скорость подъема кабеля, 8) истинные глубины соответствующих меток с учетом цены первой метки, 9) фамилии исполнителей и другие сведения.

Кроме того, на подлинных диаграммах должны быть обозначены контрольные сигналы в начале и конце записи, а также марки времени.

Подлинники диаграмм сдаются интерпретационной службе, которая оценивает качество их регистрации, закрепляет кривые тушью и снимает эталонную копию. Эталонная копия снимается так, чтобы при масштабе 1 : 500 глубины были кратными 10, а при масштабе 1 : 200 — кратными 4. С эталонной копии снимают необходимое число копий, которые используются в практической работе.

Глава IV

РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерении характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных), проис-

ходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (РК). Наиболее широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, предназначенный для изучения естественного γ-излучения горных пород; гамма-гамма-каротаж и нейтронный каротаж, основанные на эффекте взаимодействия с горной породой источников γ-излучения и нейтронов.

§ 16. ГАММА-КАРОТАЖ

Измерение интенсивности естественного γ-излучения пород вдоль ствола скважины называется гамма-каротажем (ГК).

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора γ-излучения, расположенного

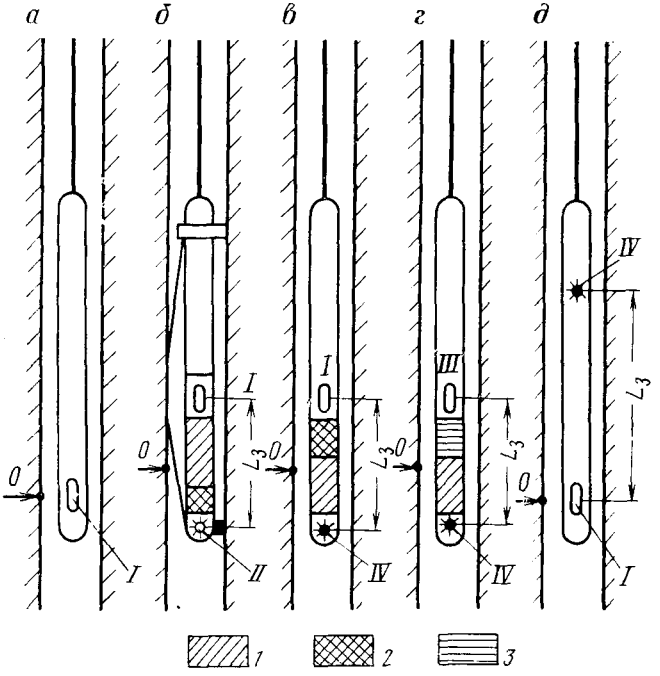


Рис. 111. Схема установок радиоактивного каротажа

а — ГК; *б* — ГГК; *в* — НГК; *г* — НК (НК-Н или НК-Т); *д* — АГК; *1* — стальной экран; *2* — свинцовый экран; *3* — парафин (или другой материал с высоким водородосодержанием); $L_з$ — длина зонда; *0* — точка записи результатов измерений; *I* — индикатор γ-излучения; *II* — источник γ-излучения; *III* — индикатор плотности нейтронов; *IV* — источник нейтронов

в глубинном приборе (рис. 111). В качестве индикатора используют счетчики Гейгера-Мюллера или более эффективные, лучше расчленяющие разрез сцинтилляционные счетчики (см. § 22). Полученная

в результате замера кривая, характеризующая интенсивность γ-излучения пластов вдоль ствола скважины, называется гамма-каротажной кривой (рис. 112).

Гамма-излучение, измеряемое при гамма-каротаже, включает также и так называемое фоновое излучение (фон). Фоновое излучение вызвано загрязнением радиоактивными веществами материалов, из которых изготовлен глубинный прибор, и космическим излучением. Влияние космического излучения резко снижается с глубиной и на глубине нескольких десятков метров на результатах измерений уже не сказывается.

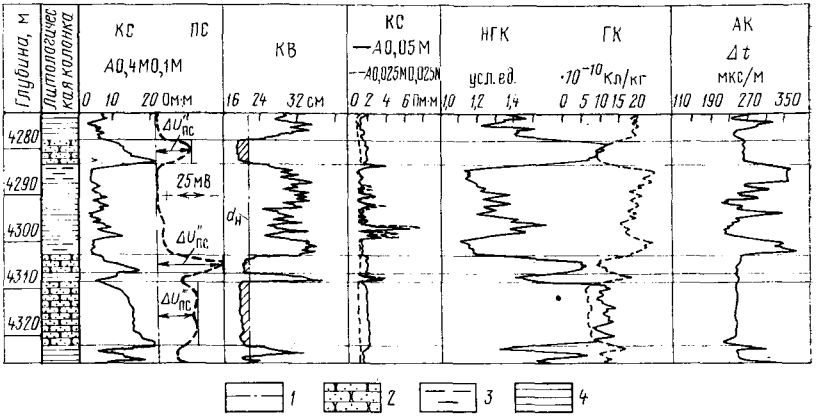


Рис. 112. Пример выделения коллекторов в терригенном разрезе различными геофизическими методами

1 — «линия глин»; *2* — песчаник; *3* — глина; *4* — аргиллит; $d_н$ — номинальный диаметр скважины; $\Delta U'_{ПС}$, $\Delta U''_{ПС}$, $\Delta U'''_{ПС}$ — отклонения кривой ПС против различных пород-коллекторов ($\Delta U''_{ПС}$ — опорный пласт)

Благодаря статистическим флуктуациям (см. § 22) кривая радиоактивного каротажа имеет отклонения, не связанные с изменением физических свойств пластов (погрешности измерений). Погрешность, связанная с флуктуацией, тем больше, чем меньше импульсов, испускаемых в единицу времени (скорость счета). В общем случае интенсивность γ-излучения пластов, вскрываемых скважиной, приблизительно пропорциональна γ-активности пород. Однако при одинаковой γ-активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения γ-лучей. Показания гамма-каротажа являются функцией не только радиоактивности и плотности пород, но и условий измерений в скважине (диаметр скважины, плотность промывочной жидкости и др.).

Влияние скважины на показания ГК проявляется в повышении интенсивности γ-излучения за счет естественной радиоактивности колонн, промывочной жидкости и цемента и в ослаблении γ-излучения горных пород вследствие поглощения γ-лучей колонной, промывочной жидкостью и цементом. В связи с преобладающим значением второго процесса влияние скважины сказывается главным образом в поглощении γ-лучей горных пород. Это приводит к тому, что при выходе глубинного скважинного снаряда из жидкости наблюдается увеличение γ-излучения. При переходе его из необсаженной части скважины в обсаженную отмечается снижение интенсивности естественных γ-излучений, что вызывает смещение кривых и уменьшение дифференцированности диаграммы. Такое же явление наблюдается при переходе глубинного прибора из одноколонной части скважины в двухколонную.

Условно считают, что эффективный радиус действия установки гамма-каротажа (радиус сферы, из которой исходит 90 % излучений, воспринимаемых индикатором) соответствует приблизительно 30 см; излучение от более удаленных участков породы поглощается окружающей средой, не достигнув индикатора. Увеличение d_c из-за размыва стенки скважины и образования каверн (обычно в глинистых породах) сопровождается уменьшением показаний гамма-каротажа. Цементное кольцо в большинстве случаев также влияет на величину регистрируемого γ-излучения, уменьшая ее. Для определения γ-активности пласта при количественной интерпретации данные гамма-каротажа приводятся к стандартным условиям [7].

Гамма-каротаж находит широкое применение для изучения литологии пород, выделения глинистых пластов, качественной и количественной оценки их глинистости, при корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной.

Гамма-каротаж проводится во всех случаях, когда кривая ПС является слабодифференцированной (если скважина заполнена соленым раствором, если минерализации пластовой воды и фильтрата глинистого раствора близки между собой — $\rho_ф \approx \rho_в$), а также, когда запись кривой ПС невозможна (в пустых скважинах, заполненных непроводящей промывочной жидкостью и при наличии блуждающих токов). Он используется также при работе с радиоактивными изотопами, для выявления радиоактивных (калиевых или урановых) и нерадиоактивных руд, включая угольные пласты.

Кривые гамма-каротажа можно зарегистрировать совместно с кривыми других методов каротажа: радиоактивного (нейтронным каротажем, гамма-гамма-каротажем), акустического, индукционного, бокового и др. Прибор для регистрации ГК может быть совмещен со стреляющим перфоратором и локатором муфт. Одновременная запись гамма-каротажа и локатора муфт позволяет установить стреляющий перфоратор в нужном интервале с высокой точностью.

§ 17. ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖ

Измерение характеристик полей рассеянного γ-излучения, возникающего при облучении горных пород источником γ-квантов вдоль ствола скважины, называется гамма-гамма-каротажем (ГГК). В методе ГГК различают две основные модификации: плотностной (ГГК-П) и селективный (ГГК-С).

При ГГК-П измеряется жесткая составляющая рассеянного γ-излучения. В качестве источника при ГГК-П используют изотоп ^{60}Co, испускающий γ-кванты сравнительно большой энергии (1,87 и $2{,}13 \cdot 10^{-13}$ Дж). Источник и индикатор расположены на одной стороне исследуемого объекта (см. рис. 111, *б*). Индикатор заключен в стальную гильзу, поглощающую мягкий компонент (до $320 \cdot 10^{-16}$ Дж) γ-излучения, который не достигает индикатора. В этом случае регистрируется жесткий компонент рассеянного γ-излучения. Получаемая кривая ГГК-П несет информацию об изменении объемной плотности окружающей среды (рис. 113).

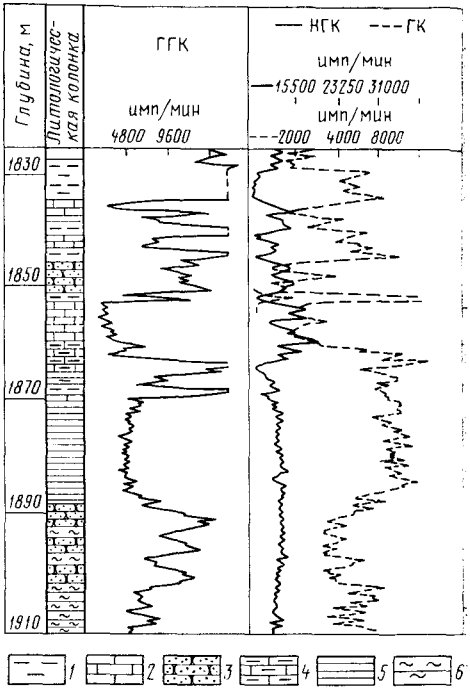


Рис. 113. Сопоставление кривых радиоактивного каротажа

1 — глина; *2* — известняк плотный; *3* — песчаник; *4* — известняк глинистый; *5* — аргиллит; *6* — алевролит

Для уменьшения влияния скважины глубинный прибор снабжается прижимным устройством и свинцовым экраном, предохраняющими в некоторой мере индикатор от рассеянного γ-излучения промывочной жидкости. Это повышает дифференцированность кривых ГГК.

Вероятность комптоновского взаимодействия испускаемых источником γ-квантов пропорциональна числу электронов N_e в единице объема вещества (электронной плотности), которое связано с объемной плотностью (плотностью вещества $\delta_п$) соотношением [см. § 7, формулу (II.70)].

В соответствии с этим величина рассеянного γ-излучения определяется в основном электронной (кажущейся) плотностью среды,

окружающей прибор, пропорциональной объемной плотности, и не зависит от изменений ее вещественного состава.

В действительности кажущаяся плотность $\delta_{к.п}$, зависящая от числа электронов в единице объема пород, отличается от истинной плотности породы $\delta_п$ на

$$\Delta\delta_п = \frac{0,5 - Z/A}{0,5} 100.$$

Между интенсивностью рассеянного γ-излучения и плотностью горных пород для достаточно больших зондов, применяемых на практике, существует обратная зависимость: чем больше плотность, тем больше рассеяние и тем меньше регистрируемое γ-излучение. На кривой ГГК-П минимальные показания соответствуют плотным породам — ангидритам, крепким доломитам и известнякам, максимумами выделяются наименее плотные породы — гипсы, глины, каменная соль, высокопористые разности известняков, песчаников, доломитов. Средними или пониженными значениями отмечаются глинистые известняки и песчаники.

При учете данных, характеризующих условия измерений в скважине и эффективность регистрации применяемой аппаратуры, возникает возможность перехода от показаний ГГК-П к объемной плотности пород $\delta_п$, а от плотности — к пористости $k_п$ [см. формулу (I.40)].

Из формулы (I.40) следует, что по результатам ГГК-П может быть определена общая пористость, включая объем межзерновых пор, каверн и трещин, независимо от характера сообщаемости и гидропроводности пор коллектора.

Для определения $k_п$ по данным ГГК-П, кроме $\delta_п$, необходимо знать величины $\delta_ж$ и $\delta_м$. $\delta_ж$ в природных условиях может изменяться от $0,8 \cdot 10^3$ (нефть) до $1,2 \cdot 10^3$ кг/м^3 (соленая вода). На практике из-за проникновения фильтрата глинистого раствора в проницаемые пласты и малой глубинности ГГК-П (10—15 см) $\delta_ж$ чаще всего определяется плотностью фильтрата, обычно близкой к 10^3 кг/м^3. В газоносных или газоконденсатных пластах из-за остаточного газонасыщения величина $\delta_ж$ может изменяться в широких пределах — от нескольких десятых до 10^3 кг/м^3. Для оценки минералогической плотности горных пород $\delta_м$ необходимо располагать данными о вещественном составе пород (литологии, глинистости) [см. § 3].

Наиболее тесная зависимость между пористостью и плотностью наблюдается в однокомпонентных породах (известняках, доломитах, кварцевых песчаниках), насыщенных определенным флюидом (рис. 114), что позволяет оценивать их пористость непосредственно по кривой ГГК-П. Показания ГГК-П существенно зависят от диаметра скважины, расстояния от стенки прибора (со стороны индикатора) до стенки скважины, от толщины глинистой корки, плотности промывочной жидкости и других факторов.

Наличие между прибором и стенкой скважины промежуточного слоя (промывочной жидкости, воздуха, глинистой корки, железной колонны) приводит к изменению средней плотности исследуемой среды. Глинистая корка, неровности стенки скважины, обусловленные кавернозностью и трещиноватостью пород, вызывают увеличение показаний ГГК-П.

Для уменьшения влияния каверн и глинистой корки на показания ГГК-П используются приборы, которые прижимаются к стенке скважины с коллимированными источниками и индикаторами. Это позволяет увеличить глубинность исследования зондом ГГК-П. Зарегистрированные одним зондом данные оказываются вполне достаточными для выполнения качественной интерпретации, но не могут быть использованы непосредственно для количественного определения плотности пород методом ГГК-П.

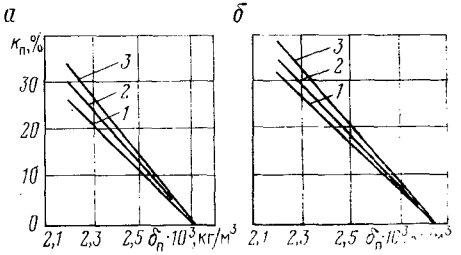


Рис. 114. Расчетные кривые зависимости общей пористости $k_п$ пород от их плотности $\delta_п$

а — известняк; *б* — доломит; кривые, записанные против пластов, насыщенных разными флюидами: *1* — нефтью, *2* — пресной водой, *3* — минерализованной водой (210 г NaCl на 1 л)

Оценка плотности пород по кривой ГГК-П, записанной одним зондом, возможна путем эталонирования диаграммы по двум опорным горизонтам с известными значениями $\delta_п$, аналогично эталонированию диаграмм гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа, при замене абсолютных значений относительными. Для этого используется следующее выражение

$$J_{ГГК} = \frac{I_{ГГК} - I_{ГГК\,min}}{I_{ГГК\,max} - I_{ГГК\,min}}, \qquad (IV.1)$$

где $I_{ГГК}$, $I_{ГГК\,min}$ и $I_{ГГК\,max}$ — показания ГГК-П соответственно против исследуемого пласта, против пласта с максимальной плотностью для данного разреза, против каверны с достаточно большим радиусом, когда с учетом радиуса исследования методом ГГК-П возможно допущение, что $I_{ГГК\,max}$ обусловлено плотностью промывочной жидкости δ_c.

Рассчитав линейную зависимость $I_{ГГК} = f(\delta_п)$ для опорных пластов, по которым имеются керновые данные, определяют плотность исследуемого пласта $\delta_{пx}$ по величине $I_{ГГК}$, полученной с помощью формулы (IV.1).

Для более надежной оценки плотности пород методом ГГК-П применяется двухзондовая установка. При этом измерение $I_{ГГК}$ производится двумя зондами различной длины и одновременно за-

писывается кавернограмма. Использование такой установки базируется на том, что результаты измерений большим зондом $I_{ГГК\,б.з}$ меньше зависят от толщины глинистой корки или слоя между прибором и стенкой скважины, чем данные, полученные зондом меньших размеров.

Плотностной гамма-гамма-каротаж находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов и оценки их пористости. В отличие от многих других геофизических методов ГГК-П одинаково чувствителен к изменению пористости как в области ее малых значений, так и больших. В этом и есть его существенное преимущество. Данные ГГК-П широко используются для изучения и контроля технического состояния скважин, оценки качества тампонажных работ, выявления интервалов притока в скважину флюидов различной плотности и других. Гамма-гамма-каротаж применяют для выявления в разрезе угольных и рудных пластов, определения их мощности, строения и содержания полезного ископаемого.

§ 18. НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ (СТАЦИОНАРНЫЕ НЕЙТРОННЫЕ МЕТОДЫ)

При нейтронном каротаже изучаются характеристики нейтронного и γ-излучений, возникающих при облучении горных пород источником нейтронов. В промышленности применяются стационарные и импульсные нейтронные методы исследования скважин.

К числу стационарных нейтронных методов относятся: нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронной каротаж по тепловым (НК-Т) и надтепловым (НК-Н) нейтронам. Результаты измерений при нейтронном каротаже представляют в виде кривой изменения вторичного гамма-излучения (НГК) или плотности тепловых (надтепловых) нейтронов с глубиной (см. рис. 112). В скважинном приборе, который используется при нейтронном каротаже, содержатся источник и индикатор γ-излучения (при НГК) или плотности нейтронов (при НК-Т и НК-Н); расстояние между источником нейтронов и индикатором соответствует длине зонда $L_з$

Нейтронный гамма-каротаж (НГК)

Радиоактивный каротаж основан на измерении характеристик поля γ-излучения, возникающего под действием внешнего источника нейтронов. Общая величина γ-излучения, регистрируемая при НГК, слагается из трех компонентов: 1) интенсивности γ-излучения $I_{НГК}$, возникающего в результате радиационного захвата ядрами породы (радиационное или вторичное γ-излучение); 2) γ-излучения $I_{ГГК}$ источника нейтронов, которое воздействует на индикатор непосредственно или вследствие облучения стенок скважины γ-лучами, часть которых рассеивается породой в направле-

нии индикатора (для ослабления непосредственного γ-излучения от нейтронного источника между ним и индикатором устанавливается свинцовый экран); 3) естественного γ-излучения $I_{ГК}$, обусловленного естественной радиоактивностью породы. Влияние естественного γ-излучения при количественных определениях учитывается по данным гамма-каротажа.

Величина $I_{НГК}$ является наиболее важной составляющей, которая по своей величине значительно превышает $I_{ГГК}$ и $I_{ГК}$. Форма кривой и суммарные показания НГК при источниках мощностью $(2—6)\cdot 10^6$ нейтр/с определяются главным образом интенсивностью радиационного захвата $I_{НГК}$.

При исследованиях зондами, длина которых $L_з$ более 40 см, плотность нейтронов в среде с большим водородосодержанием в зоне размещения индикатора мала, поскольку в такой среде нейтроны замедляются и поглощаются в основном вблизи источника. В результате породы с высоким водородосодержанием отмечаются на диаграммах НГК низкими показаниями. В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи индикатора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата, а следовательно, показаний НГК.

На результаты НГК значительное влияние оказывают также элементы, обладающие аномально высокой способностью захвата тепловых нейтронов: хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. Из них наиболее широко распространенным в осадочной толще является хлор. При захвате нейтрона ядром атома водорода испускается 1 γ-квант энергией $3{,}57\cdot 10^{-13}$ Дж; при захвате нейтронов ядром атома хлора испускается в среднем 2,37 γ-кванта высокой энергией $13{,}62\cdot 10^{-13}$ Дж.

По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на две группы — большого и малого водородосодержания. К первой группе пород относятся глины, характеризующиеся высокой влагоемкостью (пористостью) и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты), гипсы, отличающиеся малой пористостью, но содержащие химически связанную воду, а также некоторые очень пористые и проницаемые песчаники и карбонатные породы, насыщенные в естественных условиях жидкостью. При измерениях большими зондами ($L_з \geqslant 40$ см) на диаграммах нейтронного гамма-каротажа эти породы отмечаются низкими показаниями.

Во вторую группу пород входят малопористые разности — плотные известняки и доломиты, сцементированные песчаники и алевролиты, а также гидрохимические образования (ангидриты и каменная соль). На диаграммах нейтронного гамма-каротажа, зарегистрированных большими зондами, эти породы выделяются высокими показаниями. Против других осадочных пород (песков, песчаников, пористых карбонатов) показания НГК зависят от их глинистости и содержания в них водорода (насыщенности водой, нефтью и газом).

Нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, поэтому нефтеносные и водоносные пласты с малым содержанием хлора отмечаются приблизительно одинаковыми значениями НГК. Газоносные пласты в обсаженной скважине отмечаются на кривой НГК более высокими показаниями, чем такие же по литологии и пористости пласты, заполненные нефтью или водой, так как газ, имеющий низкую плотность, отмечается меньшим водородосодержанием. В необсаженной скважине из-за проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт и малой глубинности метода (40—60 см) выделение газоносных пластов по кривой НГК в общем случае затрудняется.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым нейтронам (ННК-Н)

Нейтрон-нейтронный каротаж основан на измерении характеристик полей нейтронного излучения в горных породах при облучении их внешним источником нейтронов.

На диаграммах нейтронного каротажа по тепловым нейтронам, полученных при помощи длинных зондов, водородосодержащие пласты выделяются, так же как и на кривых НГК, низкими значениями, малопористые пласты — более высокими значениями. Однако на показания ННК-Т значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому ННК-Т весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от минерализации промывочной жидкости и пластовой воды.

Показания ННК-Н практически не зависят от содержания в окружающей среде элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, в том числе хлора. Они определяются главным образом замедляющими свойствами среды — водородосодержанием. Следовательно, показания ННК-Н более тесно связаны с содержанием водорода в породе, чем показания НГК и ННК-Т. Методы ННК-Т и ННК-Н имеют преимущество перед НГК в том, что их показания свободны от влияния естественного γ-излучения и γ-излучения источников нейтронов. Длина зондов при ННК-Т и ННК-Н выбирается равной 0,4—0,5 м.

Для нейтрон-нейтронного каротажа характерна малая глубинность исследования, которая изменяется в зависимости от свойств пород и их водородосодержания от 20 до 30 см, уменьшаясь с ростом водородосодержания. Наименьший радиус исследования характерен для ННК-Н, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

Влияние скважины на результаты стационарных нейтронных методов

Влияние скважины, заполненной промывочной жидкостью, на показания нейтронных методов обусловлено увеличением водородосодержания среды в радиусе действия зонда. Это влечет за собой

снижение дифференциации кривой и данных НК, а также относительной разницы в показаниях против различных пород.

Влияние скважины на результаты НК возрастает с увеличением ее диаметра и уменьшением пористости (водородосодержания) среды. Увеличение диаметра скважины, связанное с наличием каверн, резко снижает уровень показаний нейтронного каротажа (наблюдается сдвиг кривых влево). Если диаметр каверны достигает 40—45 см, то дальнейшее его увеличение практически уже не сказывается на данных измерений. Существенное влияние на показания НК оказывает толщина слоя промывочной жидкости и глинистой корки, отделяющих прибор от стенки скважины. Наличие глинистой корки и неравномерное изменение ее толщины по стволу скважины искажают результаты НК. Это особенно характерно для малопористых пород. С увеличением пористости пород разница показаний нейтронного каротажа при перемещении прибора от стенки скважины к ее оси уменьшается.

Обсадная колонна поглощает тепловые и надтепловые нейтроны, занижая данные ННК-Т и ННК-Н. При нейтронном гамма-каротаже (НГК) наблюдаются более сложные явления, связанные с двумя противоположными процессами: 1) поглощением колонной значительной части γ-излучений, поступающих из породы; 2) захватом ядром атома железа нейтрона с испусканием γ-кванта радиационного захвата с бо́льшими числом и энергией, чем при захвате нейтрона водородом. Результирующая этих явлений показывает некоторое снижение показаний НГК в обсаженной скважине и сопровождается уменьшением дифференциации кривой.[1]

При проведении нейтронного каротажа в крепленых скважинах эффективность его снижается. В связи с этим нейтронный каротаж проводят, когда это возможно, в скважинах, не крепленных колонной. В скважинах, заполненных минерализованной промывочной жидкостью, интенсивность радиационного γ-излучения выше, чем в скважинах, заполненных пресной промывочной жидкостью или нефтью. Объясняется это тем, что в первом случае тепловые нейтроны захватываются хлором и водородом, а во втором только водородом.

Применение стационарных нейтронных методов

Стационарные нейтронные методы в комплексе с гамма-каротажем и другими геофизическими методами дают возможность выделять в разрезе глины, плотные породы и участки повышенной пористости. Если поры чистой породы заполнены пресной водой или нефтью, нейтронный каротаж характеризует емкость этих пор. В сочетании с ГГК-П нейтронные методы используются для выявления

---

[1] В пластах с высокоминерализованной водой цементное кольцо в крепленой скважине с течением времени (через 10—15 сут после цементирования) насыщается пластовой водой и, обогащаясь ионами хлора, повышает интенсивность радиационного γ-излучения.

газонасыщенности зон (характерное влияние газа на показания ГГК-П и НК улучшает выделение газоносных пород). В эксплуатационных скважинах стационарные нейтронные методы применяются для определения местоположения газожидкостного и водонефтяного контактов. При исследовании нефтяных и газовых скважин наиболее широко используется НГК; при низкой минерализации пластовых вод и промывочной жидкости целесообразно применение ННК-Т.

§ 19. ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

Сущность импульсного нейтронного каротажа заключается в изучении нестационарных нейтронных полей и γ-полей, создаваемых генератором нейтронов. Генератор нейтронов работает в импульсном режиме с частотой следования импульсов от 10 до 500 Гц. Сущность импульсного режима заключается в облучении пластов, вскрываемых скважиной, импульсами нейтронов длительностью $\Delta t_д$, следующими друг за другом через определенный промежуток времени t (рис. 115). После истечения времени $t_з$ (время задержки) включается наземная измерительная аппаратура и на протяжении времени Δt (окно временного анализатора) измеряется плотность нейтронов или продуктов их взаимодействия с веществом. Изменяя время включения измерительной аппаратуры (время задержки $t_з$) и измеряя плотность нейтронов на протяжении отрезка времени Δt, изучают процессы взаимодействия с веществом, характерные для данного времени жизни нейтронов (см. § 7).

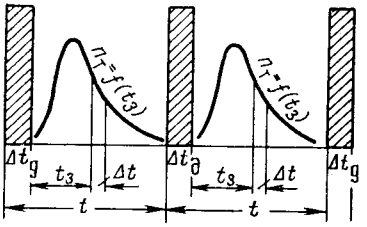


Рис. 115. Схема, поясняющая принцип измерения импульсными нейтронными методами

При помощи импульсных нейтронных методов изучают: 1) зависимости плотности (числа) тепловых нейтронов n_t или интенсивности вторичного γ-излучения $I_{НГК}$ от времени; 2) закономерности взаимодействия нейтронов с веществом в заданный момент времени с регистрацией элементарных частиц в течение времени $t_з$. Различают импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК).

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) основан на измерении характеристик нестационарных нейтронных полей. Этим методом регистрируют диаграммы плотности тепловых нейтронов n_t при неизменном расстоянии $L_з$ между мишенью и индикатором и при нескольких фиксированных задержках $t_з$ и временных окнах Δt.

Плотность тепловых нейтронов зависит в общем случае от замедляющих и поглощающих свойств среды и определяется длиной замедления L_s, коэффициентом диффузии D и временем жизни τ тепловых нейтронов. На относительно больших временах задержки ($2000 > t_з > 1000$ мкс), применяемых в ИННК, n_t практически не зависит от L_s и определяется только параметрами D и τ; возможностью раздельной оценки этих параметров отличаются импульсные методы от стационарных.

Таким образом, данные ИННК несут информацию о двух нейтронных параметрах горных пород: коэффициенте диффузии D, зависящем главным образом от водосодержания пород, и среднем времени жизни тепловых нейтронов $\tau_{ср}$, связанном только с поглощающими свойствами пород.

Замедление быстрых нейтронов и их превращение в тепловые происходит в течение единиц микросекунд (10^{-6} с), в то время как процесс диффузии и захвата тепловых нейтронов (среднее время жизни тепловых нейтронов) длится сотни микросекунд. В связи с этим время задержки, используемое в ИННК, выбирается в интервале 100—2000 мкс. Этот отрезок времени практически охватывает весь период жизни тепловых нейтронов в породах, слагающих нефтяные и газовые месторождения.

В однородной среде непосредственно после излучения импульсов нейтронов их плотность возрастает и через время t_0 достигает теплового равновесия, а затем происходит поглощение нейтронов и их убывание по экспоненциальному закону $e^{-t\tau}$.

К концу времени t число оставшихся нейтронов определяется выражением

$$n_t = n_{t_0} \exp(-\Sigma_з v_T t), \qquad \text{(IV.2)}$$

где n_{t_0} — число тепловых нейтронов при $t_0 = 0$. Выражение (IV.2) может быть приведено к следующему виду:

$$n_t = n_{t_0} \exp\left(-\frac{t}{\tau}\right). \qquad \text{(IV.3)}$$

Располагая двумя измерениями n_t при t_1 и t_2, согласно формуле (IV.2) получим макроскопическое сечение захвата нейтронов окружающей средой:

$$\Sigma_з = \frac{1}{v_T(t_2 - t_1)} \ln \frac{n_{t_1}}{n_{t_2}}. \qquad \text{(IV.4)}$$

Времена задержки t_1 и t_2 выбираются с таким расчетом, чтобы основная часть захватов нейтронов приходилась на породу, а раннее влияние скважины было исключено. Литологически однородные пласты одинаковой пористости, насыщенные нефтью и минерализованной водой, могут рассматриваться как среды с примерно равным водородосодержанием ($D_1 \approx D_2$), но с разным содержанием хлора в единице объема породы, а следовательно, с разными поглощающими свойствами. В породе пористостью 20%, содержа-

щей сильноминерализованную воду, среднее время жизни тепловых нейтронов составляет 90—110 мкс, при нефтесодержании — от 260 до 300 мкс. В однородном пласте с пористостью $k_п$ отношение показаний ИННК против нефтеносной $n_н$ и водоносной $n_в$ частей пласта с использованием (IV.3) определяется выражением

$$\frac{n_н}{n_в} = \exp\left[-\left(\frac{1}{\tau_н} - \frac{1}{\tau_в}\right)t_з\right]. \qquad (IV.5)$$

Если допустить, что $t_з \to \infty$, то при $\tau_в < \tau_н$ (что имеет место в минерализованных пластовых водах) отношение $n_н/n_в \to \infty$. В действительности время задержки $t_з$ ограничено техническими условиями и не превышает 2000 мкс. На практике величина $n_н/n_в$ при $t_з = 1000$ мкс превышает 10, достигая 50 и более. При использовании стационарного источника нейтронов в нефтеносном и водоносном частях пласта $n_н/n_в = \tau_н/\tau_в$ не превышает 2—3.

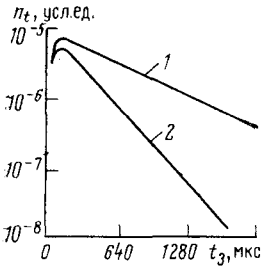


Рис. 116. Расчетные кривые $n_t = f(t_з)$ для водонасыщенного песчаника ($k_п = 20$ %), содержащего пресную (*1*) и минерализованную (*2*) воду

Интенсивность спада кривой $n_t = f(t_з)$ определяется поглощающими свойствами среды, которые зависят в основном от хлоросодержания. По углу наклона кривой $n_t = f(t_з)$, построенной в полулогарифмическом масштабе, можно определить τ. С увеличением хлоросодержания τ снижается и происходит более быстрый спад n_t во времени (рис. 116). С увеличением задержки $t_з$ растет различие значений n_t, полученных для сред с высоким и низким хлоросодержанием. Кривая спада $n_t = f(t_з)$, которая используется для определения нейтронных параметров, может быть построена по нескольким диаграммам ИННК, записанным при зонде неизменной длины $L_з$ и разных задержках $t_з$ или по нескольким измерениям в одной точке.

Длительность временного окна Δt, как и длительность интервала испускания нейтронов источником при замере ИННК, выбирается как можно большей, чтобы повысить скорость счета, однако не должна превышать величины среднего времени жизни нейтронов $\tau_{ср}$ исследуемых пород. Обычно Δt устанавливается равным 100—300 мкс. Скорость регистрации в ИННК, как и в других методах радиоактивного каротажа, определяется постоянной времени аппаратуры, минимальной мощностью пласта и скоростью счета и равна 100—200 м/ч при выходе нейтрона $5 \cdot 10^7$ нейтр/с.

Импульсный нейтронный гамма-каротаж

При импульсном нейтронном гамма-каротаже (ИНГК) с импульсным источником нейтронов регистрируется изменение по разрезу скважины интенсивности γ-излучения

радиационного захвата тепловых нейтронов $I_{НГК}$ при фиксированных задержках $t_з$ на неизменном расстоянии $L_з$ между мишенью и индикатором.

Интенсивность γ-излучения радиационного захвата, как и в случае ИННК, пропорциональна плотности нейтронов. Однако вследствие больших по сравнению с тепловыми нейтронами длин пробега γ-квантов и скоростей их диффузии поле радиационного γ-излучения оказывается более равномерно распределенным по сравнению с полем тепловых нейтронов. Следовательно, показания ИНГК отражают процесс более полного, чем ИННК, поглощения тепловых нейтронов. Таким образом, при ИНГК, как и при ИННК, основным критерием разделения коллектора по нефтеводонасыщению служит время жизни тепловых нейтронов τ.

При небольших значениях $t_з$ основная часть γ-квантов образуется при поглощении нейтронов в скважине и свойства пласта мало сказываются на показаниях ИНГК. Начиная с некоторого среднего времени $t_{ср}$, доля $I_{НГК}$ из скважины пренебрежимо мала, следовательно, измерения ИНГК целесообразно проводить через время $t_з$, превышающее среднее время замедления нейтронов в исследуемой среде, т. е. в конце жизни нейтронов, и изменяющееся от 300 до 900 мкс. Зависимость интенсивности γ-излучения радиационного захвата от нейтронных поглощающих свойств пласта (при $t_з > t_{ср}$) определяется выражением

$$I_{НГК} \approx I_{НГК_0} \exp\left(-\frac{t}{\tau}\right), \qquad (IV.6)$$

где $I_{НГК_0}$ — интенсивность радиационного γ-излучения при $t = 0$.

Экспериментальными исследованиями для процесса радиационного захвата установлено, что кривая $\lg I_{НГК} = f(t_з)$ выходит на экспоненту $e^{-t\tau}$ при меньших задержках времени по сравнению с кривой $\lg n_t = f(t_з)$; показания ИНГК меньше зависят от коэффициента диффузии. Это увеличивает радиус исследования и снижает влияние скважины на показания данного метода.

В ИНГК время жизни тепловых нейтронов определяется по наклону графика временного спектра регистрируемого γ-излучения. Глубинность ИНГК при одинаковых условиях больше глубинности ИННК примерно на 10 %.

Задаваясь допустимой погрешностью ε определения величины $1/\tau$, длину зонда ИНК рекомендуется рассчитывать по формуле

$$L_з = \frac{3}{2}\sqrt{\frac{D_п}{\varepsilon}}, \qquad (IV.7)$$

где $D_п$ — коэффициент диффузии горных пород.

В практике исследования нефтяных и газовых скважин в настоящее время используются зонды длиной 35—40 см. Наличие

зоны проникновения фильтрата глинистого раствора эквивалентно увеличению диаметра скважины. В проницаемых пластах глубина проникновения фильтрата раствора обычно превышают радиус исследования, и в течение первого периода после крепления скважины показания ИНК обусловлены в основном только влиянием зоны проникновения.

При качественной интерпретации диаграмм ИНК руководствуются следующим: малопористые неглинистые пласты, нефтеносные и газоносные коллекторы характеризуются максимальными показаниями на кривых плотностей тепловых нейтронов $n_т$ и γ-излучений $I_{НГК}$; глинистые пласты, высокопористые коллекторы, насыщенные минерализованной водой, и другие — минимальными показаниями.

При изучении нефтяных и газовых месторождений главной задачей является выделение в разрезе нефтегазоносных пластов и определение водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов. Наиболее надежно она решается по нескольким диаграммам ИНК, полученным при различных задержках $t_з$ для оценки зависимостей $n_t = f(t_з)$ и $I_{НГК} = f(t_з)$. В этом случае положительные результаты при определении ВНК получают в неперфорированных высокопористых пластах без проникновения в них фильтрата раствора при содержании NaCl в пластовой воде 30—50 г/л и в перфорированных при концентрации NaCl более 100 г/л. Стационарные методы нейтронного каротажа в этих условиях неэффективны (см. § 37).

Применение импульсных нейтронных методов

Импульсный нейтронный каротаж нашел широкое применение при исследовании действующих, обсаженных колоннами скважин для прослеживания водонефтяного и газожидкостного контактов, установления нефтенасыщенных зон и интервалов, не отдающих нефть, выявления перетоков нефти и газа между пластами, прослеживания продвижения фронта воды, сопоставления разреза и границ ВНК скважин, крепленных колонной и открытых.

Наилучшие результаты с помощью ИНК получают в районах с высокой минерализацией пластовых вод (более 100 г/л), где показания ИННК и ИНГК против водоносных и нефтеносных пластов различаются в несколько раз (до 10), тогда как различие показаний стационарных методов нейтронного каротажа составляет 10—20 %. Методы ИНК являются перспективными в отношении определения ВНК в обсаженных колоннами скважинах с меньшей минерализацией пластовых вод (25—50 г/л), а также в интервалах перфорированной колонны при комплексном использовании кривых ИНК и плотномера (ГГК). Если известны литология, пористость пласта и минерализация пластовых вод, при помощи ИНК возможна количественная оценка нефте- и водонасыщения.

§ 20. МЕТОД РАДИОАКТИВНЫХ ИЗОТОПОВ

Активированные жидкости, содержащие радиоактивные изотопы, применяют для прослеживания движения флюида в пласте в процессе разработки,[1] изучения закономерности распространения

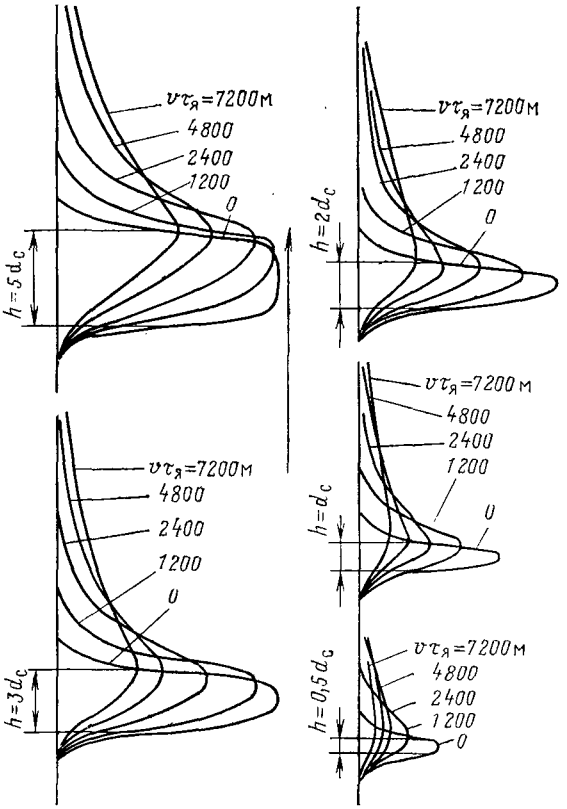


Рис. 117. Форма кривых гамма-каротажа против пласта повышенной радиоактивности (по Ю. А. Гулину)

Стрелкой показано направление движения глубинного прибора

коллекторов в пределах месторождения, установления гидродинамической связи между отдельными объектами разработки, выявления зон трещиноватости, а также определения высоты подъема цемента. Для этой цели используют короткоживущие изотопы: $^{131}_{53}I$ с $T_{1/2}$ = 8,1 сут, $^{82}_{35}Br$ с $T_{1/2}$ = 1,5 сут (вид химического соединения и носителя соответственно — водный раствор NaI, KI; иодобензол; водный раствор NaBr, KBr) и др.

[1] Для этого при использовании вторичных методов эксплуатации применяется смесь воды или газа с тритием или активированным иодистым этилом.

В зависимости от решаемых задач и условий применения используются растворы солей радиоактивных изотопов в воде или нефти, взвеси тонких глинистых частиц, на которых осаждены радиоактивные изотопы (активированные суспензии), и радиоактивные изотопы, осажденные на порошках, песке и других материалах. Измерения интенсивности γ-излучения по стволу скважины проводят после ввода в нее радиоактивного вещества; для прослеживания радиоактивных веществ по скважине проводят ряд замеров.

Интерпретация результатов измерений при работе с радиоактивными изотопами заключается в сопоставлении диаграмм гамма-каротажа, полученных в скважине до ввода в нее радиоактивного вещества и после ввода. Такое сопоставление дает возможность исключить пласты с повышенной естественной радиоактивностью и выявить участки разреза, в которых наблюдается проникновение в пласт активированных жидкостей или суспензии.

§ 21. ФОРМА КРИВОЙ ПРИ РАДИОАКТИВНОМ КАРОТАЖЕ

Согласно расчетным данным в пластах, мощность которых больше трех диаметров скважины ($h \geqslant 3\ d_c$), интенсивность гамма-излучения достигает своего максимума (минимума) в середине пласта и не изменяется при дальнейшем возрастании мощности пласта. Пласты мощностью равными или меньше диаметра скважины отмечаются малыми отклонениями на гамма-каротажной кривой.

Интегрирующая ячейка (см. § 22, рис. 118 и 119) оказывает заметное влияние на форму кривой радиоактивного каротажа. На рис. 117 показан пример отклонения кривой РК от идеальной формы при наличии интегрирующей ячейки. Кривая $v\tau_я = 0$ получена при отсутствии влияния интегрирующей ячейки. С увеличением скорости перемещения глубинного прибора v (с ростом $v\tau_я$) кривая приобретает асимметричный вид и смещается по глубине в направлении перемещения глубинного прибора. При движении прибора снизу вверх подошва пласта с повышенными показаниями отмечается по началу крутого подъема кривой, а кровля — по началу крутого ее спада. Для пласта с пониженными показаниями на кривой имеет место обратная зависимость.

Кривые гамма-гамма-(ГГК) и нейтронного каротажа (НК) имеют более сложную форму, чем кривая гамма-каротажа (ГК), так как регистрация первых производится зондами, содержащими источник и индикатор. Установлено, что при нейтронном каротаже соотношение ширины аномалии и мощности пласта зависит и от водородосодержания пласта. Против пласта с большим водородосодержанием ширина аномалии на кривой НК превышает его мощность, а при малом она меньше. Несмотря на это, при решении практических задач допускают, что на форму кривых других видов радиоактивного каротажа влияют те же причины, что и на форму кривой гамма-каротажа.

§ 22. АППАРАТУРА РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА

Аппаратура радиоактивного каротажа состоит из скважинного прибора и наземной панели с источником питания и предназначена для проведения ГК, НГК, ННК, ГГК и ИННК с помощью серийных автоматических каротажных станций.

Индикаторы и источники излучений

Скважинный прибор радиоактивного каротажа состоит из индикатора (датчика) и электронной схемы, помещенных в прочный охранный кожух. В качестве индикаторов γ-излучения используются газоразрядные и сцинтилляционные счетчики, а в качестве

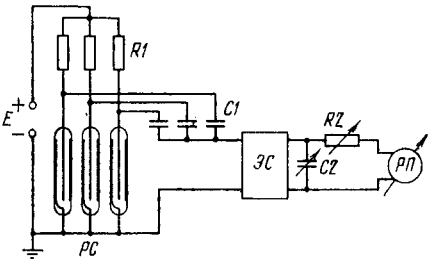


Рис. 118. Принципиальная схема измерения скорости счета газоразрядными счетчиками

РС — разрядные счетчики; *Е* — источник высокого напряжения; *R1* — нагрузочные резисторы; *С1* — переходные емкости; *ЭС* — электронная схема; *R2—С2* — интегрирующая ячейка; *РП* — регистрирующий прибор

индикаторов нейтронного излучения — пропорциональные и сцинтилляционные счетчики.

Газоразрядный самогасящийся счетчик (счетчик Гейгера—Мюллера) представляет собой цилиндрический стеклянный баллон, заполненный под пониженным давлением смесью инертного газа и паров высокомолекулярных органических соединений (спиртов и др.). В баллон помещены два электрода: отрицательный — катод и положительный — анод. Первый выполнен в виде металлизированной внутренней поверхности баллона, а второй — в виде натянутой по оси баллона вольфрамовой нити. Газоразрядные счетчики различаются по геометрическим размерам, составу органического наполнителя и типу катода (МС — счетчик с медным катодом, ВС — с вольфрамовым катодом и т. д.).

Принципиальная схема измерения γ-излучения при помощи газоразрядных счетчиков показана на рис. 118. Действие счетчика основано на том, что γ-кванты, попадающие в него, при наличии достаточного напряжения между катодом и анодом (на счетчик подается от источника *Е* напряжение постоянного тока порядка, 1000 В), вызывают ионизацию газа, в результате которой в счетчике возникает разряд, создающий импульс тока в цепи его питания. Импульсы, возникающие в счетчике, через переходную емкость *С1* поступают на электронную схему *ЭС* для дальнейшего преобразования и регистрации. Для определения относительной интенсивности излучения скорости счета при помощи счетчика получают

среднее число импульсов $N_{ср}$ за время t и рассчитывают среднее число импульсов в единицу времени:

$$N_1 = N_{ср}/t, \qquad (IV.8)$$

где $N_{ср}$ — среднее число импульсов, зарегистрированных счетчиком за время t (в мин). Счетчики излучения характеризуются определенной эффективностью, под которой понимается отношение числа импульсов, зарегистрированных на выходе со счетчика к числу γ-квантов, попавших в его рабочий объем в единицу времени. Эффективность газоразрядных счетчиков очень мала и не превышает 2—3 %.

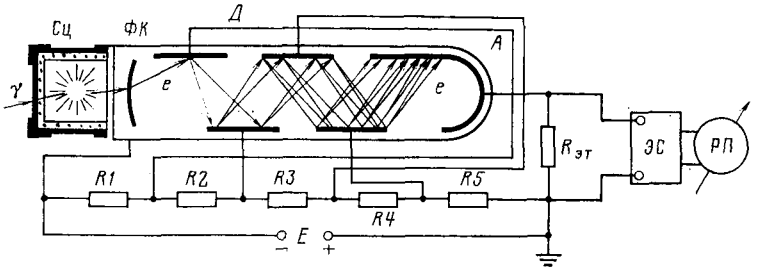


Рис. 119. Принципиальная схема измерения скорости счета сцинтилляционным счетчиком

Сц — сцинтиллятор; *ФК* — фотокатод; *А* — анод; *Д* — диноды; *Е* — источник высокого напряжения; $R_{эт}$ — резистор анодной нагрузки; *R1—R5* — делитель напряжения *ЭС* — электронная схема; *РП* — регистрирующий прибор

При измерениях скорости счета наблюдаются статистические флуктуации — колебания интенсивности излучения вокруг некоторой средней величины в одних и тех же условиях. Уменьшить погрешность от флуктуации можно путем осреднения наблюдений за некоторый интервал времени $\tau_я$ (выбор значений постоянной времени $\tau_я$ проводится при помощи входящей в измерительную схему интегрирующей ячейки, включающей конденсатор и сопротивление).

Сцинтилляционный (люминесцентный) счетчик состоит из сцинтиллятора и фотоэлектронного умножителя ФЭУ (рис. 119). В качестве сцинтиллятора обычно применяют прозрачные неорганические кристаллы галоидных солей щелочных металлов, называемых фосфорами. Гамма-квант, попадая на кристалл таких веществ, поглощается, что сопровождается образованием вторичного электрона и позитрона. Эти заряженные вторичные частицы затрачивают часть своей энергии на возбуждение молекул кристалла вдоль траектории своего движения. Возбужденные молекулы живут недолго и возвращаются в основное состояние, выделяя при этом избыточную энергию в виде световых квантов (фотонов),— в кристалле возникают вспышки света (сцинтилляции). Для увеличения выхода света и уменьшения его по-

глощения в самом сцинтилляторе добавляют специальные активаторы. Наибольшее применение в аппаратуре радиоактивного каротажа получили сцинтилляторы, представляющие собой монокристаллы иодистого натрия, активированные таллием NaI (Tl). Кристаллы NaI очень гигроскопичны и при попадании на них влаги выходят из строя. В связи с этим их герметизируют в тонком дюралюминиевом стакане с торцевым окном под фотокатод фотоумножителя.

Фотоумножитель состоит из фотокатода, коллектора (анода) и системы расположенных между ними электродов (динодов). Между фотокатодом и анодом создается высокое напряжение (1000—1500 В) с помощью источника высокого напряжения *E*, а с помощью делителя напряжения *R1—R5* соответствующие потенциалы подаются на диноды. Световые вспышки (фотоны), возникающие в сцинтилляторе, попадая на фотокатод *ФЭУ*, выбивают из него электроны. Эти электроны, ускоряясь в поле между фотокатодом и первым динодом, выбивают из последнего в несколько раз большее количество электронов. Процесс образования вторичных электронов на последующих динодах расширяется — на аноде *ФЭУ* образуется поток электронов, приводящий к возникновению импульса напряжения на выходе фотоумножителя. Импульсы, возникающие на выходе *ФЭУ*, подаются на электронную схему для последующих преобразований и регистрации. При одной и той же интенсивности γ-излучения скорость счета сцинтилляционных счетчиков значительно выше по сравнению с газоразрядными. Их эффективность достигает 20—30 %.

Амплитуда сигнала на выходе со сцинтилляционного счетчика пропорциональна энергии γ-кванта, попавшего на его кристалл. Эта особенность позволяет применять сцинтилляционные счетчики для изучения энергетического спектра γ-излучения.

Пропорциональные счетчики, служащие для измерения плотности тепловых нейтронов (при ННК-Т), представляют собой цилиндрический баллон с металлизированной внутренней поверхностью (катод) и протянутой посредине вольфрамовой нитью (анод).

Баллон заполнен под низким давлением (0,05 МПа) трехфтористым бором BF_3, обогащенным изотопом бора $^{10}_{5}B$. Тепловые нейтроны, попадающие в счетчик, интенсивно поглощаются изотопом бора $^{10}_{5}B$. При этом происходит ядерная реакция с образованием лития $^{7}_{3}Li$ и выделением быстрых α-частиц $^{4}_{2}He$ по схеме

$$^{10}_{5}B + ^{1}_{0}n \rightarrow ^{7}_{3}Li + ^{4}_{2}He.$$

Выделяющаяся в результате этой реакции α-частица вызывает ионизацию газового наполнителя баллона, что приводит к возникновению импульса напряжения на анодной нагрузке счетчика. Для измерения плотности надтепловых нейтронов (при ННК-Н) применяют те же пропорциональные счетчики с кадмиевым (толщ и-

ной около 0,5 мм) и парафиновым окружением. Кадмий поглощает тепловые нейтроны и пропускает к счетчику надтепловые нейтроны. Надтепловые нейтроны, прошедшие слой кадмия, замедляются водородсодержащим парафином до тепловых и регистрируются пропорциональным счетчиком.

Эффективность пропорциональных счетчиков несколько выше обычных газоразрядных самогасящихся счетчиков, но не превышает 8 %. Повышение эффективности и снижение погрешности за счет статистических флуктуаций при измерении плотности тепловых нейтронов могут быть достигнуты применением группы из нескольких параллельно включенных пропорциональных счетчиков.

Для определения скорости счета, вызванной радиоактивным излучением, счетчик или группа счетчиков подключается к электронной схеме *ЭС* — измерителю скорости счета (см. рис. 118, 119).

В измерителе скорости счета (*ЭС*) импульсы, поступающие со счетчика, сначала стандартизируются (формируются по амплитуде и длительности) и затем поступают на интегрирующую ячейку *R2—C2*. В интегрирующей ячейке *RC* происходит преобразование последовательности стандартизированных импульсов в ток, пропорциональный среднему количеству импульсов в единицу времени — скорости счета. При этом средняя величина силы тока

$$I_{ср} = N_а \Delta t N_1, \qquad (IV.9)$$

где $N_а$ — средняя амплитуда импульса; Δt — длительность импульса; N_1 — средняя скорость счета.

Так как для стандартизированных импульсов их амплитуда $N_а$ и длительность Δt постоянны, то количество электричества g, соответствующее одному импульсу и равное $N_а \Delta t$ ($g = N_а \Delta t$), также постоянно. Отсюда следует, что средняя величина силы тока на выходе с интегрирующей ячейки

$$I_{ср} = gN_1$$

и пропорциональна средней скорости счета. Для измерения этой силы тока к выходу *RC*-ячейки подключают регистрирующий прибор *РП*. Интегрирующая ячейка, в которой происходит осреднение импульсов, характеризуется постоянной времени $\tau_я$. Постоянная времени равна произведению сопротивления *R2* (в Ом) на емкость *C2* (в Ф) — $\tau_я = R2\ C2$.

Осреднение импульсов в интегрирующей ячейке тем больше, чем больше $\tau_я$. В связи с этим для снижения погрешности измерения скорости счета, связанной со статистическими флуктуациями, необходимо увеличивать величину $\tau_я$. Однако увеличение $\tau_я$ снижает допустимую скорость перемещения скважинного прибора при записи кривых РК. Обычно в аппаратуре РК предусматривается возможность установления нескольких значений $\tau_я$ путем изменения *R* или *C* в *RC*-ячейке.

В зондовых устройствах скважинных приборов, рассчитанных на производство нейтронных методов каротажа, устанавливается

источник быстрых нейтронов, а в приборах гамма-гамма-каротажа — источник γ-излучения.

Источник быстрых нейтронов представляет собой порошковую смесь радиоактивного вещества (полоний, радий, плутоний), самопроизвольный распад которого сопровождается α-излучением, и мишени (бериллий, бор). Порошковая смесь α-излучателя и мишени герметично запаяна в стеклянную ампулу, защищенную латунным кожухом. В зависимости от типа излучателя и мишени различают полониево-бериллиевые (Po + Be), радиево-бериллиевые (Ra + + Be), плутониево-бериллиевые (Pu + Be), полониево-борные (Po + B) и радиево-борные (Ra + B) источники нейтронов. Мощность этих источников условно характеризуется α-активностью излучателя.

Обычно в приборах радиоактивного каротажа используются источники нейтронов с мощностью $(3{,}7—11{,}1)\cdot 10^{10}$ Бк, излучающие $(2—6)\cdot 10^{6}$ нейтр/с. Наибольшее распространение в практике радиоактивного каротажа получили полониево-бериллиевые, (Po + Be) источники, с помощью которых получают излучение быстрых нейтронов по схеме

$$^{9}_{4}\mathrm{Be} + ^{4}_{2}\mathrm{He} \rightarrow ^{12}_{6}\mathrm{C} + ^{1}_{0}n + \gamma.$$

Полониево-бериллиевые источники нейтронов характеризуются периодом полураспада $T_{1/2}$, равным 138,3 сут, и могут испускать нейтроны с энергией $(0{,}8—17{,}6)\cdot 10^{-13}$ Дж.

Ампульные источники нейтронов используют для создания в скважинах стационарных нейтронных полей, на изучении которых основаны стационарные нейтронные методы радиоактивного каротажа (НГК, ННК-Т, ННК-Н).

При проведении исследований скважин методом ИННК в качестве источников быстрых нейтронов применяют специальные импульсные генераторы нейтронов. Для получения быстрых нейтронов в импульсных генераторах используют ядерную реакцию, проводимую путем бомбардировки тритиевой мишени ускоренными в ионной трубке ядрами дейтерия.

В зондовых устройствах скважинных приборов, рассчитанных на исследование скважин методами рассеянного γ-излучения, в качестве источников γ-излучения наиболее часто используются радиоактивные изотопы кобальта ^{60}Co [$T_{1/2} = 5{,}27$ г, $E_\gamma = (1{,}87—3{,}41)\cdot 10^{-13}$ Дж], цезия ^{137}Cs ($T_{1/2} = 33$ г, $E_\gamma = 1{,}06\cdot 10^{-13}$ Дж), тулия ^{170}Tm ($T_{1/2} = 127$ сут, $E_\gamma = 0{,}13\cdot 10^{-13}$ Дж) и др. Кобальт-60 и цезий-137 используются при ГГК-П, а тулий-170, характеризующийся мягким излучением — при ГГК-С.

Для проведения радиоактивных исследований скважин в настоящее время разработаны различные типы аппаратуры со сцинтилляционными, газоразрядными и пропорциональными счетчиками. Наиболее широкое применение из них находит аппаратуры, рассчитанная на комплексные измерения в глубоких скважинах.

Двухканальная комплексная аппаратура типа ДРСТ

Двухканальная аппаратура радиоактивного каротажа типа ДРСТ со сцинтилляционными счетчиками предназначена для исследования глубоких скважин методами ГК, НГК, ННК, ГГК и рассчитана на работу с лабораториями автоматических каротажных станций АКС/Л-7, АКС-65 и др. Она состоит из двухканального

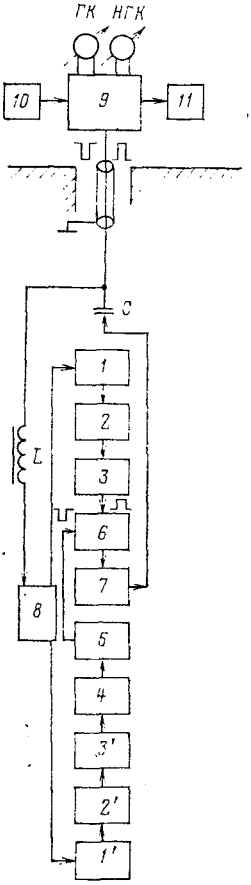


Рис. 120. Блок-схема аппаратуры ДРСТ

1 и *1'* — счетчики канала соответственно ГК и НГК; *2* и *2'* — усилители; *3* и *3'* — амплитудные дискриминаторы; *4* — триггер; *5* — нормализатор; *6* — смеситель; *7* — выходной каскад; *8* — высоковольтный преобразователь; *9* — панель управления; *10* — блок питания; *11* — пересчетное устройство

скважинного прибора — радиометра и наземного пульта управления, связанных двухпроводной линией (ЦЖК и ОК одножильного бронированного кабеля или двумя жилами многожильного кабеля). Наличие в аппаратуре двух каналов позволяет осуществлять исследования скважин одновременно двумя методами в комбинациях ГК и НГК, ГК и ННК или ГК и ГГК. Такой комплекс измерений обеспечивается тем, что один из каналов постоянно используется для ГК, второй — со сменными зондовыми устройствами (типа счетчиков и источников излучения) для измерения методом НГК, ННК или ГГК.

Блок-схема аппаратуры ДРСТ дана на рис. 120. Скважинный прибор состоит из двух измерительных каналов, а также общих для обоих каналов блока высокого напряжения, смесителя и выходного каскада.

Канал ГК включает сцинтилляционный счетчик, однокаскадный усилитель и амплитудный дискриминатор; канал НГК (ННК или ГГК) — зондовое устройство со сцинтилляционным счетчиком и соответствующим источником излучения (при ННК применяется счетчик нейтронного излучения), однокаскадный усилитель, амплитудный дискриминатор, триггер и нормализатор. Прибор рассчитан на работу в скважинах глубиной до 5 км в условиях температур до 120 °С и давлений до 100 МПа. Термостойкость сцинтилляционных счетчиков достигается путем их термостатирования в сосудах Дюара. Отрицательные импульсы со счетчика *1* канала ГК, усиленные и преобразованные в положительные усилителем *2*, поступают на вход амплитудного дискриминатора *3*, на выходе

с которого появляются отформированные по оптимальной длительности (40 мкс) прямоугольные положительные импульсы. Отрицательные же импульсы со счетчика *1'* канала НГК (ННК, ГГК), усиленные и преобразованные в положительные усилителем *2'*, поступают на вход амплитудного дискриминатора *3'*, на выходе с которого появляются прямоугольные положительные импульсы, отформированные по длительности (10 мкс). Далее эти импульсы поступают на триггер *4*, пересчитывающий их 1 : 2, и нормализатор *5*. Последний формирует импульсы канала по амплитуде и длительности (40 мкс) и преобразует опять в отрицательные.

Положительные импульсы с выхода амплитудного дискриминатора канала ГК и отрицательные с выхода нормализатора канала НГК (ННК, ГГК) подаются на входы смесителя *6*, представляющего собой двухканальный усилитель с общей анодной нагрузкой. Смеситель выполнен так, что при одновременном поступлении на него разнополярных импульсов он пропускает только положительные (ГК) и подавляет отрицательные НГК (ННК, ГГК), при неодновременном же поступлении на него разнополярных импульсов он пропускает как положительные (ГК), так и отрицательные НГК (ННК, ГГК) импульсы. С выхода смесителя разнополярные импульсы поступают на выходной каскад *7*, представляющий собой катодный повторитель с трансформаторным выходом. Выходной каскад служит для усиления сигналов и согласования выходного сопротивления скважинного прибора с сопротивлением каротажного кабеля.

С выходного каскада разнополярные, но одинаковые по длительности импульсы ГК и НГК (ННК, ГГК) поступают в кабель и по нему передаются на поверхность. Питание *ФЭУ* счетчиков постоянным стабилизированным током высокого напряжения осуществляется от общего для обоих каналов высоковольтного преобразователя.

Монтаж электронной схемы скважинного прибора выполнен в корытообразном шасси; счетчики ГК расположены в верхней части, а сменные счетчики НГК, ГГК, ННК — в нижней. Шасси с выполненной на нем электронной схемой помещено в герметичный охранный кожух, заканчивающийся вверху приборной головкой, внизу — специальным замком для подсоединения сменных зондовых устройств с разными источниками излучения (нейтронным или гамма-источником).

В верхней части камеры зондового устройства установлен свинцовый экран, предохраняющий счетчики от прямого воздействия излучения источника.

Наземная часть аппаратуры ДРСТ состоит из панели управления и блока питания. Панель управления *9* включает входной усилитель, фазоинверторный каскад, два канала измерителя скорости счета, счетное устройство *11* и калибратор.

Положительные импульсы ГК и отрицательные НГК (ННК, ГГК), поступающие по кабелю со скважинного прибора, после уси-

ления входным усилителем подаются на входы двух каналов измерителя скорости счета. Фазоинверторный каскад, устанавливаемый перед одним из каналов (обычно перед каналом НГК), обеспечивает их идентичность путем изменения полярности импульсов НГК (ННК, ГГК). Каждый канал измерителя скорости счета состоит из дискриминатора, нормализатора, интегрирующего контура (*RC*-ячейки) и компенсатора фона. На входах каналов измерителя скорости счета импульсы ГК и НГК (ННК, ГГК) разделяются по полярности, затем дискриминаторами и нормализаторами соответствующих каналов стандартизируются по длительности и амплитуде, в интегрирующих контурах преобразуются в величины сигналов, пропорциональные соответствующим скоростям счета, которые записываются регистрирующим прибором.

Число импульсов, поступающих в каналы измерителя скорости счета, может быть измерено с помощью счетного устройства *11*. Калибратор позволяет получать фиксированное число импульсов в минуту (3000; 12000; 48000 имп/мин), подачей которых в измерительный канал можно вызвать необходимое отклонение пишущего устройства и тем самым установить заданные масштабы записи кривых. Питание аппаратуры осуществляется от блока питания *10*, обеспечивающего подачу стабилизированного постоянного напряжения: для питания скважинного прибора — 150 В, для анодных цепей панели управления — 250 В, для компенсаторов фона — (— 150 В) и счетного устройства — 450 В.

Аппаратура импульсного нейтронного каротажа

В скважинном приборе ИНК размещается импульсный генератор нейтронов, индикатор тепловых нейтронов (или γ-квантов) и другие блоки, имеющиеся во всех радиометрах. Наземная часть аппаратуры включает источники питания и панель управления с временным анализатором.

Источником быстрых нейтронов является ускорительная трубка, в которой для получения быстрых нейтронов используется ядерная реакция в мишени трития *T* (сверхтяжелого изотопа водорода ^{3}H), бомбардируемой ускоренными ядрами дейтерия *D* (тяжелого изотопа водорода ^{2}H). При этом осуществляется синтез ядер гелия ^{4}He (α-частиц), сопровождаемый испусканием нейтронов с энергией $22{,}6 \cdot 10^{-13}$ Дж:

$$D + T \rightarrow n + \alpha. \qquad \text{(IV.10}$$

Ускорительная трубка представляет собой стеклянный баллон, заполненный дейтерием (рис. 121). Ионизация дейтерия осуществляется электронами, эмиссируемыми накаленным вольфрамовым катодом *2*. Электроны ускоряются цилиндрическим анодом *4* и под действием продольного магнитного поля, образованного катушкой *3*, перемещаются вдоль него по спиральным траекториям. Высоковольтный электрод *5*, в котором расположена мишень *6*, питается

переменным синусоидальным напряжением со вторичной обмотки высоковольтного трансформатора *Тр*.

При отрицательном потенциале на электроде *5* электроны, не доходя до конца цилиндрического анода, отражаются и таким образом совершают внутри цилиндра колебательные движения, ионизирующие дейтерий. В то же время образовавшиеся положительно заряженные дейтроны ускоряются и, бомбардируя мишень *6*, из циркония или титана, насыщенного тритием, генерируют быстрые нейтроны, с энергией до $22{,}6 \cdot 10^{-13}$ Дж. Расход дейтерия в ускорительной трубке восполняется с помощью натекателя *1*, который представляет собой спираль из титановой проволоки, насыщенной дейтерием.

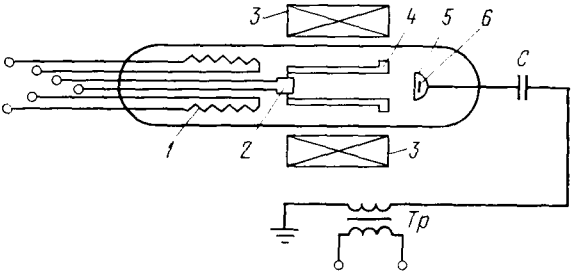


Рис. 121. Принципиальная схема генератора нейтронов

Генератор нейтронов может работать в импульсном и непрерывном режимах. Импульсный режим работы осуществляется управлением тока ускоренных ядер дейтерия в ускорительной трубке.

В настоящее время для исследования нефтяных и газовых скважин импульсным нейтронным каротажем применяется несколько типов аппаратуры ИГН-6, ИГН-4, «СЯГА» и др.

Отличительной особенностью аппаратуры «СЯГА» от другой аппаратуры аналогичного назначения является введение в состав глубинного прибора блоков амплитудного анализа, накопления, запоминания и разделения информации на фоновую и полезную, а также для оптимального разделения операций амплитудно-временного анализа между наземной частью и глубинным прибором. Эта аппаратура позволяет проводить импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) двумя различными по длине зондами, импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК) двумя зондами со спектрометрией γ-излучения радиационного захвата и активационный каротаж.

По результатам исследования скважин аппаратурой «СЯГА» можно решать задачи литологического расчленения, определения нейтронных диффузионных параметров геологических формаций, оценки пористости и нефтенасыщенности пород, определения место

положения и контроля за перемещением водонефтяного и газожидкостного контактов в условиях как высокой, так и низкой минерализации пластовых вод.

Эталонирование аппаратуры РК и проведение измерений

Эталонирование аппаратуры РК проводится в целях: обеспечения сопоставления результатов исследования скважин, полученных разными приборами; проверки стабильности работы аппаратуры и перехода от скорости счета в имп/мин к единицам измерений в Кл/кг. Для эталонировки используются радиевые источники с известной γ-активностью (радиевые эталоны) и эталонировочные баки, заполненные пресной водой. При эталонировании каналов гамма-каротажа аппаратуры РК радиевые эталоны размещаются на различном расстоянии r от центра индикатора (от 0,5 до 4 м) и регистрируют интенсивность γ-излучения I_γ. Интенсивность истинного γ-излучения источника (в Кл/кг) рассчитывают по формуле

$$I_{\gamma\text{ист}} = \frac{A}{r^2} j\gamma, \qquad \text{(IV.11)}$$

где $A = 840a$ — интенсивность γ-излучения источника на расстоянии 1 м [a — γ-активность источника (в мг-экв Ra), указываемая в паспорте]; $j\gamma$ — поправочный коэффициент, учитывающий влияние рассеянного γ-излучения и определяемый по специальному графику.

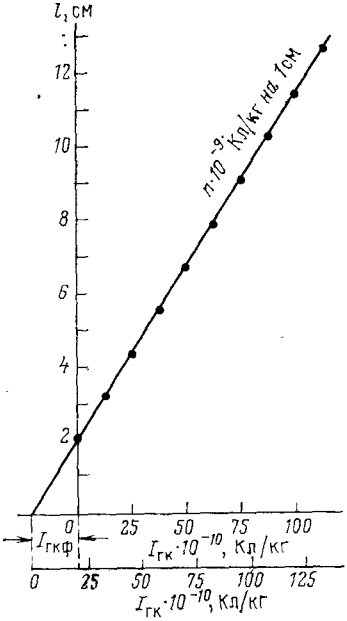


Рис. 122. Эталонировочный график ГК

По полученным данным строят эталонировочный график — зависимость отклонений пишущего устройства l (в см), от задаваемых значений I_γ (в Кл/кг) [рис. 122]. Показания фона определяются путем продолжения линии до пересечения с осью I_γ.

По эталонировочному графику устанавливают масштаб регистрации кривых ГК (в Кл/кг/см). Эталонирование аппаратуры проводят при систематической работе один раз в месяц, после ремонта, смены отдельных элементов электронной схемы, изменения режима питания и масштаба записи кривых, а также при расхождении контрольных измерений более чем на 10 %.

Эталонирование канала НГК проводится в баке с пресной водой (минерализация не более 0,5 г/л) диаметром 0,8 м и высотой 1,75 м.

Сначала проводят измерения без источника нейтронов в воздухе $I_{\gamma в}$ и в баке с водой $I_{\gamma б}$ (замеряют естественный фон). Затем измерения повторяют в том же порядке с установленным источником и замеряют показания в воздухе $I_{n\gamma в}$ и в баке $I_{n\gamma б}$. Условная единица рассчитывается по формуле

$$\mu_{НГК} = (I_{n\gamma б} - I_{n\gamma в}) - (I_{\gamma б} - I_{\gamma в}). \qquad (IV.12)$$

Величина $\mu_{НГК}$, выраженная в имп/мин, представляет цену одной условной единицы; с помощью калибратора устанавливается необходимый масштаб записи кривых НГК в усл. ед./см.

После развертывания станции при выключенном питании к кабелю подсоединяют зондовое устройство с источником; включают питание и опускают глубинный прибор в скважину со скоростью не более 2000 м/ч. В процессе спуска контролируют работу всей аппаратуры. На забое при кратковременной остановке прибора проверяют нулевое положение пишущего устройства и его отклонение от калибратора. Начиная подъем переходят на запись кривых в установленном масштабе глубин. При записи контролируется скорость подъема прибора, которая устанавливается по формуле

$$v \leqslant \frac{1800h}{\tau_я}, \qquad (IV.13)$$

где $\tau_я$ — постоянная времени интегрирующей ячейки; h — минимальная мощность пласта, для надежной регистрации которого необходимо, чтобы время нахождения прибора против пласта соответствовало двукратной величине $\tau_я$.

Постоянная времени $\tau_я$ выбирается с таким расчетом, чтобы погрешности от статистических флуктуаций были минимальными. В целях контроля надежности работы приборов производится перекрытие ранее проведенных измерений, так же как и при электрическом каротаже.

Глава V

АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине.

§ 23. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

В естественном залегании горные породы практически являются упругими телами. Если в элементарном объеме некоторой упругой среды в течение короткого времени действует внешняя возбуждающаяся сила, в среде возникают напряжения, вызывающие относительное перемещение частиц. Это ведет к возникновению двух ти-

пов: деформации объема (растяжения, сжатия) и деформации формы (сдвига). Процесс последовательного распространения деформации называется **упругой сейсмической волной**. Упругая волна, распространяясь во все стороны, захватывает все более удаленные области. Поверхность, отделяющая в данный момент времени область среды, в которой уже возникло колебание частиц, от той, где колебания еще не наблюдаются, называется фронтом волны.

Линии, нормальные к волновым поверхностям, носят название **лучей**. В однородной среде лучи прямолинейны, а в неоднородной они имеют криволинейную форму. Распространение фронта волны изучается при помощи известного в геометрической сейсмике принципа Гюйгенса—Френеля, согласно которому каждая точка

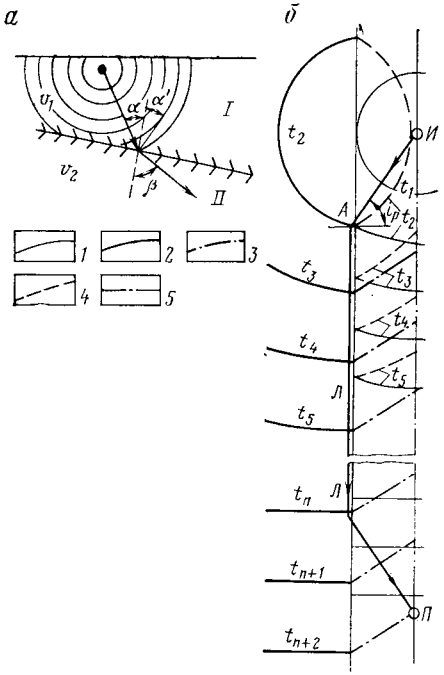


Рис. 123. Прохождение волны через границу двух сред (*а*) и распространение упругих волн от расположенного в скважине импульсного сферического излучателя (*б*)

α — угол падения (угол между лучом падающей волны и перпендикуляром к границе раздела); α' — угол отражения; β — угол преломления (угол луча проходящей волны с перпендикуляром к границе раздела); v_1 и v_2 — скорости распространения волн в средах *I* и *II*; фронты волн в последовательные моменты времени t_1, t_2, . . . , t_{n+2}: *1* — падающей (прямой) P_1, *2* — проходящей P_{12}, *3* — головной P_{121}, *4* — отраженной P_{11}; *5* — ось скважины

фронта рассматривается как источник элементарных волн, а понятие луча связывают с направлением переноса энергии волны. Различают два типа волн — продольные P и поперечные S (см. § 8).

Если упругая волна достигает границы раздела двух сред с различными упругими свойствами, часть энергии волны отражается — образуется отраженная волна, а часть проходит через границу — проходящая волна (рис. 123, *а*).

Отраженная волна возникает в том случае, если волновое сопротивление (произведение плотности на скорость) у одной среды больше, чем у другой. Волна, проходящая через границу раздела, изменяет свое направление — луч преломляется. Из законов геометрической сейсмики следует, что

$$\sin\alpha/\sin\beta = v_1/v_2. \qquad (V.1)$$

При $v_2 < v_1$ луч проходящей волны удаляется от границы раздела, при $v_2 > v_1$ приближается к ней и, начиная с некоторого критического угла падения i, удовлетворяющего условию

$$\sin i = v_1/v_2, \qquad (V.2)$$

скользит вдоль границы раздела, а угол преломления β становится равным 90 °.

Начиная с критических точек, фронт проходящей волны двигается вдоль границы с постоянной скоростью v_2, в то время как скорость движения фронта падающей волны по границе становится меньшей v_2 и продолжает уменьшаться, стремясь, по мере увеличения угла падения, к значению истинной скорости в покрывающем слое, т. е. v_1. Фронт падающей волны продолжает возбуждать отраженную, но уже не вызывает проходящей волны. Наоборот, фронт проходящей волны, достигая последующих точек границы раньше, чем фронт падающей, порождает новую, так называемую преломленную (головную) волну.

Рассмотрим распространение упругих волн в скважине от сферического излучателя И, расположенного на оси скважины против пласта неограниченной мощности (см. рис. 123, *б*) [7]. В момент $t = 0$ от излучателя поступает импульс упругих колебаний и начинает распространяться падающая продольная волна P_1, обладающая сферическим фронтом. В момент t_1 фронт такой волны достигает стенки скважины, что вызывает возникновение вторичных волн — отраженной P_{11}, проходящих продольной P_{12} (со скоростью v_{P_2}) и поперечной P_1S_2 (со скоростью v_{S_2}), которая на рис. 123, *б* не показана $(v_{S_2} < v_{P_2})$.

В точке A в момент t_2 фронт падающей волны образует со стенкой скважины критический угол i_P, фронт проходящей волны скользит вдоль стенки скважины и обгоняет падающую волну P_1 и отраженную P_{11}, так как $v_{P_2} > v_{P_1}$. Проходящая волна P_{12}, скользя вдоль границы раздела, ведет к образованию новой волны P_{121} — головной. Фронт этой волны имеет коническую поверхность, наибольший диаметр которой совпадает с диаметром скважины, а ось — с осью скважины. Головные волны, регистрируемые приемником, первыми проходят от источника импульса до приемника следующий путь: датчик импульсов — промывочная жидкость — порода — промывочная жидкость — приемник. Этот путь, сравнимый с путем головных (преломленных) волн в сейсморазведке, обозначен на рис. 123, *б* лучом *Л*. В течение некоторого времени t к приемнику последовательно приходят следующие волны: головная P_{121}, проходящая поперечная $P_1S_2P_1$ и продольная прямая по раствору P_1 со скоростью v_{P_1}, меньшей v_{P_2} и v_{S_2}. Отраженные волны P_{11} обладают малой энергией и большим углом падения ($\alpha_1 \approx 90°$) и приемником не отмечаются. В действительности вследствие интерференции волн и отражений от границ пластов волновое поле имеет более сложный вид.

§ 24. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ПО СКОРОСТИ И ЗАТУХАНИЮ

По типу регистрируемых акустических параметров различают акустический каротаж по скорости и затуханию. Основным зондом, применяемым в акустическом каротаже, является трехэлементный (рис. 124).

Трехэлементный зонд состоит из возбуждающего упругий импульс излучателя *И* и двух, расположенных на некотором расстоянии от него приемников *П1* и *П2*, воспринимающих колебания.

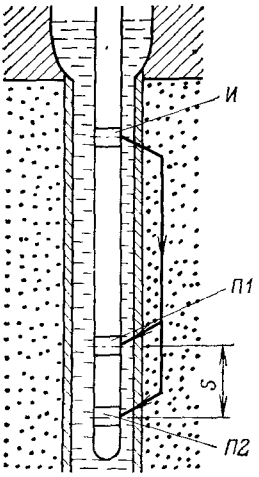


Рис. 124. Установка акустического каротажа (трехэлементный зонд)

И—излучатель; *П1* и *П2* — приемники; *S*—длина базы зонда

Вместо двух приемников *П1* и *П2* могут быть установлены два излучателя *И1* и *И2*. Излучатель соответственно заменяется приемником. При такой взаимной перемене мест излучателей и приемников сущность зонда сохраняется. Расстояние между приемниками *П1* и *П2* является характерной величиной — базой *S*; длине зонда $L_з$ соответствует расстояние от излучателя до ближайшего приемника.

В используемой при АК ультразвуковой установке излучатель посылает импульсы колебаний, состоящие из трех-четырех периодов (6—8 фаз) с колокольной формой огибающей (см. рис. 125, *а*). Как видно, в некоторый момент времени t_0 частица приходит в движение. Первое отклонение ее от положения равновесия называют вступлением волны. Величины максимального отклонения называют амплитудами фаз волны, промежуток времени, разделяющий два соседних максимума или минимума, — видимым периодом волны *T*. Преобладающей частотой волны является $f = 1/T$. График колебаний (волновой картины), воспринимаемых приемниками, изображен на рис. 125, *б*. На графике отмечены первое вступление (*1*), колебания продольной головной волны P_{121} (*2*), поперечной головной волны $P_1S_2P_1$ (*3*) и прямой $P_п$, идущей по промывочной жидкости, трудно разделимых.

Акустический каротаж по скорости основан на изучении скорости распространения упругих волн в горных породах, вскрываемых скважинами путем измерения интервального времени $\Delta t = (t_2 - t_1)/S$ $\left[\frac{мкс}{м}\right]$. На рис. 124 дано схематическое изображение изломанного луча, по которому колебания от излучателя через породу приходят к приемникам (путь волны). Время пробега Δt упругой волны на единицу длины и ее скорость $v_п$ определяются по разности времен вступления на втором и первом приемниках (t_2—t_1).

Часть пути от излучателя до приемника возбужденная волна проходит по промывочной жидкости и глинистой корке. Эти отрезки пути одинаковы для каждого из приемников, вычитаются из времен вступления t_2 и t_1, что обеспечивает исключение влияния скважины при измерениях трехэлементным зондом. Влияние скважины возможно лишь в том случае, когда в интервале между приемниками резко изменяется диаметр скважины.

Разность путей, проходимых волной от излучателя до первого и второго приемников, равняется длине отрезка $П_1П_2$, т. е. базе

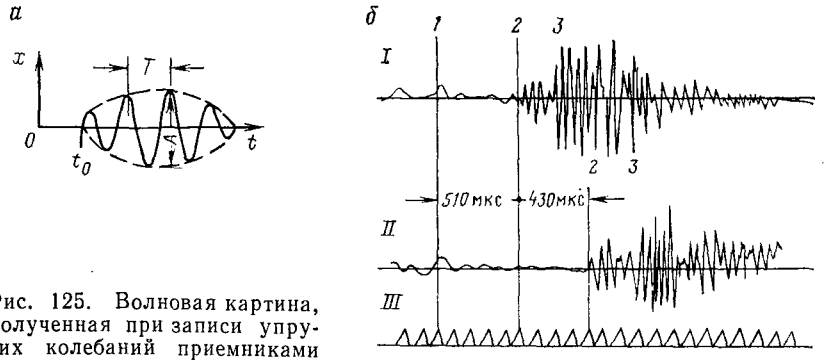


Рис. 125. Волновая картина, полученная при записи упругих колебаний приемниками трехэлементного зонда

а — график колебаний продольной волны; *б* — *I* — запись ближним приемником; *II* — запись дальним приемником; *III* — марки времени (через 100 мкс); пластовая скорость распространения волны $v_{пл} \doteq 2700$ м/с; расстояние между излучателем и приемником 1,36 м; расстояние между приемниками 1,16 м; *1* — отметка импульса; *2* — первое вступление головной продольной волны; *3* — поперечные колебания и волна, идущая по промывочной жидкости

зонда S. Из этого следует, что скорость распространения упругой волны

$$v_п = S/(t_2 - t_1) \qquad (V.3)$$

или время пробега на единицу длины в трехэлементном зонде

$$\Delta t = 1/v_п = (t_2 - t_1)/S. \qquad (V.4)$$

Скорость распространения упругой волны в пласте, определяемая при акустическом каротаже, называется пластовой, или интервальной.

Акустический каротаж по затуханию основан на изучении характеристик затухания упругих волн в породах, вскрываемых скважинами. Энергия упругой волны и амплитуда колебаний, наблюдаемых в той или иной точке, зависят от многих факторов. Основными из них являются: мощность излучателя, расстояние от него до данной точки и характер горных пород. В однородной среде при распространении волны со сферическим фронтом количество энергии, приходящейся на единицу объема, уменьшается пропорционально квадрату расстояния от рассматриваемой точки до излучателя; амплитуда колебаний уменьшается обратно пропорционально этому расстоянию.

В условиях скважины на величину затухания упругих колебаний сильное влияние оказывает неоднородность среды, что ведет к ослаблению колебаний и снижению амплитуды волны. Поглощение упругих колебаний породой происходит вследствие необратимых процессов преобразования энергии колебаний в тепловую энергию, что приводит к уменьшению амплитуды принимаемых сигналов.

Способность горных пород к поглощению упругих колебаний (α_{AK}) оценивается при помощи акустического каротажа по интенсивности затухания амплитуды волны A. Затухание обусловлено в основном следующими причинами: поглощением вследствие неидеально упругой среды; расхождением энергии во все больший объем среды в результате расширения фронта волны при ее движении; рассеянием и дифракцией волн на неоднородностях среды и вследствие отражения и преломления на границах сред с различными скоростями распространения колебаний. На величину затухания упругих колебаний сильное влияние оказывают глинистость, характер насыщения, трещиноватость и кавернозность пород.

Измеренное ослабление продольной волны на единицу длины связано с амплитудами колебаний от ближнего A_1 и дальнего A_2 излучателей, регистрируемых приемниками глубинного прибора [см. формулу (II.106)].

В результате поглощения энергии амплитуда всех волн на интервале l ослабляется в $e^{-\alpha_{AK} l}$ раз [см. формулу (II.105)].

Амплитуда колебаний продольной волны, воспринимаемая приемником, измеряется в условных единицах, например в милливольтах. В некоторых случаях пользуются относительной амплитудой колебаний — отношением амплитуды A регистрируемой волны к наибольшему значению амплитуды против опорного пласта $A_{оп}$, т. е. $A/A_{оп}$. За опорный пласт принимается мощный пласт плотных пород с наибольшей амплитудой $A_{оп}$.

Ослабление и затухание упругих колебаний особенно сильно проявляется при ультразвуковой частоте 15—35 кГц, используемой в акустическом каротаже. Коэффициент поглощения в интервале ультразвуковых частот для различных пород изменяется в широких пределах (от 0,05 до 2,5 м$^{-1}$). Особенно заметное снижение энергии упругих колебаний наблюдается с удалением от излучателя.

Основной помехой при акустическом каротаже по затуханию является наличие акустического сопротивления при переходе упругой волны на границах: скважинный прибор — окружающая среда и промывочная жидкость — порода. Это сопротивление характеризуется сильной изменчивостью и оказывает значительное влияние на величины измерений, которые не поддаются учету. Для приема продольной головной волны в одинаковых условиях по всему разрезу глубинный прибор акустического каротажа необходимо строго центрировать в скважине или прижать к ее стенке.

§ 25. ФОРМА КРИВОЙ ПРИ АКУСТИЧЕСКОМ КАРОТАЖЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ

При акустическом каротаже измеряется скорость распространения упругих волн в породе в интервале базы зонда. Породы, залегающие за пределами базы, не влияют на измеряемые величины. Рассмотрим форму кривых АК для одиночных пластов различной мощности, размещенных в однородной вмещающей среде. Кривые получены для трехэлементного зонда, точка записи отнесена к середине его базы S.

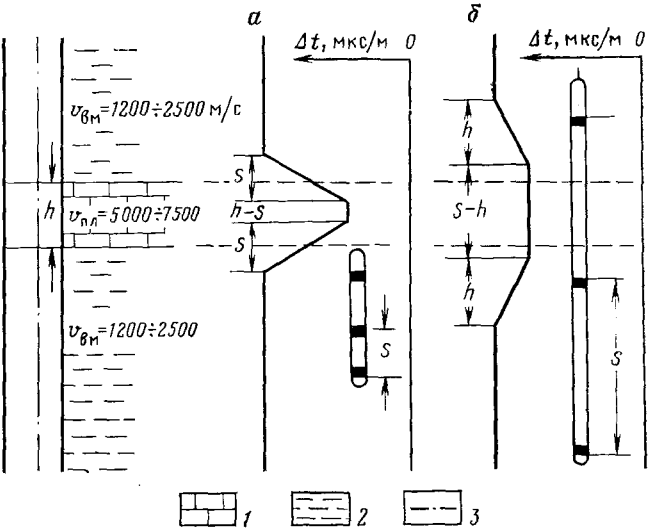


Рис. 126. Кривые интервального времени для пластов различной мощности
а — мощный пласт ($h > S$); *б* — тонкий пласт ($h < S$); *1* — известняк; *2* — глина; *3* — ось скважины

Мощный пласт ($h > S$) характеризуется симметричной аномалиней. Ширина аномалии между точками отхода (точки отклонения от вмещающей среды) равна сумме мощности пласта и базы зонда ($h + S$). Вертикальный участок характеризует истинное время пробега волны. Для пласта с пониженной скоростью распространения колебаний аномалия времени Δt будет положительной (рис. 126, *а*).

Тонкий пласт ($h \leqslant S$) в однородной толще характеризуется симметричной аномалией. Если мощность пласта $h = S$, кривая имеет симметричную форму и значение Δt в максимуме (минимуме) дает представление об истинной пластовой скорости. Для тонких пластов $h < S$ измеренная скорость $v_к$ меньше их истинной скорости $v_к$. В этом случае

$$\frac{1}{v_к} = \frac{h}{Sv_{пл}} + \frac{S-h}{Sv_{вм}}, \qquad (V.5)$$

или

$$\Delta t_{к} = \frac{h}{S}\Delta t_{п} + \left(1 - \frac{h}{S}\right)\Delta t_{вм}. \qquad (V.6)$$

где $v_{вм}$ — скорость распространения колебаний во вмещающих породах. Ширина аномалии между точками отхода равна $h + S$ (см. рис. 126, *б*).

На рис. 127 приведена фактическая кривая АК; как видно, повышение глинистости ведет к увеличению Δt и коэффициента поглощения $\alpha_{АК}$, ослаблению амплитуд продольных головных волн

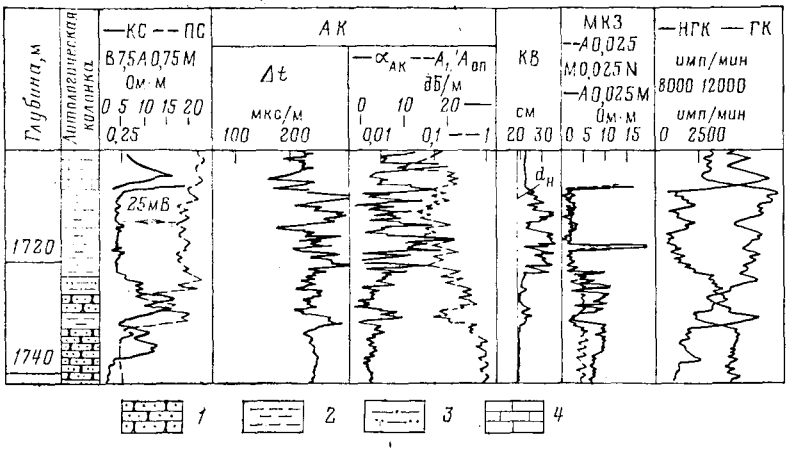


Рис. 127. Влияние глинистости пород на затухание упругих волн
1 — песчаник; *2* — глины; *3* — песчаная глина; *4* — известняк

(интервал 1706—1724 м). Трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы выделяются среди гранулярных неглинистых пород, так же как и глинистые, по уменьшению амплитуд A и увеличению $\alpha_{АК}$.

Расстояние между приемниками (база S) характеризует разрешающую способность зонда. Чем меньше база, тем более тонкие слои могут быть выделены на диаграмме АК. Однако уменьшение базы ведет к снижению точности измерений. На практике база устанавливается меньше мощности самого тонкого из интересующих нас слоев. При выборе длины зонда руководствуются тем, чтобы зона проникновения как можно меньше влияла на результаты определения скорости распространения волн в неизмененной части пласта. Это достигается увеличением длины зонда, учитывая, что при длинных зондах происходит снижение дифференцированности кривой.

Расстояния от излучателя до приемника $L_з$ и между приемниками S должны быть выбраны с учетом мощности источника для обеспечения уверенного выделения преломленных волн первого

вступления и точности приема сигналов, поступающих от ближнего и дальнего излучателей.

В практике применяются трехэлементный зонд $И_20{,}5И_11{,}5П$ и эквивалентный ему зонд $П_20{,}5П_11{,}5И$ (расстояние между элементами выражено в метрах).

Данные акустического каротажа в комплексе с другими геофизическими методами дают возможность определить пористость пород; выделить зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе; уточнить литологию разреза; получить сведения о техническом состоянии скважин (высоте подъема цементного кольца в затрубном пространстве и качестве цементации скважин); вычислить средние и пластовые скорости распространения упругих колебаний, используемых при интерпретации данных сейсморазведки. Располагая диаграммами акустического каротажа, можно сократить объем экспериментальных сейсмических исследований в районе проведения сейсморазведочных работ с целью выделения отражающих горизонтов и оценки качества отражений.

§ 26. АППАРАТУРА АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Упрощенная блок-схема аппаратуры акустического каротажа для трехэлементного зонда $ИП_1П_2$ показана на рис. 128. Схема рассчитана на непрерывную регистрацию — кривой изменения интервального времени Δt или скорости распространения упругой волны v с глубиной.

Импульсный генератор *ИГ* периодически (с частотой в 10—25 Гц) посылает импульсы электрического тока в обмотку излучателя колебаний *И*. Излучатель колебаний состоит из магнитострикционного вибратора (сердечника из никеля или другого сплава) с высоким коэффициентом магнитострикции,[1] на который наложена обмотка. Расширение сплава при намагничивании электрическим током, подаваемым через обмотку, создает импульсы упругих (ультразвуковых) колебаний, приводящих к деформации окружающей среды и образованию в ней упругой волны.

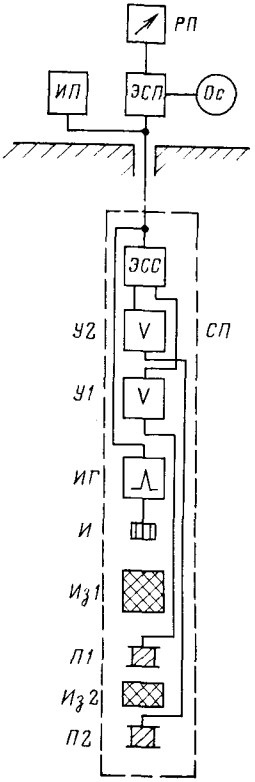
Излучатель и приемники разделены между собой акустическими изоляторами Из*1* и Из*2*, состоящими из звукопоглощающего материала. Этим исключается возможность поступления упругой волны по скважинному прибору. В приемниках *П1* и *П2*, воспринимаемых колебания, используется пьезоэлектрический эффект [2] цирконата титаната свинца (ЦТС-19) или керамика титаната бария ($BaTiO_3$). Импульсы, воспринимаемые приемниками, преобразуются в электрические сигналы, которые поступают на усилители *У1* и *У2* и за-

---

[1] Магнитострикционный эффект — способность тел из ферромагнитных металлов или сплавов менять форму и размеры при намагничивании.

[2] Пьезоэлектрическим эффектом называется возникновение электрических зарядов на гранях кристаллов под воздействием механических деформаций. Этот процесс обратимый.

тем на вход электронной схемы, размещенной в скважинном приборе (*ЭС*, *С*) и на поверхности *ЭСП*. Электронная схема представляет собой счетно-решающее устройство, предназначенное для счета времени. В момент вступления головной волны в приемник *П1* (ближайший от излучателя) электронная схема начинает вести



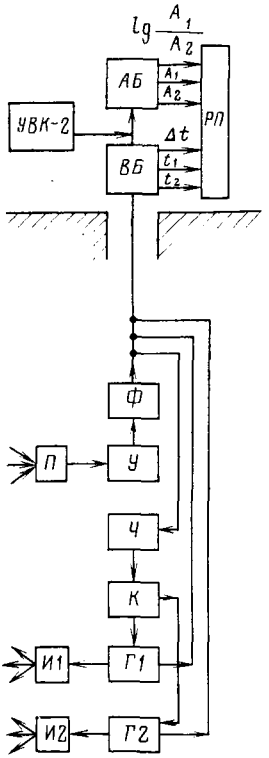


Рис. 128. Блок-схема аппаратуры акустического каротажа для непрерывной регистрации скорости

Рис. 129. Блок-схема аппаратуры СПАК-4

счет времени, при достижении волной приемника *П2* от него поступает сигнал, приостанавливающий счет времени. Время между сигналами преобразуется на выходе электронной схемы в электрическое напряжение, пропорциональное осреднению за несколько импульсов времени пробега упругой волны между приемниками. Напряжение с выхода поступает на регистрирующий прибор *РП*, записывающий диаграмму акустического каротажа. Аппаратура эталонируется с таким расчетом, чтобы по полученным кривым

можно было непосредственно отсчитать интервальное время Δt (в мкс/м) или скорость v (в м/с). Контроль за работой схемы осуществляется осциллоскопом *Ос*. Для питания наземной и скважинной аппаратуры служит схема *ИП*.

В настоящее время для изучения разрезов необсаженных скважин акустическим каротажем применяются различные типы аппаратуры. Наиболее широкое распространение в Советском Союзе получила аппаратура типа СПАК-4. С помощью этой аппаратуры обычным каротажным регистратором записываются диаграммы изменения с глубиной следующих параметров: времен (в мкс) распространения продольной волны от излучателя до первого t_1 и второго t_2 приемников, времени пробега продольной волны на единицу длины (интервального времени) $\Delta t = (t_2 - t_1)/S$ (в мкс/м), амплитуды волн, пришедших от первого A_1 и второго A_2 излучателей, регистрируемых в произвольных единицах (в мВ или В), отношения амплитуд в логарифмическом масштабе $\lg A_1/A_2 = \lg A_1 - \lg A_2$, ослабления продольной волны на единицу длины $\alpha_{АК}$ (в дБ/м или $м^{-1}$).

В аппаратуре СПАК используется трехэлементный зонд с двумя излучателями и одним приемником, обозначаемый сверху вниз — $И_2 0{,}5 И_1 1{,}5 П$. Расстояния между излучателями и приемником даны в метрах.

Рассматриваемая аппаратура (рис. 129) состоит из скважинного прибора и двух наземных пультов. Скважинный прибор состоит из генераторного и измерительного блоков и зонда, расположенного между ними. Акустический зонд $П 1{,}5 И_1 0{,}5 И_2$ трехэлементный с двумя магнитострикционными излучателями *И1* и *И2* с собственной частотой 25 кГц и одним пьезокерамическим приемником *П* с такой же собственной частотой колебаний 25 кГц (база зонда 0,5 м, длина 1,5 м). Между излучателями, излучателем и приемником установлены акустические изоляторы, выполненные в виде трубы, в стенке которой в шахматном порядке прорезаны окна, заполненные резиной. Упругая волна после многократных отражений затухает. Аппаратурные блоки и зонд помещены в герметичные кожухи, покрытые снаружи резиной для уменьшения акустических шумов от трения о раствор и стенки скважины. Прибор снабжен двумя центрирующими рессорными фонарями, также обрезиненными. Наземные пульты, из которых один содержит блоки измерения времен *ВБ*, а другой — блоки измерения амплитуд *АБ*, устанавливаются в аппаратурном стенде каротажной станции. Там же установлен унифицированный выпрямитель УВК-2, осуществляющий питание аппаратуры СПАК-4 от промышленной сети.

Скважинный прибор питается с поверхности переменным током промышленной частоты (50 Гц). При помощи формирующего устройства *Ч* синусоидальное напряжение данной частоты преобразуется в разнополярные прямоугольные импульсы с частотой 25 Гц. Полученные импульсы управляют коммутатором *К*, имеющим два выхода к генераторам *Г1* и *Г2*, которые запускаются только по-

ложительными импульсами. Соответственно частота срабатывания каждого генератора равна 12,5 Гц. Выходные сигналы коммутатора, питающие обмотки магнитострикционных излучателей *И1* и *И2*, сдвинуты друг относительно друга на 180° и поочередно запускают генераторы токовых импульсов *Г1* и *Г2*. Импульсы упругих колебаний, полученных от излучателей *И1* и *И2*, поступают в приемник *П*, где преобразуются в электрические сигналы, которые после усиления усилителем *У* передаются через фильтр *Ф* по жиле кабеля на поверхность к блокам временно́му *ВБ* и амплитудному *АБ*. Одновременно с этими сигналами подаются на кабель синхроимпульсы от генераторов *Г1* и *Г2*, отмечающие моменты их срабатывания. Сигналы синхроимпульсов, поступающие от ближнего и дальнего излучателей, имеют для распознавания разную полярность. Временно́й блок *ВБ* служит для измерения времен распространения t_1 и t_2 и интервального времени $\Delta t = (t_2 - t_1)$; амплитудный блок — для измерения амплитуд A_1 и A_2 и $\lg(A_1/A_2)$. Замеренные параметры регистрируются фоторегистратором РП каротажной станции. Комплект аппаратуры станции СПАК-4 содержит катодный осциллограф *КО*, на экране которого можно наблюдать импульс, фиксирующий момент срабатывания излучателей, полный сигнал, поступающий от приемника, с метками моментов срабатывания схемы измерения времен t_1 и t_2.

После спуска прибора в скважину наземные пульты подключаются к каротажному осциллографу для регулировки и калибровки каналов и установки масштаба записи кривых времен и амплитуд. Схема калибровки рассчитана на получение следующих стандарт-сигналов: для $\Delta t = 50$, 100, 250 мкс, $t_1 = 200$, 600, 900 мкс, $t_2 = 250$, 700, 1150 мкс. Запись Δt производят двумя гальванометрами с отношением чувствительностей 1 : 2, а t_1 и t_2 — по одному гальванометру. Установка масштаба производится по отклонению блика основного гальванометра

$$l = U_{cc}/Sn, \qquad (V.7)$$

где U_{cc} — значение стандарт-сигнала (в мкс); $S = 0{,}5$ м — база зонда; n — масштаб записи [в мкс/(м·см)].

Масштабы записи кривых t_1 и t_2 градуируются в мкс на 1 см, Δt — мкс/м на 1 см шкалы. Для карбонатного разреза масштаб записи принимают равным 10 мкс/(м·см), для песчано-глинистого 20 мкс/(м·см). Масштаб записи A_1 и A_2 выбирают в пределах 0,5—2 В/см; коэффициент затухания $\alpha = (1/S)\ 20 \lg A_1/A_2$ регистрируют в масштабе 2 или 4 дБ/(м·см).

Аппаратура СПАК-4 рассчитана на работу с одножильным каротажным кабелем длиной до 7500 м в скважинах и диаметром от 130 до 300 мм при максимальной температуре до 200 °С и давлении 100 МПа. Допускаемая погрешность измерения интервального времени 1,5—3 %, амплитуд A_1 и A_2 до 10—20 %. Наличие каверн в скважине снижает точность измерений.

Акустический каротаж проводится со скоростью 1000—1200 м/ч; при наличии шумовых помех, связанных с трением прибора о раствор и стенку скважины, скорость может быть снижена до 600—800 м/ч. Регистрация диаграмм акустического каротажа по глубине ведется в основном масштабе 1 : 500 и дополнительном 1 : 200 в интервале залегания продуктивной толщи.

Помехи при акустическом каротаже связаны с механическими колебаниями и вибрациями во время перемещения прибора по скважине. Резкое снижение амплитуд упругих колебаний и «проскальзывание» циклов наблюдается при разгазировании промывочной жидкости, когда контакт приемника и излучателя ненадежен. Влияние разгазирования сказывается выше газоносного пласта и наблюдается на интервалах зондов $И_1П$ и $И_2П$. При смещении зонда относительно оси скважины происходит резкое снижение измеряемых амплитуд A_1 и A_2 и искажение кривой ослабления $\alpha_{АК}$. Для обеспечения точности измерения амплитуд не менее 20 % смещение оси скважины от оси прибора не должно превышать 1 см.

Контроль качества диаграмм акустического каротажа производится следующим образом.

1. В конце измерения выполняют запись кривых t_1, t_2 и Δt в незацементированной обсадной колонне, где скорость акустической волны сохраняется в пределах 5500—5530 м/с.

2. В одном и том же интервале скважины выполняют повторную запись или перекрывают прежний замер; расхождения не должны превышать 1,5—2 % при измерении t_1 и t_2 и 3—4 % для Δt.

3. Контролируют показания против пластов с известной характеристикой (каменной соли, ангидритов), против которых скорости продольных волн и их ослабление сохраняются практически неизменными.

4. Сравнивают кривые амплитуды и времени пробега, зарегистрированные в одном и том же интервале первым и вторым двухэлементным зондом. Наличие расхождений в показаниях свидетельствует о наличии искажений «проскальзывания» циклов. Одновременно в процессе замера работа временного блока контролируется визуально на экране осциллографа.

Глава VI

ДРУГИЕ ВИДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 27. ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Измерение температуры по стволу скважины производят в целях изучения: естественного теплового поля Земли; местных (локальных) тепловых полей, наблюдаемых в скважине в процессе бурения и эксплуатации; искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве. Результаты температурных измерений в скважине являются основой для изучения теплового

поля Земли и находят широкое применение для решения ряда практических задач при бурении и эксплуатации скважин.

Метод естественного теплового поля Земли (геотермия)

Геотермическими исследованиями скважин установлено, что на континентах температура пород до глубин 10—40 м подвержена периодическим (суточным, сезонным и годовым) колебаниям, свя-

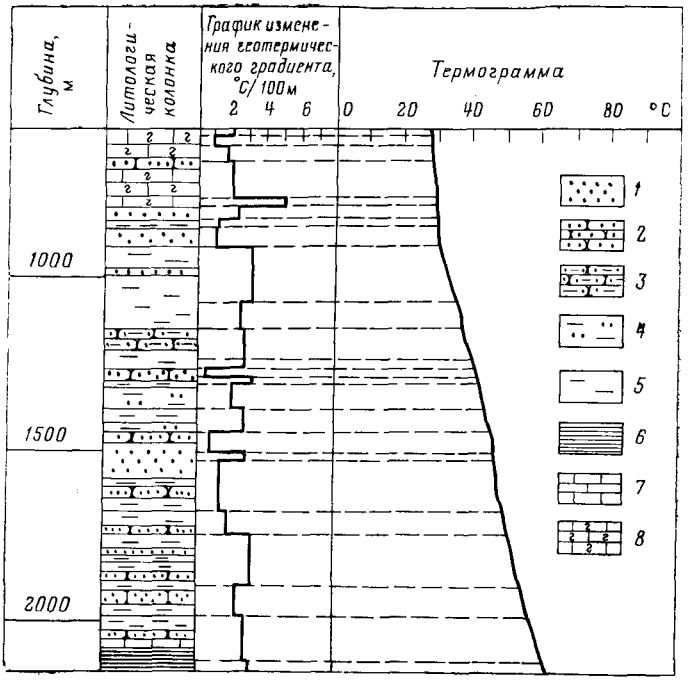


Рис. 130. График изменения геотермического градиента $Г$ по одной из скважин в центральной части Днепровско-Донецкой впадины

1 — песок; 2 — песчаник; 3 — глинистый песчаник; 4 — глина песчаная; 5 — глина; 6 — аргиллит; 7 — известняк; 8 — писчий мел

занным с изменением интенсивности солнечного излучения. (В водных толщах — морских и океанических — годовые колебания температур распространяются до глубин в 300 м и более).

Слои, в которых колебания суточных и годовых температур становятся незначительными, не поддающимися изменению, названы слоями постоянных суточных и годовых температур или нейтральным слоем. Температура нейтрального слоя принимается равной среднегодовой температуре поверхности Земли $T_г$. Ниже этого слоя повсеместно наблюдается закономерное возрастание температуры с глубиной, определяемое внутренним

теплом Земли. Основным источником тепловой энергии в недрах Земли принято считать энергию, возникающую при распаде радиоактивных элементов; дополнительным источниками могут явиться кристаллизационные и полиморфические превращения, физико-химические и другие процессы, протекающие внутри Земли.

Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется геотермическим градиентом Γ. За величину геотермического градиента в практической работе принимают изменение температуры Земли в градусах Цельсия на 100 м глубины. Градиент рассчитывают по формуле

$$\Gamma_{100} = 100\,\frac{(T_2 - T_1)}{H_2 - H_1}. \qquad \text{(VI.1)}$$

Для характеристики прироста температур с глубиной часто используют величину, обратную геотермическому градиенту, геотермическую ступень G, указывающую разность глубин, которая соответствует изменению температуры на 1 °С:

$$G = \frac{H_2 - H_1}{T_2 - T_1}. \qquad \text{(VI.2)}$$

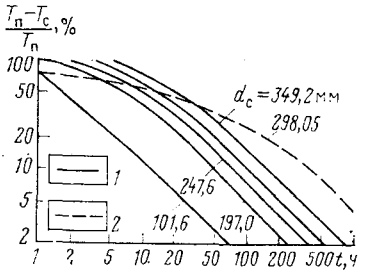


Рис. 131. График зависимости разности температур породы $T_п$ и глинистого раствора $T_с$ (в % от $T_п$) от времени t нахождения скважины в покое

1 — кривые, рассчитанные В. Н. Дахновым и Д. И. Дьяконовым; *2* — кривая, полученная Н. К. Кухаренко по результатам измерений в скважинах

Геотермический градиент $\Gamma = q\,\xi$ пропорционален тепловому сопротивлению ξ породы, которое отражает литологические особенности горных пород, слагающих разрезы скважин (q — плотность теплового потока). Этим вызваны изменения значений геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, что отмечается изменением угла наклона термограммы по отношению к вертикали. При постоянной плотности q диаграммы геотермического градиента можно рассматривать как диаграммы теплового сопротивления или обратной величины — теплопроводности ($\xi = 1/\lambda$).

Изучение тепловых свойств горных пород возможно как в скважине обсаженной колонной, так и в необсаженной. Это объясняется тем, что тепловое сопротивление металлов мало по сравнению с тепловым сопротивлением горных пород. Например, тепловое сопротивление железа в 40—80 раз меньше теплового сопротивления глин.

На рис. 130 приведены геотермограмма и график изменения геотермического градиента по одной из скважин центральной части Днепровско-Донецкой впадины. В зависимости от литологии пород значения геотермического градиента варьируют от 0,2 до

Таблица 8

Значения геотермических ступени и градиента для различных районов Советского Союза

Территория	$T_{ср}$ на глубине 1000 м, °С	Средние в интервале 100—1000 м	
		G, м/°С	Г, °С/100м
Восточное Предкавказье (Грозненский район)	90,7	12,0	8,3
Центральное Предкавказье (Ставропольское поднятие)	62,5	19,0	5,3
Западное Предкавказье (Майкопский район)	50,4	25,1	4,0
Апшеронский полуостров	47,2	27,4	3,6
Донбасс	39,6	32,2	3,1
Эмба	41,4	33,3	3,0
Западная Украина	31,4	42,9	2,3
Нижнее Поволжье	28,6	49,5	2,0
Самарская Лука	24,8	64,3	1,6
БашАССР	18,4	82,6	1,2
БССР	23,4	86,5	1,2
Камское Приуралье	17,4	88,2	1,1

7 °С/100 м. Геотермические измерения производят в скважинах с установившимся тепловым режимом, который наступает по истечении времени, достаточного для восприятия жидкостью, заполняющей ствол скважины, естественной температуры пластов. Установившемуся тепловому режиму предшествует неустановившийся тепловой режим, когда между жидкостью в скважине и породами происходит теплообмен.

На рис. 131 показаны кривые, характеризующие время, в течение которого промывочная жидкость в скважине, находящаяся в покое (без циркуляции и перемешивания), воспринимает температуру окружающих пород. Геотермическая ступень для различных районов изменяется в широких пределах (табл. 8).

Метод изучения местных тепловых полей

Местные или локальные тепловые поля, наблюдаемые в скважине, обычно приурочены к газоносным и нефтеносным пластам, пластам-коллекторам, в которых происходит циркуляция воды, сульфидным рудам, ископаемым углям, галогенным осадкам.

При фильтрации через пористую среду жидкости температура ее за счет трения повышается; при фильтрации газа происходит снижение температуры вследствие адиабатического расширения газа. Это явление носит название эффекта Джоуля Томпсона или эффекта дросселирования газа и нефти в продуктивном пласте. В результате дроссельного

эффекта в скважине наблюдается аномалия температур, максимальное значение которой

$$\Delta T_{max} = \varepsilon (p_c - p_{пл}) = -\varepsilon \Delta p, \qquad (VI.3)$$

где ε — эффективный коэффициент Джоуля Томпсона; $\Delta p = p_c - p_{пл}$ — перепад давлений в скважине и пласте.

Коэффициент ε принято называть положительным, если газ в процессе дросселирования охлаждается, и отрицательным, если происходит его нагревание. Числовое значение коэффициента ε зависит от состава газа, поступающего в скважину, и его температуры. Для природных горючих газов при температурах 20—200 °С и давлениях 5—30 МПа ε изменяется в пределах 0,05—0,45. Значения ε снижаются с ростом давления, температуры и молекулярного веса газа. В процессе бурения давление столба промывочной жидкости превышает пластовое давление, вскрываемый газоносный пласт отмечается снижением температуры. В эксплуатационных скважинах газоносный пласт отмечается отрицательной аномалией независимо от соотношений давлений в скважине и пласте. Как следует из формулы (VI.3), значения $\Delta T_{экс}$ связаны не с количеством поступающего из пласта газа, а с перепадом давления в продуктивном пласте. Поэтому небольшие поступления газа могут вызывать значительные температурные аномалии охлаждения, в то время как против высокодебитных и хорошо проницаемых газовых пластов с малым перепадом давления возможны малые значения $\Delta T_{экс}$.

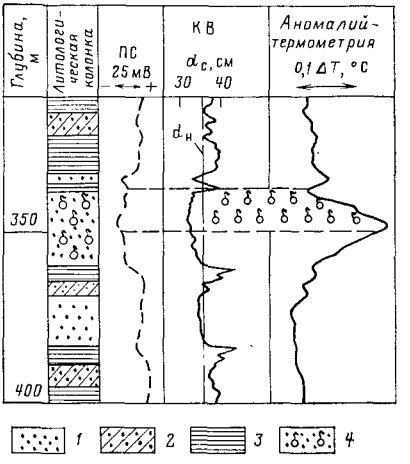


Рис. 132. Выделение газоносного коллектора по аномалий-термограмме (по Л. З. Позину)

1 — песчаник; *2* — алевролит; *3* — глина; *4* — газоносный коллектор

Для нефти и воды коэффициенты ε отрицательны: $\varepsilon_н \approx -(0,1 - 0,15)$, $\varepsilon_в \approx (-0,05)$. В связи с этим против мест поступления в скважину нефти и воды возможны небольшие положительные аномалии, (рис. 132). Рудные тела и ископаемые угли на контакте с природными водами подвергаются окислению. Окислительные процессы сопровождаются выделением тепла, что приводит к возникновению против таких пород положительных аномалий.

Галогенные породы в момент их вскрытия отмечаются отрицательными температурными аномалиями. Снижение температуры

вызывается поглощением тепла при растворении соли. По мере насыщения глинистого раствора солью его способность к растворению снижается, происходит потеря тепла и температурные аномалии против галогенных пород со временем исчезают. Пласты-коллекторы с циркулирующими в них водами находят отражение на термограммах в зависимости от температуры циркулирующей воды.

Возможности температурных изменений для выявления локальных аномалий в скважине значительно расширились с разработкой высокочувствительных термометров на полупроводниках — аномалий-термометров. Такие термометры рассчитаны для изучения тепловых полей низкой интенсивности и способны регистрировать температуру в детальном масштабе до 0,02 °С/см. В скважинах с установившимся тепловым режимом участки разреза с пониженными и повышенными значениями температуры отмечаются на аномалий-термограмме соответственно пониженными или повышенными аномалиями на фоне диаграммы геотермического градиента.

Метод искусственного теплового поля

Основным условием проведения термокаротажа по методу искусственного теплового поля является наличие в скважине неустановившегося теплового режима.

После прекращения циркуляции промывочной жидкости, заполняющей скважину, она воспринимает температуру окружающей среды (естественную температуру пласта). В связи с тем что различные горные породы обладают разной температуропроводностью, скорость восприятия глинистым раствором температуры окружающих пластов для этих пород будет неодинаковой.

Известно, что пески обладают большей температуропроводностью, чем глины. В связи с этим в зависимости от температуры жидкости в скважине песчаный пласт отметился повышением (температура жидкости ниже естественной температуры пласта) или понижением температуры (температура жидкости выше температуры пласта). По полученным температурным кривым удается выделить пласты с большей или меньшей температуропроводностью.

Увеличение диаметра скважины в глинистых пластах, обладающих пониженной температуропроводностью, приводит к искусственному снижению температуропроводности этих пород и увеличению дифференцированности температурной кривой против них. После проведения цементирования обсадной колонны на интервале образования цементного кольца в результате экзотермической реакции схватывания цемента происходит подогрев породы и раствора. Оптимальным временем для проведения замера температуры следует считать 12—30 ч после закачки цемента. Для относительно небольших глубин, когда температура цемента превышает температуру окружающей среды, водоносные пески (более температуропроводные) отмечаются пониженными температурами, менее тем-

Таблица 9

Техническая характеристика некоторых электрических термометров

Марка термометра	Число жил кабеля	Предельная температура, °С	Предельное давление, 10^8 Па	Погрешность измерения, %	Постоянная времени С	Максимальные скорости записи, м/ч		Габариты, мм		Масса, кг
						при геотермии	при изучении технического состояния скважины	Диаметр	Длина	
ЭТМИ-58	3	170	0,8	1	0,5	1000	2000	60	870	7
ЭТО-2	1	160	0,6	1	2,0	600	1500	73	2330	30
ТЭГ-60	1	200	1,2	1	2,0	600	1500	60	2045	19
ТЭГ-60А	1	250	1,2	1	2,0	600	1500	60	2045	19

пературопроводные глины отмечаются на термограмме повышенными значениями температуры.

В районах с большим геотермическим градиентом (Северный Кавказ, Центральное Предкавказье и др.) на глубинах свыше 3000—4000 м температура цементного кольца в процессе его схватывания может оказаться ниже температуры окружающей среды. В этом случае на термограмме песчаные пласты будут отмечаться положительными аномалиями, а глины — отрицательными. Неравномерность толщины цементного кольца, связанная с изменением диаметра скважины, также осложняет интерпретацию термограмм при неустановившемся тепловом режиме. Интерпретация термограмм должна проводиться во всех случаях совместно с кавернограммой для учета изменений диаметра скважины. Диапазон использования метода искусственного теплового поля и точность полученных результатов значительно расширяются при использовании высокочувствительных термометров, в том числе аномалий-термометров.

Скважинные электрические термометры

Для измерения температуры в скважинах применяют в основном электрические термометры сопротивления, опускаемые в скважину на одножильном или трехжильном кабеле (табл. 9). Действие электрического термометра (термометра сопротивления) основано на свойстве металлического проводника изменять сопротивление R с изменением температуры среды, в которой он находится:

$$R = R_0 [1 + \alpha (T - T_0)], \qquad \text{(VI.4)}$$

где T_0 — начальная температура среды (температура равновесия моста), обычно равная 21 °С; R_0 — сопротивление проводника при температуре T_0 (в Ом); T — температура среды (в °С); α — температурный коэффициент, характеризующий изменение сопротивления (в Ом) проводника, т. е. чувствительного элемента термометра (резистора) при изменении температуры на 1 °С.

В качестве чувствительного элемента термометра сопротивления служит металлический или полупроводниковый резистор с большим температурным коэффициентом. Такой термометр воспринимает температуру окружающей среды достаточно быстро и дает возможность измерять температуру непрерывным перемещением термометра вдоль ствола скважины. Различают несколько типов термометров, отличающихся по способу измерения сопротивления чувствительного элемента. Для измерения температуры в нефтяных и газовых скважинах наиболее широкое применение получили электронные термометры, рассчитанные на работу с одножильным кабелем.

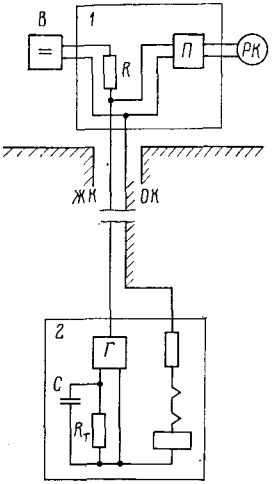


Рис. 133. Блок-схема электронного термометра ТЭГ-60

Принципиальная электрическая схема измерений электронным термометром ТЭГ-60 на одножильном кабеле (рис. 133), состоит из наземного пульта *1*, устанавливаемого в каротажной лаборатории, и скважинного прибора *2*. Скважинный прибор снабжен электронным *RC*-генератором *G*, управление частотой которого осуществляется цепью *RC*, содержащей термочувствительные резисторы R_T и термостатированные емкости *C*. Резистор R_T с большим температурным коэффициентом является плечом мостовой схемы, расположенной в скважинном приборе и питаемой переменным током.

Изменение сопротивления чувствительного плеча R_T воздействует на *RC*-генератор, изменяя его частоту пропорционально сопротивлению резистора R_T. В результате период автоколебаний генератора *RC* находится в линейной зависимости от величины сопротивления R_T и, следовательно, от температуры среды, окружающей скважинный термометр. Переменный ток с выхода генератора передается по кабелю на поверхность и преобразуется специальной схемой-периодометром *П* в напряжение, пропорциональное температуре. Полученное напряжение поступает на регистратор *РК*, где записывается в виде термограммы.

Питание скважинного прибора постоянным током с напряжением 250 В осуществляется выпрямителем *В* через нагрузочное сопротивление *R*. Электронная схема скважинного прибора заключена в стальной герметизированный кожух. В нижней части скважинного прибора в медных трубках размещены термочувствительные сопротивления R_T, контактирующие с промывочной жидкостью.

При работе с электрическими термометрами масштаб температурной кривой обычно выбирают равным 0,25; 0,5 или 1 °С на 1 см. Глубину замера температуры определяют так же, как и при элек-

трическом каротаже. Перед спуском термометра в скважину он подвергается опробованию на поверхности. Для этого сверяют показания температуры окружающей среды, замеренные одновременно термометрами сопротивления и ртутными. Расхождения показаний не должны превышать 0,5 °С. Температурную кривую регистрируют во время спуска прибора в скважину и этим исключают погрешность, связанную с перемешиванием промывочной жидкости. Термометр обладает тепловой инерцией и воспринимает температуру среды, в которую он помещен, не мгновенно, а в течение некоторого времени согласно формуле

$$T = T_c + (T_н - T_c) \exp\left(-\frac{1}{\tau_т}\right), \qquad (VI.5)$$

где T — измеренная температура; $\tau_т$ — постоянная времени термометра, равная времени, в течение которого термометр воспринимает приблизительно 0,63 разности температуры среды T_c и начальной температуры термометра $T_н$ до помещения его в данную среду; $\tau_т$ для разных типов электрических термометров изменяется от 0,5 до 3 с.

Точность измерения термометра зависит от скорости его перемещения в скважине. Чем меньше $\tau_т$, тем больше допустимая скорость. При обычных измерениях (регистрирующий масштаб 0,5—1 °С на 1 см) скорость регистрации не должна превышать $3000/\tau_т$ (в м /ч), а при более детальной записи в масштабе 0,125 °С/см скорость должна быть снижена в 1,5—2 раза.

Применение термометрии скважин

Температурные измерения в скважине производят для решения как геологических задач, так и задач, связанных с изучением технического состояния скважин. Выбор способа измерения температурной кривой и масштаба ее регистрации определяется характером и детальностью решаемых задач.

Измерение абсолютных значений температуры T (в °С) в функции глубины и времени (обычная термометрия) производится для решения следующих задач: определения основных геотермических параметров (геотермического градиента, геотермической ступени и плотности теплового потока), тепловой характеристики пород (теплопроводности или теплового сопротивления, температуропроводности), изучения технического состояния скважин (высоты подъема цемента за колонной, наличия перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину, выявления интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в скважину в процессе бурения). Термограммы регистрируются с точностью до 0,25—0,50 °С.

Для выявления небольших температурных аномалий, исчисляемых десятыми и сотыми долями градуса, применяются методы высокочувствительной термометрии. Последняя эффективно используется при определении зон закачки газа в подземные газохрани-

лища, глубины закачанного под давлением цемента, местоположения продуктивного пласта и газонефтяного контакта, мест потери циркуляции в бурящейся скважине, зон гидроразрыва и т. п. (см. § 36). Дальнейшее повышение чувствительности глубинных приборов даст возможность расширить круг задач, решаемых в нефтегазопромысловой геологии по температурным измерениям. Наиболее важными вопросами являются выделение пластов по их тепловым характеристикам и определение характера нефтегазонасыщенности.

§ 28. МАГНИТНЫЙ И ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

Для изучения геологического разреза скважин и выделения в нем полезных ископаемых могут быть использованы магнитные и ядерно-магнитные свойства горных пород.

Магнитный каротаж

Геофизические исследования, основанные на изучении магнитных свойств пород, слагающих разрезы скважин, называют магнитным каротажем. Существуют две его модификации: каротаж по естественному магнитному полю и магнитной восприимчивости.

Каротаж по магнитному полю (скважинная магниторазведка) основан на изучении магнитных аномалий, связанных с магнитным полем Земли, которое в каждой точке пространства характеризуется вектором напряженности. Величина и направление этого вектора определяются тремя составляющими X, Y и Z, измерение которых может осуществляться с помощью трех взаимно перпендикулярных магниточувствительных датчиков, расположенных соответственно вдоль оси скважины (измерение Z), в вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины (измерение X) и в горизонтальной плоскости (измерение Y).

Для измерения составляющих X, Y и Z используется специальная скважинная магнитометрическая аппаратура ТСМ-3, ТКМ, ТСМК-40. Каротаж по магнитному полю применяют для выявления намагниченных рудных тел в околоскважинном пространстве. Он позволяет определить элементы залегания рудных тел, пересеченных скважиной, а также установить геологическую природу наземных магнитных аномалий [8]. Каротаж по магнитному полю имеет высокую эффективность на месторождениях магнетитовых руд.

Магнитная восприимчивость является одним из наиболее характерных магнитных свойств пород (см. § 9) и лежит в основе исследования скважин методом каротажа магнитной восприимчивости.

Измерение магнитной восприимчивости пород в разрезах скважин может осуществляться двумя разными способами: по изменению индуктивности соленоида и величине реактивной составляющей напряженности вторичного магнитного поля. С использованием

этих принципов измерения разработана и применяется для каротажа магнитной восприимчивости аппаратура КМВ, АМК-3, ЭМК-1, ТСМК-40 и КМК. Аппаратура КМК (рис. 134) предназначена для одновременного измерения вертикальной составляющей $Z_а$ земного магнитного поля и магнитной восприимчивости $\varkappa_п$ пород вдоль ствола скважины [8]. Величину $Z_а$ вертикальной составляющей земного магнитного поля измеряют при помощи магниточувствительного элемента *М*. Основой его является пермаллоевый сердечник, на который нанесена обмотка, питаемая от наземного генератора *G1* переменным током частотой 1000 Гц. При наличии составляющей магнитного поля по оси сердечника в обмотке возникает напряжение переменного тока удвоенной частоты, пропорциональное измеряемой величине $Z_а$, которое выделяется измерительной схемой *ИС* и подается на регистрирующий прибор.

Для измерения величины $\varkappa$ используется мостовая схема МС, одним плечом которой является датчик магнитной восприимчивости Д (катушка со стальным сердечником). Напряжение на мостовую схему подается от генератора *G2* переменного тока частотой 475 Гц,

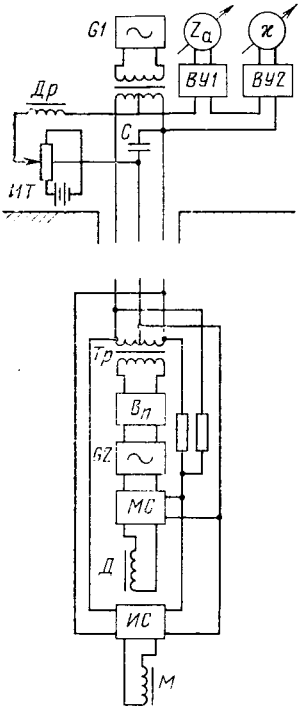


Рис. 134. Принципиальная схема комплексного прибора магнитного каротажа КМК

М — магниточувствительный элемент; *ИС* — измерительная схема; *Д* — датчик магнитной восприимчивости; *МС* — мостовая схема; *Г* — генератор тока частотный 475 Гц; *Вп* — выпрямитель; *Тр* — трансформатор; *С* — конденсатор; *Др* — дроссель, *Г1* —генератор тока частотой 1000 Гц; *ИТ* — источник постоянного тока; *ВУ1, ВУ2* — вводные устройства

получающего питание через выпрямитель *Вп* от трансформатора *Тр*. Напряжение, пропорциональное измеряемой величине $\varkappa$, снимается с диагонали моста и подается на регистрирующий прибор. Скважинный прибор рассчитан на работу с трехжильным кабелем. Разделение цепей постоянного компенсационного тока от источника *ИТ* и цепей переменного тока (сигналов $Z_а$ и $\varkappa$) осуществляется конденсатором *С* и дросселем *Др*; сигналы $Z_а$ и $\varkappa$ разделяются фильтрами вводных устройств *ВУ1* и *ВУ2* измерительных каналов по частоте. Переход от регистрируемого сигнала к магнитной восприимчивости (установка масштаба записи) производится по данным эталонирования аппаратуры путем измерений на эталонных моделях, изготовленных из магнитных материалов.

Измерительная схема аппаратуры регистрируется так, чтобы в воздухе (при $\varkappa = 0$) показания также равнялись нулю. В результате каротажа магнитной восприимчивости получают диаграмму, на которой однородные пласты отмечаются симметричными кривыми с максимальными ($\varkappa_п > \varkappa_{вм}$) или минимальными ($\varkappa_п < \varkappa_{вм}$) аномалиями против середины пласта. В тонких пластах ($h < L_с$, где $L_с$ — длина датчика) кривые имеют два максимума, разделенных минимумом и расположенных в средней части. Границы пластов при $h > 2L_с$ определяются точками, где величина сигнала равна $\Delta\varkappa_{max}/2$. С уменьшением мощности пластов точки со значениями $\Delta\varkappa_{max}/2$ смещаются относительно границ пластов в сторону вмещающих пород.

Каротаж магнитной восприимчивости применяется для литологического расчленения разрезов скважин, их корреляции, выделения зон оруденения, определения содержания железа в магнетитовых рудах, получения данных для интерпретации аномалий магнитного поля, отмеченных при магниторазведке. При литологическом расчленении разрезов по результатам каротажа магнитной восприимчивости, исходя из того что наибольшие значения $\varkappa_п$ характерны для магнетитсодержащих руд, затем идут ультраосновные (габбро, диабазы, порфириты и др.) и кислые (граниты, гранодиориты) породы. Наименьшими значениями $\varkappa_п$ обладают карбонатные и гидрохимические породы (см. § 9). Каротаж магнитной восприимчивости наиболее эффективен при изучении магнетитовых и титаномагнетитовых месторождений. Его применяют также для выявления в разрезах скважин бокситовых, марганцевых, хромитовых, сидеритовых, никелевых, оловянных и других руд.

Ядерно-магнитный каротаж

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на том, что ядра ряда элементов (водорода, фтора, алюминия, углеводорода-13 и др.) обладают собственным механическим моментом (спином) и магнитным моментом, оси которых совпадают. При помещений таких ядер в постоянное внешнее магнитное поле H их магнитные моменты μ стремятся ориентироваться в направлении вектора данного поля, что ведет к возникновению ядерной намагниченности.

При снятии внешнего магнитного поля из-за беспорядочного теплового движения атомов и молекул вещества происходит разрушение приобретенной ядерной намагниченности. Если это происходит в присутствии остаточного магнитного поля, например поля Земли, ядра стремятся перемещаться вдоль этого поля, прецессируя вокруг него подобно волчку в поле силы тяжести, с частотой около 2 кГц (частотой Лармора), обусловленной напряженностью магнитного поля Земли ($H_з \approx 40$ А/м) и гиромагнитными свойствами ядер.

Частота процессии (ларморова частота) пропорциональна гиромагнитному отношению $\gamma_{гир}$ (отношению магнитного момента

прецессирующих ядер к их моменту количества движения — механическому моменту) и напряженности магнитного поля.

Среди породообразующих элементов эффект ядерного магнетизма наиболее сильно выражен у водорода, поскольку ядрам ато-

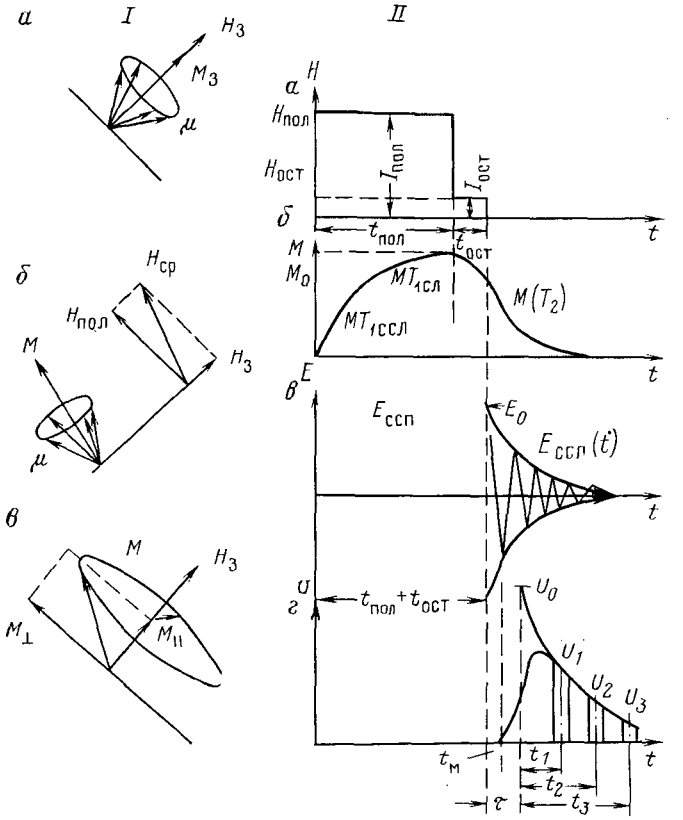


Рис. 135. Поведение вектора ядерной намагниченности (*I*) до поляризации (*а*), во время ее (*б*) и в начале свободной прецессии (*в*), а также схема процессов (*II*), возникающих при исследованиях методом ЯМК (по С. М. Аксельроду): *а* — график во время пропускания тока поляризации $I = f(t)$; *б* — изменение величины вектора ядерной намагниченности *M*; *в* — изменение во времени ЭДС сигнала свободной прецессии $E_{ссп} = f(t)$, *г* — сигнал свободной прецессии после усиления и детектирования

мов водорода свойственно наибольшее значение гиромагнитного отношения. Благодаря этому их присутствие удается установить в условиях скважины. Ядерный магнетизм всех других элементов слишком мал, чтобы его можно было использовать для изучения разрезов скважин. При исследовании горных пород можно учитывать только ядерную намагниченность протонов.

Принцип измерения диаграмм ЯМК

Ядерно-магнитный каротаж основан на регистрации эффектов свободной прецессии ядер водорода. С этой целью в скважину опускают скважинный прибор, включающий катушку удлиненной прямоугольной формы, усилитель и переключатель, попеременно подключающий выводы катушки то к источнику постоянного тока силой в 3 А, то к входу усилителя. При подключении катушки к источнику тока в окружающей среде создается поляризующее постоянное магнитное поле. При подключении катушки к усилителю наведенная в ней под действием прецессии ядер водорода ЭДС усиливается и передается по кабелю на поверхность в наземную аппаратуру, где регистрируется.

Схематическое изображение процессов, протекающих при исследованиях методом ЯМК, и возникающих при этом векторов ядерной намагниченности дано на рис. 135. При отсутствии внешнего искусственного магнитного поля магнитные моменты ядер водорода μ ориентированы в основном направлении магнитного поля Земли $H_З$, прецессируя вокруг него (рис. 135, *I*, *а*).

При пропускании тока поляризации $I_{пол}$ через поляризующую катушку в течение времени $t_{пол}$ (рис. 135, *II*, *а*) в исследуемой среде образуется постоянное магнитное поле напряженности $H_{пол}$. Вектор этого поля составляет некоторый угол с вектором напряженности поля Земли $H_З$ и значительно (примерно на два порядка) превышает его по величине. Возникающий при этом вектор ядерной намагниченности M ориентируется по результирующему вектору $H_{ср}$, представляющему собой сумму двух векторов $H_{пол}$ и $H_З$ (рис. 135, *I*, *б*).

Вектор ядерной намагниченности M устанавливается не сразу после включения тока $I_{пол}$, а в течение времени T_1 продольной релаксации (установления равновесия), характеризующей скорость нарастания ядерной намагниченности по направлению приложенного поля поляризации (см. рис. 135, *II*, *б*):

$$M = M_0[1 - \exp(-t_{пол}/T_1)], \qquad \text{(VI.6)}$$

где M_0 — вектор ядерной намагниченности при $t_{пол} \to \infty$; практически $t_{пол}$ принимается равным (3—5) T_1.

После выключения поляризующего тока (ступенчато снижением до величины остаточного тока $I_{ост}$ и полным выключением через время $t_{ост}$) в среде действует только магнитное поле Земли, и вектор ядерной намагниченности прецессирует вокруг вектора $H_З$ с круговой частотой $\omega = \gamma_{гир} H_З$, постепенно возвращаясь к своей первоначальной величине (см. рис. 135, *I*, *в*). Вектор ядерной намагниченности M по отношению к $H_З$ может быть разложен на две составляющие: продольную $M_\parallel$, совпадающую с направлением вектора $H_З$, и поперечную $M_\perp$, перпендикулярную к $H_З$.

Под действием вектора $M_\perp$ в катушке наводится электрический синусоидальный сигнал (переменная ЭДС) $E_{ССП}$ — сигнал свободной прецессии (ССП), соответствующий амплитуде ЭДС в момент

времени t, прошедший с начала прецессии, затухающий по экспоненциальному закону с постоянной времени поперечной релаксации T_2 (см. рис. 135, *II*, *в*):

$$E_{ССП} = E_0 \sin \omega t \exp(-t/T_2). \qquad (VI.7)$$

Время поперечной релаксации T_2 характеризует скорость затухания сигнала (за T_2 обычно принимается время, в течение которого начальная амплитуда E_0 уменьшается примерно в 2,7 раза, E_0 — величина, пропорциональная вектору ядерной намагниченности $\vec{M}$).

Сигнал свободной прецессии (ССП) усиливается и передается по кабелю на поверхность, где регистрирующее устройство фиксирует амплитуду сигнала и затухание его во времени. Для изучения разреза скважины наибольший интерес представляет величина U_0, пропорциональная числу ядер водорода, входящих в состав подвижного (свободного) флюида — нефти или воды. Амплитуда U_0 отсчитывается в момент времени, сдвинутый относительно момента включения тока, что является следствием искажения огибающей кривой, которая в своей левой части как бы смещается вправо на время τ (см. рис. 135, *II*, *г*). Так, сигнал свободной прецессии убывает по экспоненциальному закону, достаточно иметь два значения его амплитуды U_1 и U_2 или U_1 и U_3, разделенных некоторыми временными интервалами t_1, t_2 и t_3 (35, 50 и 70 мс), чтобы по ним экстраполированием восстановить амплитуду сигнала U_1, по которой определяется индекс свободного флюида:

$$U_0 = \frac{U_1^{t_2/(t_2-t_1)}}{U_2^{t_1/(t_2-t_1)}}; \quad U_0 = \frac{U_1^{t_3/(t_3-t_1)}}{U_3^{t_1/(t_3-t_1)}}. \qquad (VI.8)$$

Аппаратура ЯМК позволяет одновременно автоматически регистрировать две или три каротажные кривые изменения с глубиной амплитуд сигнала свободной прецессии при фиксированных временах t_1, t_2 и t_3 и постоянных значениях $t_{пол}$ и $t_{ост}$. По этим данным оценивается (или непосредственно регистрируется при использовании счетно-решающего устройства) величина U_0, приведенная к моменту выключения поляризующего тока.

Интерпретация диаграмм ЯМК

Интерпретация диаграмм ЯМК заключается в определении величин измеряемого сигнала свободной прецессии (ССП) и времени продольной релаксации T_1. Время поперечной релаксации T_2, будучи искажено неоднородностью поля Земли, для изучения разрезов скважин не используется. На основании интерпретации диаграмм ЯМК возможно решение следующих основных задач: выделение коллекторов и оценка их коллекторских свойств; оценка характера насыщения коллектора и перспективы получения нефти, газа или воды из пласта.

Выделение коллекторов и изучение их коллекторских свойств производится по величине U_0. На значение измеряемого сигнала свободной прецессии оказывают влияние только те ядра водорода, которые входят в состав молекул, способных перемещаться в поровом пространстве коллектора. Исследования показали, что связанная вода и твердые углеводороды (битум, кир, асфальтены) сигналом свободной прецессии (ССП) не отмечаются. Величина U_0 калибруется в единицах, называемых индексом свободного флюида (ИСФ) и характеризующих объем пор (в %), занятых жидкостью, участвующей в образовании ССП. Индекс свободного флюида условно считают соответствующим коэффициенту пористости

$$k_{п.\,эф} = k_п (1 - k_{во}), \qquad (VI.9)$$

где $k_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности.

Индекс свободного флюида определяется как отношение начальной амплитуды ССП, зарегистрированной на образце породы, к начальной амплитуде ССП, измеренной на дистиллированной воде, занимающей такой же объем, как и образец породы.

Величины ИСФ, полученные от одинаковых объемов воды и нефти и в равных термодинамических условиях, часто оказываются различными. Уменьшение этого показателя для нефти связано с содержанием в ней вязких компонентов, снижающих в единице объема нефти число протонов, входящих в состав свободно перемещающихся молекул. Аппаратура ЯМК эталонируется в единицах ИСФ. Кривые ЯМК принято записывать в масштабе ИСФ (в %/см).

Однородные водородсодержащие пласты, мощности которых равны длине зонда или превышают ее, отмечаются на кривых ЯМК симметричными максимумами, расположенными в средней части пласта: границы пластов проводятся по середине наклонных линий. Если мощность пласта меньше длины зонда, то происходит уменьшение ИСФ по сравнению с истинными величинами и расширение максимума; определение границ тонких пластов по кривым ЯМК затрудняется. В качестве существенных (характерных) величин $(ИСФ)_к$ принимаются их средние значения. Для получения истинных значений $(ИСФ)_и$ по данным $(ИСФ)_к$ вводятся поправки за влияние скважины, глинистой корки, пространственной ориентации скважины и др. Для этого построены соответствующие палетки и номограммы.

Определение характера насыщения пород по времени продольной релаксации T_1 производится в интервалах, охарактеризованных по кривой ИСФ как коллекторы с достаточной эффективной пористостью, содержащие свободную жидкость.

Для определения времени продольной релаксации не требуются данные о начальной амплитуде ССП или количественная оценка ИСФ, сведения о диаметре скважины, толщине глинистой корки и пространственной ориентации скважины. Методика оценки вре-

мени продольной релаксации сводится к последовательному измерению амплитуды ССП для фиксированного значения времени измерения, но при изменяющихся от цикла к циклу значениях времени $t_{пол}$ в сильном или $t_{ост}$ в слабом поле. (Оценка T_1 возможна также измерением амплитуд ССП для различных $t_{пол}$ или $t_{ост}$ при остановленном на заданной глубине приборе.)

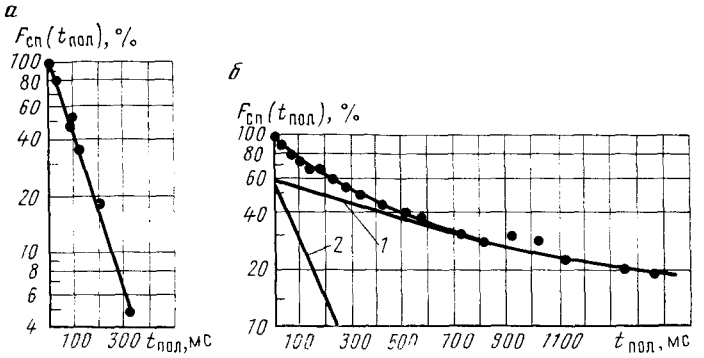


Рис. 136. Характерные кривые продольной релаксации для водоносных (*а*) и нефтеносных (*б*) песков

1 — изменение формы кривой, обусловленное нефтью, *2* — то же, вызванное водой

При графическом определении времени продольной релаксации T_1, вместо зависимости амплитуд ССП от $t_{пол}$ или $t_{отс}$ используют производные функции $E_{ССП}$ ($t_{пол}$ или $E_{ССП}$ ($t_{ост}$)

$$E_{ССП}(t_{пол}) = \frac{U(t_{пол} \to \infty) - U(t_{пол})}{U(t_{пол} \to \infty)}, \qquad (VI.10)$$

где $U(t_{пол}$, $U(t_{пол} \to \infty)$ — амплитуды ССП, соответствующие определенным значениям времени поляризации.

По результатам измерений строится зависимость $\lg E_{ССП}(t_{пол})$ от времени поляризации $t_{пол}$. В случае однородной среды T_1 характеризуется одним значением — кривая релаксации называется однокомпонентной поскольку все точки ложатся на одну прямую (рис. 136, *а*). При наличии смеси флюидов с различными значениями T_1 зависимость изображается в виде кривой, которая может быть разложена на несколько прямых. По этим прямым находят T_1 каждого компонента. На рис. 136, *б* приведена двухкомпонентная релаксационная кривая. Эту кривую можно разложить на две прямые, экстраполируя ее линейный участок до оси ординат (первый компонент), затем по разнице ординат кривой и прямой определить второй компонент.

В гидрофильной породе время продольной релаксации для воды меньше 300 мс; для нефти и газа более 600 мс. Однако дисперсия этих значений велика: на величину T_1 помимо характера насыщения коллектора влияют и такие факторы, как удельная поверхность коллектора, его гидрофильность или гидрофобность,

тип пористости, глинистость, вязкость флюида. Это осложняет оценку характера насыщения коллектора по релаксационным кривым.

На рис. 137 показан пример использования диаграмм ЯМК в комплексе с кривыми других методов каротажа для выделения коллекторов и оценки их насыщенности. По данным микрокаротажа в интервале 1306—1284 м залегает пласт-коллектор, который по диаграммам НГК и нормализованной кривой сопротивления

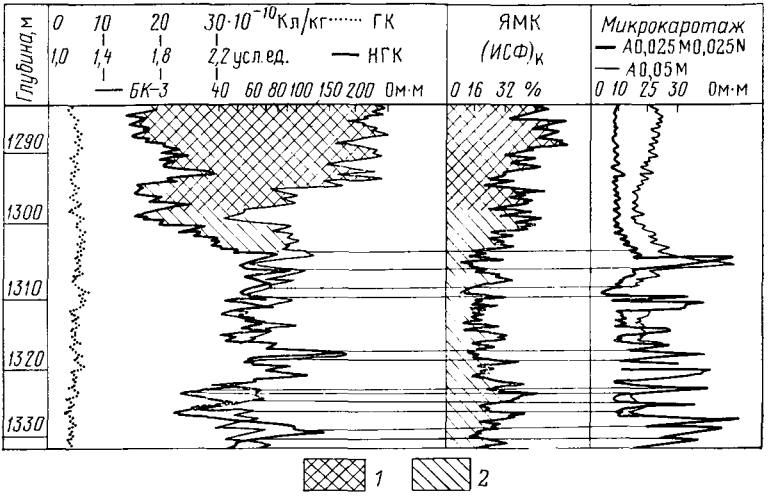


Рис. 137. Пример выделения коллекторов и оценки их насыщенности по диаграммам ЯМК и другим видам каротажа

Коллектор: *1* — нефтенасыщенный; *2* — водонасыщенный

трехэлектродного бокового каротажа (БК-3) характеризуется как нефтегазонасыщенный. Этот вывод четко подтверждается повышенными значениями кажущегося индекса свободного флюида $(ИСФ)_к$ для данного участка разреза. Толща пород, залегающая ниже 1306 м, по всем геофизическим кривым классифицируется как чередующиеся водонасыщенные коллекторы и плотные прослои.

Ядерно-магнитный каротаж предназначен для выделения пластов, содержащих подвижный флюид, определения их пористости и характера насыщения. Комплексирование результатов ЯМК с данными других каротажных исследований скважин позволяет расширить и уточнить возможности количественной оценки пористости коллекторов, их эффективной мощности, насыщенности и промышленной нефтеносности. Метод ЯМК используется также для разделения нефтеносных и битуминизированных пород. Значения ИСФ против битуминизированных пластов вследствие их высокой вязкости обычно малы.

Ограничения метода ЯМК связаны с невозможностью измерения ССП в среде (в глинистом растворе, в породе) с повышенной магнитной восприимчивостью, в породах с малой эффективной пористостью (1,5—2 %), в том числе в трещинных коллекторах. Этот метод неприменим при очень вязких нефтях — более 600 сП; при наличии в промывочной жидкости свободного флюида— воды или нефти, создающего дополнительный ССП. Недостатками метода являются длительность измерений и малая глубинность исследования (порядка 0,3 м), вследствие чего влияние зоны проникновения по показанию ЯМК значительно. Ядерно-магнитный метод применим при исследовании разрезов скважин, не обсаженных колонной.

§ 29. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Комплекс геохимических исследований скважин включает: газовый каротаж, применяемый в двух вариантах: в процессе бурения и после бурения. Геолого-технологические исследования скважин заключаются в сборе и обработке комплексной геологической, геохимической, геофизической и технологической информации. Основными объектами информации являются промывочная жидкость, шлам, параметры гидравлической и талевой системы буровой установки и др.

Газовый каротаж в процессе бурения

Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения. Поровое пространство нефтегазоносных пород заполнено в основном смесью предельных углеводородов, значительная часть которых находится в газообразном состоянии. Природный газ состоит главным образом из метана CH_4 (наиболее легкого из углеводородов) и так называемых тяжелых газообразных углеводородов — этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}), а также парообразных углеводородов — пентана (C_5H_{12}) и гексана (C_6H_{14}). Более тяжелые углеводороды находятся в нефти, как правило, в жидкой фазе. Природный газ может содержать и некоторые неуглеводородные газы — двуокись углерода, азот и др.

В процессе бурения газ из пор нефтегазосодержащих пород поступает в циркулирующую по стволу скважины промывочную жидкость (глинистый раствор) и выносится на поверхность, где подвергается анализу на содержание газообразных углеводородов. Одновременно исследуют технологию (режим) бурения скважины, включая его продолжительность (механический каротаж).

Схема проведения газового каротажа показана на рис. 138. Измеряется следующий комплекс параметров, характеризующих режим бурения: продолжительность бурения t_1, расход глинистого

раствора на «выходе» скважины $Q_{вых}$, коэффициент разбавления $E_р$.

Продолжительность бурения t_1 (в мин/м) — величина, обратная скорости бурения v (в м/ч):

$$t_1 = 60\left(\frac{1}{v}\right). \qquad (VI.11)$$

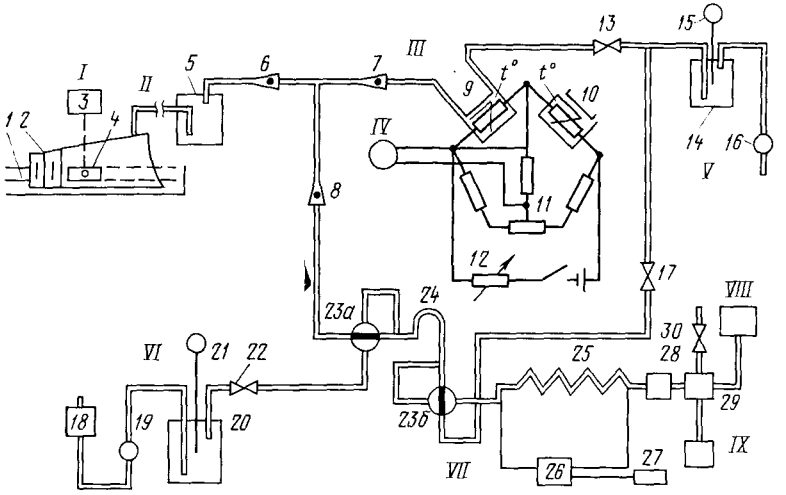


Рис. 138. Схема газового каротажа при проведении суммарного и компонентного анализов

1 — дегазатор: *1* — желоб буровой, *2* — корпус дегазатора, *3* — электродвигатель дегазатора, *4* — лопастная вертушка; *II* — газовоздушная линия от дегазатора к станции; *III* — термохимический газоанализатор; *5* — отстойник с водой для очистки газовоздушной смеси от механических примесей, *6* — ротаметр для измерения расхода смеси через газовоздушную линию, *7* — ротаметр для измерения расхода смеси через камеру детектора, *8* — ротаметр для измерения расхода смеси через хроматермограф, *9, 10* — камеры с рабочим и компенсирующим сопротивлениями газоанализатора, *11* — реохорд для балансировки измерительного моста, *12* — реостат для регулирования напряжения питания моста, *13* — вентиль для регулирования расхода смеси по ротаметру *7*; *IV* — регистратор суммарных газопоказаний; *V* — установка вакуум-насоса; *14* — ресивер (емкость) вакуум-насоса, *15* — вакуумметр, *16* — вакуум-насос, *17* — вентиль для регулирования расхода смеси по ротаметру *6*; *VI* — установка компрессора; *18* — фильтр для очистки воздуха, *19* — компрессор, *20* — ресивер компрессора, *21* — манометр, *22* — вентиль для регулирования давления в пневматической линии; *VII* — хроматермограф; *23а* и *23б* — краны дозатора, *24* — дозатор, *25* — разгоночная колонка, *26* — командный прибор для регулирования нагрева колонки и ее охлаждения, *27* — синхронный электродвигатель командного прибора, *28* — фильтр, *29* — пламенно-ионизационный детектор (газоанализатор), *30* — вентиль для регулирования расхода воздуха через детектор; *VIII* — регистрирующий прибор хроматермографа; *IX* —генератор водорода для питания детектора хроматермографа

По величине t_1 определяют погонную длину скважины, приходящуюся на единицу времени бурения. Полученные данные используют для построения кривой изменения продолжительности бурения (скорости бурения) с глубиной, называемой кривой механического каротажа.

Расход промывочной жидкости $Q_{вых}$ характеризует объемную скорость этой жидкости (в л/с), поступающей из скважины на «выходе». По изменению величины $Q_{вых}$ по стволу скважины в про-

цессе бурения судят о поглощении промывочной жидкости пластом, а следовательно, о вскрытии проницаемых пластов или интервале поглощения.

Коэффициент разбавления $E_р$ характеризует количество промывочной жидкости, которое приходится на единицу объема выбуренной породы (в м³/м³) и определяется из соотношения

$$E_р = 0{,}77 \cdot 10^3 \frac{1}{d_н^2} Q_{вых} t, \qquad (VI.12)$$

где $d_н$ — номинальный диаметр скважины (в см).

Для определения параметров, характеризующих газо- и нефтесодержание пластов, из промывочной жидкости (глинистого раствора), поступившей на поверхность, извлекают часть газа (дегазируют его). Извлеченный газ, смешиваясь с воздухом, образует газовоздушную смесь, которая поступает на анализ для определения содержания и состава углеводородных газов и газовоздушной смеси.

Дегазация и анализ газовоздушной смеси производятся непрерывно в процессе бурения и достигаются при помощи дегазаторов, которые работают на различных принципах: понижении давления над раствором (созданием вакуума); подогреве, механическом воздействии или несколькими средствами одновременно. В последних моделях газокаротажных станций применяют дегазатор с дроблением потока глинистого раствора. Дегазатор устанавливают в желобе на поплавках вблизи устья скважины. В результате дробления поверхность глинистого раствора, попадающая в камеру дегазатора с пониженным давлением, значительно увеличивается. При этом из глинистого раствора извлекается часть газа, которая, смешиваясь с воздухом, образует так называемую газовоздушную смесь.

В зависимости от интенсивности дегазации глинистого раствора из него выделяется бóльшая или меньшая часть газа и осуществляется различная «глубина» (степень) дегазации. Применяемые дегазаторы извлекают относительно небольшое количество газа. Степень дегазации глинистого раствора исчисляется сотыми и десятыми долями процента и только при помощи дегазатора непрерывного действия с интегрирующим контуром, входящим в комплект автоматической газокаротажной станции АГКС-65, дегазация достигает 1—5 %.

Газовоздушная смесь по газовоздушной линии (см. рис. 138, *II*) подается в газоанализатор (см. рис. 138, *III*), где подвергается соответствующей подготовке к анализу, проведению анализа и регистрации основных параметров (см. рис. 138, *IV*). Чтобы установить параметры, характеризующие газо- и нефтесодержание пластов, выполняются следующие операции: непрерывный анализ газовоздушной смеси для определения суммарного содержания в ней углеводородных газов $Г_{сум}$ и приведенных газопоказаний

$Г_{пр}$, а также компонентный анализ на содержание в пласте предельных углеводородных газов (C_1—C_6).

Для оценки суммарного содержания углеводородных газов $Г_{сум}$ в газовоздушной смеси служит термохимический газоанализатор (см. рис. 138, *III*).

Термохимический газоанализатор работает по принципу неравновесного моста (моста Уитстона). Двумя плечами моста являются платиновые нити, помещенные в камеры; одно плечо *9* — рабочее, а другое *10* — компенсирующее; сопротивления этих плечей строго одинаковы. Два других плеча с равными сопротивлениями выполнены из манганиновой проволоки. Соотношение между плечами мостика таково, что если через газоанализатор проходит чистый воздух, то наблюдается положение равновесия. Изменение одного из четырех названных сопротивлений приводит к нарушению равновесия моста и возникновению тока в измерительной цепи. Анализируемая газовоздушная смесь пропускается через рабочую камеру, в которой помещена спираль из платиновой проволоки, нагретой до температуры 800—850 °С. Часть горючих газов, содержащихся в смеси, сгорает. Количество тепла, выделяемого при сгорании газовоздушной смеси, зависит от количества газообразных углеводородов и идет на дополнительный нагрев и повышение сопротивления накаленной платиновой нити. В результате равновесие мостика нарушается и в измерительном приборе потечет ток, который и фиксируется.

Для количественного перехода от измеряемой силы тока к процентному содержанию углеводородных горючих газов в газовоздушной смеси, пропускаемой газоанализатором, последний подвергается калибровке. Сила тока регистрируется на ленту автоматически самопишущим потенциометром. Лента перемещается в зависимости от глубины скважины и запись ведется в виде диаграммной кривой. Регистрируемая кривая подвергается обработке и привязке к истинным глубинам, соответствующим поступлению в скважину анализируемых углеводородных газов из разбуриваемого пласта в скважину. Полученная диаграмма названа кривой суммарных газопоказаний $Г_{сум}$; по ней определяют суммарное содержание углеводородных газов (в %) в газовоздушной смеси, отбираемой из дегазатора.

Суммарные газопоказания, получаемые при газовом каротаже, являются одним из основных параметров, используемых при выделении в разрезе газонефтяных пластов. По величине $Г_{сум}$ (в %) оценивается газонасыщенность глинистого раствора q, поступающего из скважины, что соответствует объему углеводородных газов, содержащихся в единице объема глинистого раствора (в см^3/л):

$$q = K_{дг} Г_{сум}, \qquad (VI.13)$$

где $K_{дг}$ — коэффициент дегазации, определяемый в % периодической калибровкой аппаратуры (дегазатора-газоанализатора). Значения $Г_{сум}$ и q зависят не только от газо- или нефтесодержания

пласта, но и от типа дегазатора, скорости движения газовоздушной смеси, способности глинистого раствора к дегазации и режима бурения скважин в целом. Кроме того, из разбуриваемых пород наряду с углеводородными газами в глинистый раствор поступают в виде примесей и неуглеводородные горючие газы (водород, окись углерода), которые также отмечаются термохимическим газоанализатором. Влияние примесей на показания газоанализатора учитывают, пропуская газовоздушную смесь через хроматермограф (см. рис. 138, *VII*).

В современных АГКС для непрерывного суммарного определения углеводородных газов в газовоздушной смеси (газоносителя) используют газоанализаторы с пламенно-ионизационными детекторами (хроматермографы ХГ-1Г). Работа их основана на ионизации молекул углеводородных газов при их сгорании в водородном пламени. Для этого в полость корпуса детектора подают анализируемый газ и газоноситель (водород и воздух), при горении водорода не возникает ионов и пламя отмечается низкой электропроводностью. При сгорании газоносителя, содержащего углеводородные газы, происходит ионизация их молекул и резкое увеличение электропроводности пламени. По величине тока, регистрируемой самопишущим потенциометром, судят о концентрации углеводородных газов в газовоздушной смеси.

Пламенно-ионизационные газоанализаторы не чувствительны не только к водороду, но и к другим неуглеводородным газам, часто присутствующим в природных газах (окись углерода, углекислый газ, сероводород, азот). Пламенно-ионизационные детекторы обладают высокой стабильностью в работе, широким диапазоном измерений концентраций углеводородных газов (от 0,001 до 60 %). Однако по сравнению с термохимическими эти детекторы имеют значительно более сложное устройство и бо́льшую чувствительность к изменениям скорости потока газоносителя.

Приведенные газопоказания $Г_{пр}$ соответствуют приведенному к нормальным условиям объему газа, содержащемуся в единице объема пласта, вскрываемого скважиной. $Г_{пр}$, будучи свободно от влияния режима бурения, более тесно, чем $Г_{сум}$, связано с газосодержанием пласта.

Между величинами $Г_{пр}$ (в м³/м³) и $Г_{сум}$ существует следующая зависимость:

$$Г_{пр} = K_{дг} Г_{сум} E_р 10^{-3}, \qquad (VI.14)$$

где $E_р$ — коэффициент разбавления (в м³/м³) [см. формулу (VI.12)]. При помощи компонентного анализа газовоздушной смеси определяют (в %) относительное содержание в пласте предельных углеводородов: метана C_1, этана C_2, пропана C_3, бутана C_4, пентана C_5, гексана C_6. Для компонентного анализа в качестве чувствительных элементов используют термохимические (в хроматермографе ХТ-2М), пламенно-ионизационные (в хроматермографе ХГ-1Г) детекторы.

Основными узлами хроматермографа являются дозатор (см. рис. 138, *VII*, *24*), разгоночная колонка (см. рис. 138, *VII*, *25*), газоанализатор (см. рис. 138, *VII*, *29*) и регистрирующий прибор (см. рис. 138, *VIII*). Дозатор служит для отбора проб углеводородных газов и подачи его в разделительную колонку. Через колонку, представленную трубкой из нержавеющей стали, заполненной адсорбентом, продувают воздухом пробу анализируемой газовоздушной смеси. В качестве адсорбентов применяют высокодисперсные твердые вещества, обладающие большой удельной поверхностью и высокой адсорбционной способностью (силикагель, алюмогель, активированный уголь и др.). Разделение газовой смеси на индивидуальные компоненты достигается в результате их различной адсорбционной способности, обусловленной их молекулярным весом и температурой кипения. Наименьшей адсорбционной способностью обладает метан, который практически не сорбируется. Остальные компоненты поглощаются адсорбентом в следующей последовательности: этан, пропан, бутан, пентан и гексан. Каждый компонент газовой смеси проходит с различной скоростью через слой сорбирующего вещества при обдувании его потоком газоносителя. В сорбенте компоненты удерживаются некоторое время, различное для каждого компонента, и последовательно поступают в газоноситель.

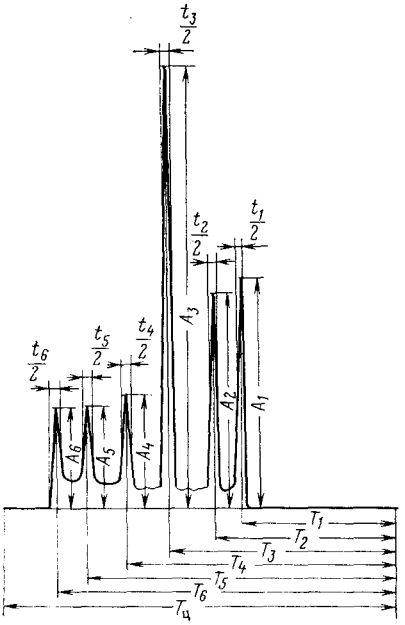


Рис. 139. Примерный вид хроматермограммы при компонентном анализе на предельные углеводородные газы от метана до гексана

T_1 — T_6 — времена между началом цикла анализа и выделением на хроматограмме максимума для соответствующего компонента с амплитудой A_1 — A_6; $T_ц$ — время цикла анализа смеси; t_1 — t_6 — удвоенное время, измеренное на половине высоты каждого максимума

В результате анализируемая газовая смесь превращается в разделительной колонке в поток бинарных смесей газоносителя с одним из углеводородных компонентов (метан, этан, пропан, бутан, пентан, гексан), разделенных во времени. Этот поток подается на газоанализатор, подключенный к регистрирующему прибору (самопишущему потенциометру), фиксирующему газопоказания во времени.

Газоноситель не воздействует на показания пламенно-ионизационного детектора (в хроматермографе ХГ-1Г), будучи инертным,

и детектор фиксирует лишь углеводородные компоненты. В результате получают хроматермограмму — последовательность пик, записанных в масштабе времени, разделенных минимумами. Площадь каждой пики пропорциональна содержанию компоненты C_nH_{2n+2} (в %) анализируемой смеси (рис. 139).

Время анализа одной пробы в современных хроматермографах составляет приблизительно 6 мин. За это время бурением может быть пройден определенный интервал скважины. В связи с этим в современных газокаротажных станциях предусмотрена система пробоотборников для отбора пробы газа и последующего их анализа на хроматографе.

Определение глубин

При газовом каротаже очень важно правильно привязать результаты анализов к глубинам поступления газообразных углеводородов из пласта в скважину. Полученные газопоказания должны быть отнесены (привязаны) к той глубине скважины, при которой этот буровой раствор (соответствующая порция его) находился на забое. Для этого необходимо учесть время, в течение которого промывочная жидкость поднимается по затрубному пространству от забоя до устья, и время движения газовоздушной смеси от дегазатора к газоанализатору. Последнее определяется легко; затруднения возникают при вычислении времени движения жидкости от забоя до устья скважины. Это время, называемое в практике газового каротажа отставанием, непрерывно изменяется в процессе бурения в зависимости от многих факторов: глубины и конструкции скважины, производительности и числа работающих насосов и т. д. Величина отставания определяется углублением скважины за время подъема глинистого раствора от ее забоя до устья. В случаях поглощения раствора возможны пропуски отдельных интервалов, иногда продуктивных. При использовании автоматических газокаротажных станций (АГКС) различают: действующую глубину $H_д$ (в м) — глубину бурящейся скважины, отмечаемую глубиномером АГКС в момент проведения газокаротажного измерения, истинную глубину $H_и$ (в м) — глубину, к которой следует отнести результаты измерений. При определении параметров, характеризующих газо- и нефтесодержание ($Г_{сум}$, $Г_{пр}$, C_1 — C_6 и др.), связанных с анализом порций глинистого раствора, несущих пластовые углеводородные газы, величины $H_д$ больше $H_и$. При измерении параметров, характеризующих технологию бурения скважины ($Q_{вых}$, t_1 и E), $H_д$ и $H_и$ равны.

Разница между действующей и истинной глубинами называется отставанием по глубине:

$$\Delta H = H_д - H_и. \qquad (VI.15)$$

Величина ΔH соответствует приращению глубины забоя (в м) за время, в течение которого порция анализируемого глинистого

раствора поднимается по затрубному пространству от точки поступления углеводородного газа из пласта до устья скважины:

$$\Delta H = 1{,}66 \cdot 10^{-2} v_б t_{от}, \qquad (VI.16)$$

где $v_б$ — скорость бурения (в м/ч); $t_{от}$ — время отставания (в мин) (переменная величина), в течение которого порция промывочной жидкости перемещается от забоя до устья скважины. Согласно определению

$$t_{от} = 16{,}6\left(\frac{V_с}{Q_{вых}}\right), \qquad (VI.17)$$

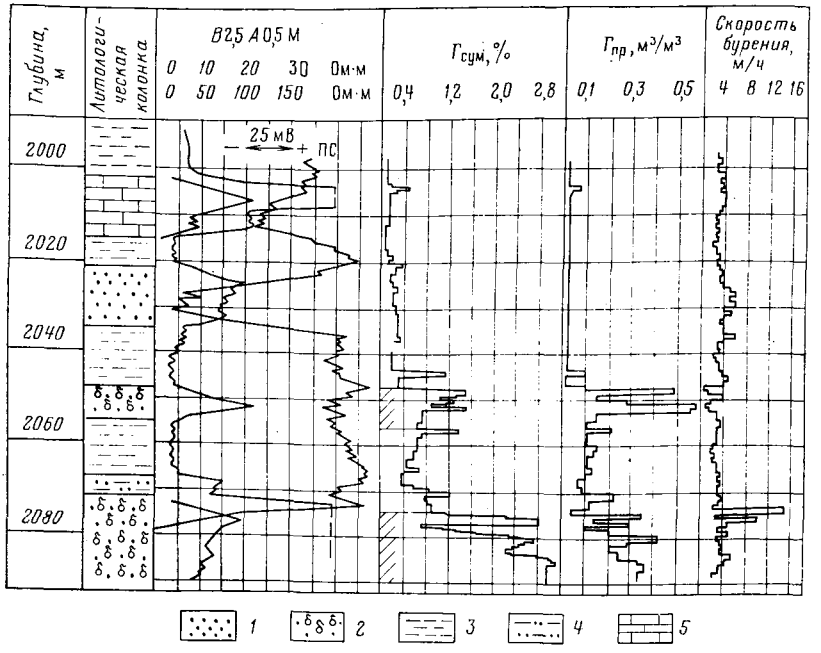


Рис. 140. Выделение возможных продуктивных пластов в терригенном разрезе по результатам газового каротажа

1 — песчаник водонасыщенный; *2* — песчаник газонасыщенный; *3* — глина; *4* — глина песчанистая; *5* — известняк; $d_с = 295$ мм, $\rho_с = 1{,}5$ Ом·м при 18 °С

где $V_с$ — объем промывочной жидкости, равный объему затрубного пространства (в м³); $Q_{вых}$ — расход промывочной жидкости (в л/с).

При использовании АГКС для определения глубин удобно пользоваться продолжительностью бурения 1 м ствола скважины $t_1 = 60\ (1/v_б)$ (в мин/м). На основании совместного решения уравнений (VI.15) — (VI.17) истинная глубина определяется:

$$H_и = H_д - 16{,}6\left(\frac{V_с}{Q_{вых} t_1}\right). \qquad (VI.18)$$

Величину V_c устанавливают, как правило, экспериментально, измеряя объем промывочной жидкости, поступающей из скважины, используя индикатор (например, бензин).

На станции АГКС регистрация каротажных параметров производится прерывисто (дискретно) с шагом квантования по глубинам (обычно через 0,25; 0,5 или 1 м). Такая методика связана с тем, что при низких скоростях бурения скважин скорость изменения параметров весьма мала и непрерывная регистрация изменения параметров в функции глубины в масштабах 1 : 500 и 1 : 200 практически невозможна. Преобразование сигналов действующих в сигналы истинных глубин в масштабе истинных глубин производится с помощью «запоминающего» устройства с учетом переменного интервала времени отставания $t_{от}$ (в мин) и соответствующего объема глинистого раствора V_c (в м^3).

Границы аномалий по кривым газового каротажа устанавливают в точках, соответствующих началу роста величин $Г_{сум}$ и $Г_{пр}$ по сравнению с уровнем фоновых значений $Г_{сум.ф}$ и $Г_{пр.ф}$ во вмещающих породах. Фоновые газопоказания обусловлены некоторым содержанием газа поступившего в глинистый раствор из пробуренных пластов и вносимого глиной, на которой раствор приготовлен. В качестве газовых аномалий, подлежащих выделению и дальнейшему изучению, являются те из них, газопоказания которых в 2 раза и более превышают фоновые. На рис. 140 дан пример выделения границ аномалий по диаграммам газового каротажа. Для уточнения глубин диаграммы газового каротажа и геофизические кривые после окончания бурения сопоставляются между собой. Границы продуктивных пластов корректируются, учитывая специфику выделения границ газовых аномалий и границ пластов-коллекторов по геофизическим данным.

Основы интерпретации данных газового каротажа

Интерпретация результатов газового каротажа проводится в два этапа: предварительный и окончательный.

Предварительная интерпретация заключается в выделении аномалийных интервалов по кривым $Г_{сум}$ и $Г_{пр}$. Приведенные газопоказания $Г_{пр}$ в отличие от $Г_{сум}$ не зависят от условий бурения и пласты, перспективные на нефть и газ, выделяются по кривой $Г_{пр}$ со значительно большей уверенностью. Для оценки приуроченности аномалии к тому или иному типу залежи рассчитывают среднее значение $Г_{пр.ср}$ в пределах выделенной аномалии и сравнивают с характерными значениями $Г_{пр}$ для продуктивных пластов ранее пробуренных скважин в данном районе на соответствующей глубине. При положительной оценке ($Г_{пр.ср} \geqslant Г_{пр}$) интервал разреза, к которому приурочена газовая аномалия, является перспективным и рекомендуется для детальных промысловых и геофизических исследований.

Для характерных точек газовой аномалии $\Gamma_{пр}$ определяют компонентный состав C_1—C_6 и вычисляют для выделенного интервала средние значения $C_{1\,ср}$—$C_{6\,ср}$. Полученные средние значения наносят на эталонные (типовые) палеточные кривые, полученные для данного района, и оценивают характер насыщения пласта (рис. 141).

По совпадению вычисленных точек с тем или иным графиком судят о характере насыщения исследуемого пласта. Качественное разделение пластов возможно и по преобладанию содержания метана C_1 в газоносных пластах и тяжелых углеводородов C_2—C_6 в нефтеносных. При этом надо иметь в виду, что такой способ интерпретации не всегда приводит к однозначным результатам. В ряде случаев различить продуктивные пласты от таких же водоносных с остаточной нефтью или растворимым газом по компонентному анализу часто не удается.

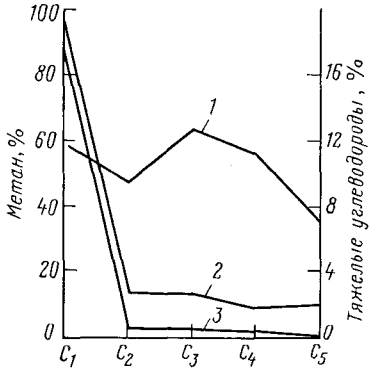


Рис. 141. Пример палетки с эталонными кривыми компонентного состава газа для районов Саратовского Поволжья (по Л. М. Чекалину)

Пласт: *1* — нефтенасыщенный, *2* — нефтегазонасыщенный, *3* — газонасыщенный

Окончательная интерпретация данных газового каротажа сводится к следующему. Рассчитывают исправленные суммарные газопоказания $\Gamma_{сум.\,исп}$ (в %) с учетом фоновых значений $\Gamma_{сум.\,ф}$:

$$\Gamma_{сум.\,исп} = \frac{h'}{h_{эф}} (\Gamma_{сум.\,ср} - \Gamma_{сум.ф}), \qquad (VI.19)$$

где $\Gamma_{сум.\,ср}$ — среднее значение суммарных газопоказаний в пределах аномалии (в %); h' — мощность пласта по данным газового каротажа (в м); $h_{эф}$ — эффективная мощность по геофизическим кривым (в м).

Для каждой точки аномалийного интервала кривой $\Gamma_{пр}$ находят значения C_1—C_6 и рассчитывают для этого интервалы $C_{1\,ср}$—$C_{6\,ср}$, которые наносят на бланк эталонной номограммы, оценивая компонентную характеристику пласта. Более надежное определение характера насыщения пластов возможно по остаточным газосодержанию $F_г$ или нефтегазосодержанию $F_{нг}$ [где $F_г$ — отношение объема газа, а $F_{нг}$ — отношение объема нефти с растворенным газом, содержащимся в пластовых условиях в выбуренной породе, к объему этой породы (в %)], характеризующим истинное нефтегазосодержание пласта. Однако из-за опережающей долото фильтрации глинистого раствора в пласт величины $F_г$ и $F_{нг}$ оказываются меньше истинного нефтегазосодержания. Величины $F_г$ и $F_{нг}$, полученные для водоносных пластов, значительно меньше, чем в таких же продуктивных пластах. Это служит критерием для

разделения продуктивных и водоносных пластов по значениям $F_г$ и $F_{нг}$. Параметры $F_г$ и $F_{нг}$ рассчитываются по уточненным величинам $Г_{пр}$. Приведенные газопоказания $Г_{пр}$ и средний коэффициент разбавления $E_{ср}$ (в м³/м³) рассчитывают для этого интервала по формулам (VI.12) и (VI.14):

$$Г_{пр} = K_{дг} Г_{сум} E_{ср} 10^{-3}. \qquad (VI.20)$$

Определив по данным компонентного анализа характер насыщения пласта, вычисляют $F_г$ и $F_{гн}$ (в %):

$$F_г = 3{,}7 Г_{пр} \frac{zT}{p_{пл}}, \qquad (VI.21)$$

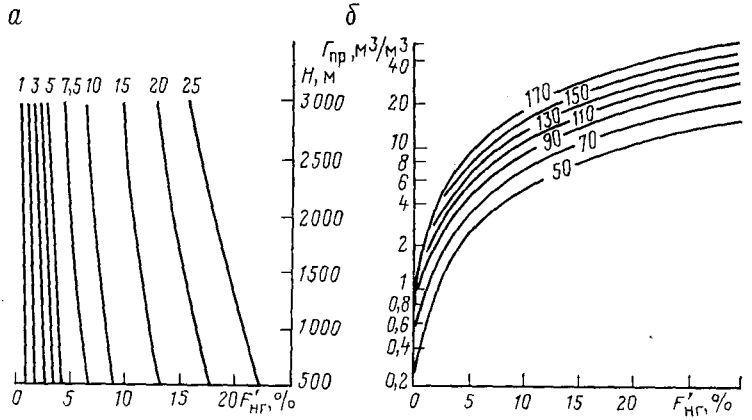


Рис. 142. Комплексная палетка для определения величин $F_{нг}$ по величинам H [8] (*а*) и $Г_{пр}$ (*б*)

Шифр кривых: *а* — $F_{нг}$ (в %), *б* — G (в м³/м³)

где T — температура пласта (в К); $p_{пл}$ — пластовое давление (в МПа); z — поправочный коэффициент за сжимаемость реальных газов, зависящий от T, $p_{пл}$ и плотности газа $\delta_г$;

$$F_{нг} = (1{,}05 + 1{,}66 \cdot 10^{-2} H) \frac{Г_{пр}}{G}, \qquad (VI.22)$$

где H — глубина залегания пласта в (м); G — газовый фактор нефти (в м³/м³). Вычисленные $F_г$ и $F_{нг}$ сравнивают с критическими $F_{г.кр}$ и $F_{нг.кр}$, установленными для продуктивных отложений данного района, и делают заключение: если $F_г > F_{г.кр}$ ($F_{нг} > F_{нг.кр}$), то пласт газоносен (нефтеносен); при $F_г < F_{г.кр}$ ($F_{нг} < F_{нг.кр}$) — пласт водоносен. В наиболее распространенных случаях $F_{нг.кр} = 5$ %. Обычно $F_г$ и $F_{нг}$ определяют по палеточным кривым, рассчитанным по формулам (VI.21), (VI.22). Палетка для определения $F_{нг}$ дана на рис. 142 [8]. Результаты окончательной интерпретации данных газового каротажа оцениваются в комплексе с проведенными в скважине промыслово-геофизическими исследованиями.

Газовый каротаж после бурения

Газовый каротаж после бурения проводится при возобновлении циркуляции промывочной жидкости после простоя скважины, (спуско-подъемных операций, ремонтных и других работ). О газонасыщенности пластов при этом судят по содержанию в промывочной жидкости (глинистом растворе) углеводородных газов, поступающих из пласта в скважину в результате их фильтрации и диффузии. Этот процесс диффузии имеет место при технически правильном бурении скважины (давление столба промывочной жидкости превышает пластовое). В этом случае фронт диффузии, прежде чем попасть в скважину, преодолевает зону проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт и глинистую корку. Интенсивность диффузионного потока возрастает по мере увеличения перепада концентрации и растворимости газов в нефти и воде. Физические свойства промывочной жидкости (вязкость и плотность) не оказывают существенного влияния на диффузионное поступление газа из пласта в раствор.

Существенной задачей при проведении газового каротажа после бурения является выбор оптимального времени перерыва циркуляции промывочной жидкости, необходимого для заметного ее газообогащения. Недостаточный перерыв циркуляции раствора приводит к пропуску залежи, а слишком большой — к значительному его распространению по стволу и затруднению локализации залежи. Проведенные расчеты, подтвержденные практикой, показали, что перерывы в циркуляции промывочной жидкости, вызванные спуско-подъемными операциями и другими, связанными с процессом бурения, в большинстве случаев достаточны, чтобы газообогащение раствора достигло величин, определяемых при газовом каротаже после бурения. Оптимальное время перерыва циркуляции промывочной жидкости колеблется в основном от 3 до 20 ч.

При газовом каротаже после бурения проводится непрерывная регистрация газосодержания струи промывочной жидкости в течение времени, достаточного для выхода двукратного объема этой жидкости с исследуемой глубины до земной поверхности. После бурения изучение суммарного содержания углеводородных газов $Г_{сум}$ производят как в глинистом растворе, заполняющем затрубное пространство, так и находящемся внутри бурильных труб. Газовая аномалия на кривой $Г_{сум}$, соответствующая измерению внутри труб, повторяет (в перевернутом виде) конфигурацию той же аномалии на кривой, полученной в затрубном пространстве, она размещена ниже ее по глубине и характеризуется меньшими показаниями. Измерением двух кривых $Г_{сум}$ (в затрубном и внутритрубном пространствах) уточняют привязку газовых аномалий к глубинам и контролируют качество работ.

В период прекращения циркуляции глинистый раствор в результате диффузии обогащается газом в непосредственной близости от газоотдающего пласта. При погружении бурильных труб

происходит вытеснение части глинистого раствора, что влечет за собой соответствующие перемещения вверх по скважине аномалийной газовой зоны.

Для определения истинной глубины размещения аномалийных газопоказаний (до начала спуска бурильных труб) пользуются выражением

$$H_и = H_а + \frac{(H_к - H_а) V_к}{V_0}, \qquad (VI.23)$$

где $H_а$ — глубина аномалийных газопоказаний, зафиксированная на кривой после спуска колонны (в м); $H_к$ — глубина спущенной бурильной колонны к началу циркуляции (в м); V_0 — объем 1 м открытого ствола скважины (в л); $V_к$ — объем жидкости (в л), вытесняемой собственно колонной бурильных труб длиною 1 м.

С помощью газового каротажа после бурения решаются те же задачи, что и при газовом каротаже в процессе бурения с одной и той же степенью достоверности. Однако газовый каротаж после бурения обладает большей оперативностью один отряд может обслужить значительное число скважин, что снижает стоимость работ этого вида каротажа.

Газокаротажная станция

Газовый каротаж проводят при помощи автоматической газокаротажной станции (АГКС), смонтированной на автомобиле или двухосном прицепе. Газокаротажная станция устанавливается на буровой на все время бурения того интервала скважины, в котором предстоит проведение газового каротажа. Она позволяет проводить газовый каротаж в процессе и после бурения без специальных для этого простоев скважины.

Автоматическая газокаротажная станция рассчитана на измерение и автоматическую регистрацию в аналоговой форме в масштабе глубин 1 : 500 и 1 : 200 и в цифровой форме для непосредственного ввода в ЭВМ параметров, характеризующих газо- и нефтегазосодержание пластов (суммарные газопоказания $Г_{сум}$) в основном и загрубленном масштабах, приведенные газопоказания $Г_{пр}$, компонентный газовый анализ (C_1—C_6) и записанных дискретно с постоянным шагом квантования по глубинам $H_к$ в функции истинных глубин, а также параметров, определяющих технологию бурения (продолжительность бурения 1 м скважины t_1, расход глинистого раствора на «выходе» скважины $Q_{вых}$, коэффициент разбавления $E_р$), регистрируемых дискретно с переменным шагом квантования по глубинам n, $H_к$ в функции истинных глубин.

Наличие в АГКС специального запоминающего устройства, задерживающего сигналы с действующих глубин $H_д$ на переменный интервал времени $t_{от}$ [см. формулы (VI.16) и (VI.18)], обеспечивает автоматическое определение параметров $Г_{сум}$ и $Г_{пр}$ и повышает точность их привязки к истинным глубинам. Использование хроматермографа ХГ-1Г с пламенно-ионизационным детектором дает

возможность проводить высокочувствительный компонентный экспресс-анализ по стволу скважин с регистрацией кривых изменения отдельных компонентов в масштабе истинных глубин. Расширение комплекса газокаротажных параметров на современных АГКС с одновременной регистрацией этих параметров в аналоговой и цифровой формах без специальных простоев скважины привело к созданию системы комплексной интерпретации результатов геофизических и геохимических исследований скважин. Этим созданы предпосылки для существенного повышения геологической эффективности комплекса исследований нефтяных и газовых скважин.

Геохимические методы применяются в основном для исследования нефтегазопоисковых и разведочных скважин. При бурении эксплуатационных скважин геохимические методы в общем виде не проводятся. В порядке исключения газовый каротаж проводится в случаях доразведки на эксплуатационных площадях отложений, залегающих выше разрабатываемых продуктивных горизонтов, а также при сложно построенной продуктивной толще.

Диффузионное обогащение промывочной жидкости углеводородными газами не зависит от глубины скважины. В этом существенное преимущество газового каротажа после бурения перед другими методами при исследовании глубоких и сверхглубоких скважин. В связи с этим глубокие и в особенности сверхглубокие скважины целесообразно во всех случаях исследовать газовым каротажем после бурения. По данным геохимических исследований скважин в комплексе с геофизическими можно оперативно принимать решение о проведении испытания продуктивных объектов. Сравнение полученных данных геохимических исследований с результатами опробования служит критерием эффективности выполненного комплекса исследований.

Газовый каротаж находит применение и при разведке угольных месторождений и горючих сланцев. Основной задачей при этом является определение концентрации метана, который является взрывоопасным газом и должен учитываться при строительстве и работе добывающих шахт. Результаты геохимических исследований скважин могут быть искажены добавками в промывочную жидкость нефти и смазки от бурового инструмента, особенно в случае содержания в них газообразных компонентов. Если в раствор добавлялась нефть, то проводить геохимические исследования в течение некоторого времени нецелесообразно.

Геолого-технологическая информация в процессе бурения

Для оптимизации бурения скважин, повышения его эффективности и изучения геологического разреза в процессе бурения используются различные геолого-технологические информационно-измерительные системы. Последние представляют собой сложный комплекс контрольно-измерительных приборов и ЭВМ, предназначенный для решения следующих задач: сбора и анализа геологической информации для определения литологии, выделения коллек-

торов, оценки коллекторских свойств и характера насыщения пород, прогнозирования порового и пластового давлений, оптимизации бурения скважины — выбора долот, типа промывочной жидкости и ее плотности, нагрузки на долото, скорости его вращения и др., управления оборудованием и аварийной сигнализацией.

Все разрабатываемые и внедряемые скважинные системы преследуют единые цели: оптимальное бурение скважин и получение наиболее полной геологической информации о вскрываемом разрезе. Решение этих задач производится часто с использованием автоматической газокаротажной станции (АГКС), дооборудованной приборами измерения технологических параметров процесса бурения.

Рассмотрим основные критерии, используемые при решении геологических задач. Литологическое расчленение разреза базируется главным образом на результатах анализа шлама и данных измерений продолжительности (скорости) бурения. Дополнительным источником информации о литологии разбуриваемых пород является вибрация бурового инструмента при работе долота на забое. Выделение коллекторов в разрезе и количественное определение их свойств осуществляется по шламу, керну, параметрам циркуляционной системы, продолжительности проходки и др. Определение пористости и проницаемости в основном производится по шламу и выполняется с участием операторов. Отбор керна производится, как правило, ограниченно и только в продуктивных горизонтах.

Информацию о размещении в разрезе коллекторов, поглощающих или отдающих жидкость, и их фильтрационных свойствах получают по измерениям уровня жидкости в приемных емкостях, расходу промывочной жидкости на входе и выходе и изменению показателей ее физических свойств (газосодержание, плотность, вязкость, диэлектрическая проницаемость, температура, удельное электрическое сопротивление, минералогический состав, содержание твердой фазы и др.). Это основано на том, что малейшее проникновение фильтрата в пласты вызывает уменьшение общего объема промывочной жидкости в емкостях и его расхода на выходе скважины. С другой стороны, при поступлении флюида из пласта в скважину объем промывочной жидкости и ее расход возрастают, что приводит к снижению плотности и других физических свойств. Весьма ценную информацию для выделения коллекторов можно получить по данным о продолжительности бурения. Высокопористые, проницаемые коллекторы разбуриваются обычно быстрее, чем глины.

Выделение продуктивных пластов в разрезе производится на основании непрерывного анализа шлама и промывочной жидкости на углеводородосодержание. Суммарный объем газа, извлекаемого из промывочной жидкости, и его компонентный состав непрерывно регистрируются на диаграммах. В некоторых информационных системах предусмотрен сплошной отбор керна

в продуктивной зоне и его детальное изучение. Нефть и твердые битумы обладают свойством люминесцировать под воздействием ультрафиолетовых лучей, поэтому промывочную жидкость и шлам с помощью автоматического пробоотборника направляют в детектор нефти, снабженный ультрафиолетовым светом. По форме люминесцирующего пятна приблизительно оценивают степень битумосодержания. При большом содержании битумов наблюдается люминесцирующее пятно, при среднем — кольцо, при малом битумосодержании — отдельные точки. По цвету свечения можно в общих чертах судить о качественном составе битумов. Светло-голубое или голубое пятно соответствует маслянистому битуму, желтое с бурым оттенком — смолистому, бурое, бурое с коричневым оттенком — асфальтовому.

Информация, содержащаяся в промывочной жидкости и шламе, поступает с задержкой (отставанием) во времени. В результате действующая глубина $H_д$, соответствующая моменту поступления промывочной жидкости к устью скважины и выносу шлама, не согласуется с истинными глубинами залегания пластов, из которых получены данные образец шлама или порция промывочной жидкости.

Привязка шлама к истинным глубинам производится не только с учетом времени перемещения промывочной жидкости в затрубном пространстве скважины, но и с учетом времени осаждения частицы шлама в самой промывочной жидкости. Скорость осаждения (седиментации) частиц пород вычисляется по формуле Риттингера

$$v_{сед} = K_ф \sqrt{d \frac{\delta_п - \delta_с}{\delta_с}}, \qquad (VI.24)$$

где $K_ф$ — коэффициент пропорциональности, зависящий от формы частиц шлама; d — диаметр шара, масса которого равна массе частицы неправильной формы (в см); $\delta_п$ и $\delta_с$ — плотности соответственно породы и промывочной жидкости (в кг/м^3).

Согласно формуле (VI.24) скорость осаждения шлама зависит от размеров частиц; более мелкие частицы опережают более крупные. Поэтому порция шлама, одновременно отобранная, содержит частицы различных размеров, относящихся к пластам, залегающим на разных глубинах. В связи с этим для сбора шлама используют автоматический шламоотборник, дающий возможность отбирать шлам раздельно по фракциям соответственно до 3 мм, от 3 до 5 мм и более.

Каждая порция фракции автоматически маркируется в соответствии с сигналами исправленных глубин $H_{исп.\ ш}$ и $H_{исп.\ п}$ для шлама или породы.

Для этого через заданные интервалы истинных глубин определяют экспериментально или расчетным путем объем затрубного пространства скважины для n-й фракции $V_{сп}$. Значение $V_{сп}$ опре-

деляют чаще всего экспериментально, измеряя объем промывочной жидкости, поступившей из скважины за среднее время перемещения частиц данной габаритной фракции шлама.

Преобразование сигналов действующих глубин $H_{д.ш}$ и $H_{д.п}$ для каждой порции шлама $H_{и.ш}$ и породы $H_{и.п}$ в истинные проводится с помощью многоканального «запоминающего» устройства АГКС с учетом времени перемещения из скважины объемов промывочной жидкости $V_{сп}$.

Прогнозирование зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) является неотъемлемой частью всех разрабатываемых автоматизированных скважинных систем. Существуют различные факторы, несущие информацию об аномально высоком пластовом давлении. К ним относятся: увеличение пористости глин в зоне АВПД, что вызывает снижение удельного сопротивления, скорости распространения упругих волн, плотности глин; рост геотермического градиента из-за повышения содержания воды, обладающей относительно низкой теплопроводностью, изменение механической скорости проходки в этой зоне.

Изменение скорости бурения в зоне АВПД связано с изменением разности между давлением, создаваемым столбом глинистого раствора, и пластовым давлением. На основании промысловых данных установлено, что при прочих равных условиях скорость проходки возрастает с уменьшением противодавления столба глинистого раствора (давление в скважине приближается по величине к давлению в пласте). Снижение электропроводности глинистого раствора, обогащенного обломками глинистых частиц, выносимых из зон АВПД, является также фактором, несущим информацию об аномальном пластовом давлении.

Технологическая информация, получаемая с помощью подбора автоматизированной установки и телесистем, дает возможность в процессе бурения непрерывно измерять: глубину скважины, нагрузку на крюк, давление промывочной жидкости на выкиде насоса, число ходов поршня насоса в 1 мин, скорость вращения ротора, основные параметры промывочной жидкости на входе и выходе из скважины, скорости закачки промывочной жидкости в скважину и ее суммарный объем. Одновременно на диаграмме в масштабе глубины скважины регистрируются скорость бурения и нагрузки на долото.

Детальная технологическая информация способствует обеспечению рационального режима бурения в конкретной ситуации, прогнозированию показателей работы долот, определению момента подъема долота для его замены, выбору интервалов установки башмака технической колонны, систематизации научно-технических и технологических экспериментов.

Автоматические установки снабжены сигнальными устройствами, где непрерывно сопоставляются воспроизводимые значения того или иного параметра с заранее установленными максимальными и минимальными значениями. В случае отклонения фактиче-

ских показаний от экстремальных норм включаются звуковая и световая сигнализации, которые оповещают оператора о сложившейся опасной ситуации. В результате применения информационных скважинных систем в процессе бурения достигается более полная реализация возможностей применяемого оборудования и бурового инструмента. Анализ детальной информации служит исходным материалом для эффективного повышения общих технико-экономических показателей бурения.

§ 30. ПЛАСТОВАЯ НАКЛОНОМЕТРИЯ

Пластовая наклонометрия служит для определения элементов залегания пластов (угла падения α и азимута λ) по геофизическим измерениям в скважине. Определение элементов залегания пластов имеет важное значение для изучения геологического строения района. Особенно необходимы эти данные в разведочных и мало разбуренных районах и на площадях со сложным геологическим строением. Данные о наклоне пласта необходимы также для интерпретации промыслово-геофизических материалов. Азимут и угол падения пластов определяют в скважине при помощи специального глубинного прибора — пластового наклонометра.

Принцип действия пластового наклонометра

Пластовой наклонометр (рис. 143) состоит из корпуса с тремя электродами *1—3*, расположенными по окружности в плоскости сечения прибора через 120° по ходу часовой стрелки. При помощи нескольких пружинных фонарей прибор в скважине центрируется. На внешней стороне трех пружин одного из фонарей, покрытых изоляционным материалом, помещены три свинцовых электрода так, что они касаются стенок скважины.

Наклонометр опускают в необсаженную скважину и записывают одновременно на одной ленте три кривые (*I—III*) одного и того же параметра против характерного раздела пластов. Этими кривыми могут быть кривые ПС, сопротивления заземления электродов (СЗ), микрокаротажа и др.

Так как пласты пересекаются скважиной под некоторым углом, электроды наклонометра, будучи расположенными в одной плоскости, касаются границ раздела наклонного пласта (ПН) на разной глубине, вследствие чего геофизические кривые оказываются смещенными одна относительно другой.

В наиболее простом случае, когда скважина является вертикальной и ее диаметр соответствует номинальному (диаметру долота), для оценки величин α и λ достаточно измерить азимут одного из электродов, называемого основным. В общем случае скважина не является вертикальной и характеризуется углом отклонения от вертикали δ и азимутом искривления φ, ее фактический диаметр d_c может отличаться от номинального. Следовательно, для вычисления значений α и λ надо располагать величинами δ, φ и d_c. Этим

определилась конструкция пластового наклономера, представляющего собой совокупность инклинометра, предназначенного для выделения плоскости напластования, установления искривления скважины (угол δ и азимут φ) и ориентации электродов в пространстве (измерения угла β между плоскостью искривления скважины и направлением на основной электрод или азимута основного электрода β′) и каверномера, необходимого для учета расположения электродов в стволе скважины.

В СССР разработано несколько моделей пластовых наклономеров, включающих электродную установку для регистрации трех

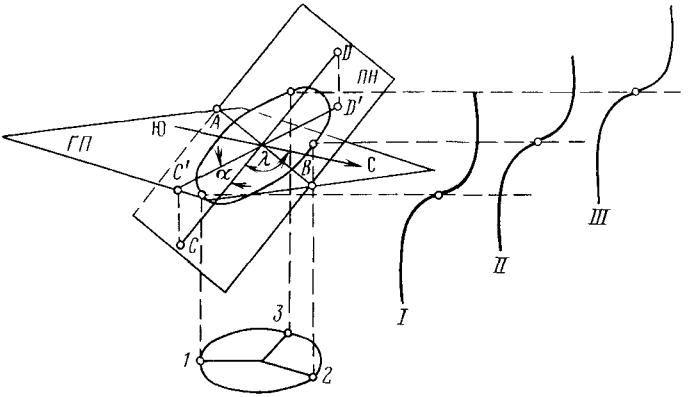


Рис. 143. Схематическое изображение кривых, регистрируемых пластовым наклономером

AB и *CD* — линии соответственно простирания и падения пласта; *C′D′* — проекция линии падения пласта на горизонтальную плоскость *ГП*; α — угол падения пласта (угол между плоскостями *ПН* и *ГП*); λ — азимут падения пласта (угол между линией *C′D′* и направлением юг—север в горизонтальной плоскости); *1—3* — электроды; *I—III* — кривые зарегистрированные электродами *1—3*

кривых ПС или сопротивлений заземлений СЗ, микрокаротажа (МКЗ или МБК). В качестве инклинометра используется прибор, аналогичный КИТ (см. § 31), дополненный устройством для измерения азимута β. К нижней его части крепится фонарный каверномер.

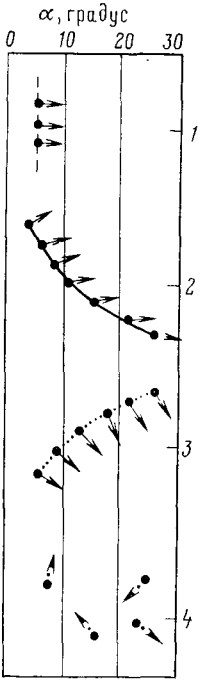
Измерения пластовым наклономером производят с четырехканальной лабораторией автоматической каротажной станции АКС/Л-7 или АКС (П-65). Для увеличения точности отсчета смещения кривых (рис. 143) регистрация их ведется в очень крупных масштабах глубин (1 : 20 или 1 : 10) на интервалах разреза, не превышающих 20 м. Наилучшие результаты при работе с наклономером могут быть получены на участках разреза, содержащих пласты, имеющие четкие границы.

По величине смещения кривых и результатам измерений инклинометром и каверномером можно вычислить азимут λ и угол падения пластов α. Расчет проводят графически или по номограм-

мам. В последнее время вычисление величины λ и α проводят на специализированных электронных вычислителях или ЭВМ по специально разработанным алгоритмам. На точность результатов определения элементов залегания пласта (наклономером) влияют углы падения пластов и отклонения скважины от вертикали, ее диаметр, четкость кривых на выбранном интервале исследования и т. д. Наклономер обеспечивает с достаточной точностью оценку элементов пласта при углах падения в несколько градусов; при меньших углах падения возможна существенная погрешность и практически удается установить лишь направление падения пластов. Измерения наклономером затрудняются также при очень крутых наклонах пластов.

Изображение и интерпретация результатов наблюдений наклономером

Результаты замера наклономером пластов представляются в виде графика стрелок, каждая из которых отражает численное значение в градусах угла α и азимута λ падения пласта в данной точке.



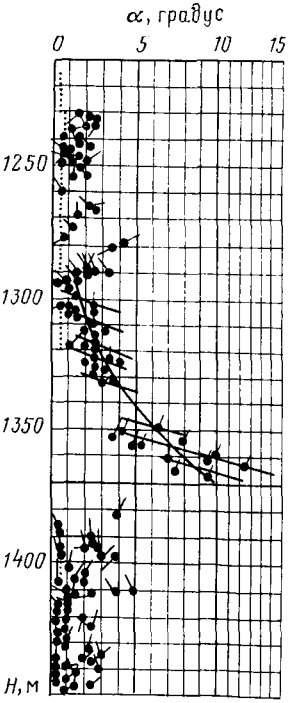


Рис. 144. Распределение стрелок на графике при измерении наклономером в зависимости от структурных и тектонических свойств разреза

Рис. 145. Примеры измерений наклономером

Положение кружочка в начале стрелки показывает глубину точки замера (на ординате) и величину угла падения пласта в данной точке (на абсциссе); направление стрелки соответствует азимуту падения пласта. В зависимости от структурных и тектонических характеристик разреза наблюдается определенная закономерность в распределении стрелок на графике. Наиболее распространенными являются следующие варианты (рис. 144).

1. Последовательное расположение стрелок с глубиной при практически неизменных азимуте и угле наклона, что соответствует согласному и параллельному залеганию слоев. Точки, характеризующие наклон и азимут падения пластов, соединяются линией, что дает возможность достаточно точно определять элементы залеганий слоев (см. рис. 144, вариант *1*).

2. Закономерное увеличение угла наклона с глубиной при практически неизменном азимуте. Такая характеристика может соответствовать согласному, но не параллельному залеганию слоев, наличию сбросов, несогласию в залегании и выклинивании пластов (см. рис. 144, вариант *2*).

3. Закономерное убывание угла наклона с глубиной при общей тенденции к сохранению азимута. Такое распределение стрелок на графике может служить указанием на наличие в этом интервале трансгрессивного перекрытия более древних отложений (стратиграфическое несогласие) или тектонического нарушения (см. рис. 144, вариант *3*).

4. Незакономерное изменение углов и азимутов наклона слоев при отсутствии четко выраженной слоистости пород в речных и прибрежных осадках (см. рис. 144, вариант *4*).

Рассмотрим пример измерений наклономером (рис. 145). В интервале 1230—1280 м наблюдается небольшое (от 1 до 3°) падение слоев в северном направлении. Ниже, в интервале 1295—1335 м, происходит закономерное увеличение угла наклона при общем сохранении азимута и далее (в интервале 1350—1370 м) падение пластов заметно возрастает до 12° при сохранении азимута падения в северо-восточном направлении. Такое распределение стрелок на графике характерно для сбросовой зоны. Плоскость сброса падает в северо-восточном направлении. Ниже сбросовой зоны углы наклона пластов и их азимут сохраняются, как и для верхней части. Аналогичное распределение стрелок наблюдается и при несогласном залегании слоев. В общем случае для правильной интерпретации наклонограмм необходимо учитывать конкретные геологические условия, так как по одной наклонограмме не всегда можно установить однозначно характер залегания пластов.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН И ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава VII

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

Контроль технического состояния скважин заключается в проведении следующих видов промыслово-геофизических работ: измерения искривления скважин, определения их диаметра и профиля сечения, контроль за качеством цементирования обсадных колонн, обнаружения мест притока в скважину и затрубного движения жидкости, определения износа обсадных колонн и мест прихвата бурильного инструмента и др.

§ 31. ИЗМЕРЕНИЕ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН (ИНКЛИНОМЕТРИЯ)

Скважины в зависимости от геологических, геоморфологических и других условий проектируют или вертикальными или наклонно-направленными. В процессе бурения ствол скважины обычно отклоняется от заданного направления из-за влияния ряда геологических и технических факторов, т. е. искривляется.

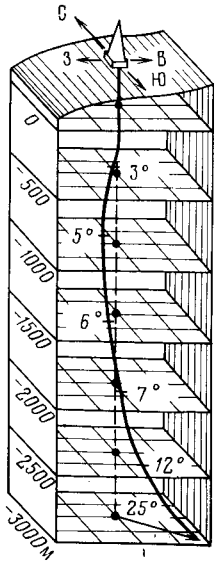
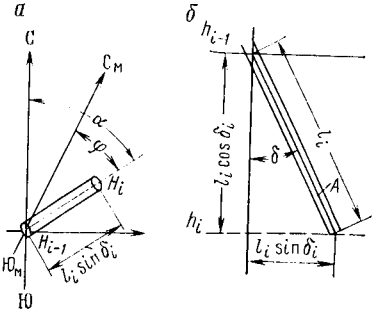


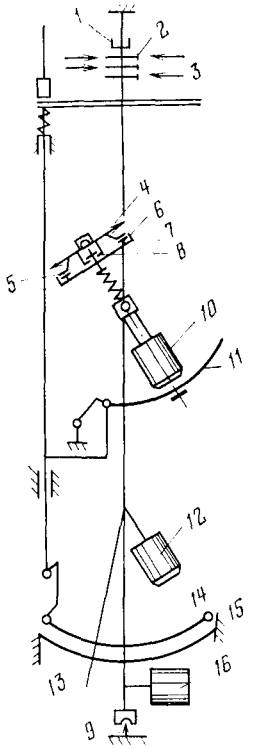
Рис. 146. Схема фактического положения ствола скважины в пространстве

Рис. 147. Проекция участка ствола скважины на горизонтальную плоскость (*а*) и участок оси скважины в вертикальной плоскости (*б*)

а — *ЮС*, $Ю_м$ $С_м$ — направления на север и магнитный север; α — дирекционный угол; φ — магнитный азимут; *б* — l_i — длина интервала, расстояние между двумя соседними точками замера, расположенными на глубинах h_{i-1} (верхняя точка) и h_i (нижняя точка); δ_i — угол отклонения оси скважины от вертикали



На рис. 146 схематически изображено положение ствола скважины в пространстве. На определенном интервале глубин оно характеризуется углом отклонения скважины от вертикали δ и азимутом φ. Плоскость, проходящую через вертикаль и ось скважины на данном ее участке, называют плоскостью искривления (рис. 147). Сведения об искривлении скважины необходимы для установления положения ее забоя в пространстве, при построении профильных



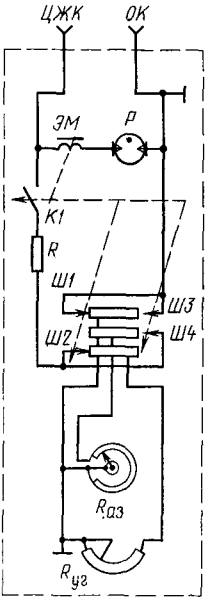


Рис. 148. Схема устройства механической части инклинометра

Рис. 149. Электрическая схема инклинометра КИТ

$R_{аз}$, $R_{уг}$ — азимутальный и угловой расходы; *К1* — плата; *ЭМ* — электромагнит; *Р* — разрядник; *R* = 1500 Ом балластное сопротивление; *Ш1* — *Ш4* — щетки коллектора; *ЦЖК* — центральная жила кабеля; *ОК* — оплетка кабеля

геологических разрезов, структурных и других геологических карт.

Замеры искривления нефтяных и газовых скважин осуществляются инклинометрами с дистанционным электрическим измерением типа КИТ (КИТА), КМИ-36 и других, а рудных — гироскопическими инклинометрами ИГ-70, ИГ-50 и ИГ-32. Инклинометры с дистанционным электрическим измерением состоят из скважинного прибора с удлинителем и наземного пульта. Главной их механической частью является вращающаяся рамка с установленными на ней указателями угла (отвесом) и азимута (буссолью) искривления ствола скважины (рис. 148). Рамка, закрепленная на керне

9 и подшипнике *1*, свободно вращается. Ось ее вращения совпадает с главной осью прибора. Центр тяжести рамки благодаря грузику *16* смещен с ее оси так, что плоскость рамки всегда устанавливается перпендикулярно к плоскости искривления скважины.

Указатель азимута (буссоль) состоит из магнитной стрелки *4*, насаженной на острие *8*, и контактной стрелки *5* дугообразного рычага *11*. Под магнитной стрелкой размещается колодка с кольцевым азимутальным реохордом *6* и токопроводящим контактным кольцом *7*. Азимутальный реохорд представляет собой разорванное в одном месте кольцо из манганиновой проволоки. Разрыв реохорда подключен в измерительную схему и совпадает с плоскостью искривления прибора. При измерении магнитная стрелка со скрепленной на ней контактной соединяет токопроводящее кольцо *7* с одной из точек реохорда и фиксирует искривления скважины. Указатель азимута благодаря карданному подвесу под действием грузика *О* всегда занимает такое положение, при котором острие, несущее магнитную стрелку, устанавливается вертикально, а колодка с реохордом — горизонтально. Основной частью указателя угла отклонения является отвес *12*, скрепленный со стрелкой *13*. Плоскость их качания совпадает с плоскостью искривления. Параллельно кривой, по которой перемещается конец стрелки, установлен угловой реохорд *15*. При измерении конец стрелки *13* соединяет одну из точек углового реохорда с токопроводящим проводом *14* и фиксирует угол отклонения прибора от вертикали.

В верхней части рамки размещен коллектор *3*, имеющий три контактных кольца *2* с выводами от азимутального и углового реохорда, которые поочередно подключаются в измерительную схему.

На рис. 149 приведена принципиальная электрическая схема инклинометра КИТ. Углы φ и δ с помощью этого инклинометра определяются при поочередном измерении разностей потенциалов, возникающих на реохордах $R_{аз}$, $R_{уг}$. Для этой цели используется мостовая компенсационная схема, которая уравновешивается переменным резистором. В момент установления положения равновесия соответствующие углы (δ и φ) в градусах отсчитываются по градуированным шкалам лимба, связанного с переменным резистором панели управления. Градуировку шкал проводят во время эталонирования приборов.

Инклинометр КИТ рассчитан на работу с одно- и трехжильным кабелем в необсаженных скважинах при температуре до 200 °С и давлении до 65 МПа. Он позволяет измерять угол наклона δ в диапазоне 0—50 °с погрешностью не более $\pm$ 0,5 °, а азимут φ плоскости искривления — в пределах 0—360° с погрешностью не более $\pm$ 4° при углах наклона 3°. Прибор КИТА отличается от вышеописанного более прочным кожухом и рассчитан на работу в скважинах при давлениях до 120 МПа.

Для обеспечения нормальной работы инклинометров систематически (не реже 1 раза в месяц) производятся регулировка и ба-

лансировка их подвижных систем с использованием установочного инклинометрического стола.

Измерение элементов искривления скважины производится при подъеме прибора со скоростью, не превышающей 2000—2500 м/ч. В вертикальных скважинах интервалы замеров составляют 20—25 м, в наклонно-направленных — 5—10 м. Первый замер производится на 2—3 м выше забоя. Для контроля качества измерений через каждые 5—10 точек в вертикальных и в каждой точке в наклонно-направленных скважинах, на 1 м выше основного замера, измерения повторяются, т. е. выполняются контрольные замеры. При последующих работах в скважине интервалы замеров, как правило, частично перекрываются (не менее чем в 3—5 точках). Результаты контрольных замеров не должны отличаться от предыдущих на величины, превышающие допустимые погрешности приборов.

Результаты инклинометрических измерений записываются в журнал наблюдений, где указываются скважина и район ее расположения, дата проведения работ, тип и номер прибора, сведения о скважине. В таблице замеров указывают значения углов δ, φ и дирекционного угла α в соответствии с глубинами их измерений. Дирекционный угол $\alpha = \varphi + \gamma \pm D$, где γ — угол сближения между осевым меридианом и меридианом в данной точке (может быть положительным или отрицательным); D — магнитное отклонение (восточное со знаком плюс, западное — минус). Значение $\gamma \pm D$ указывается на географических картах.

По значениям измеренного угла δ и вычисленного дирекционного угла α строится проекция ствола скважины на горизонтальную плоскость, называемая инклинограммой (рис. 150). В этом случае проекция l'_i участка скважины длиной l_i на горизонтальную плоскость будет

$$l'_i = l_i \sin \delta_i, \qquad \text{(VII.1)}$$

где l_i — длина интервала, принимаемого за прямолинейный, между ближайшими точками наблюдений. Масштаб построения инклинограмм обычно выбирается 1 : 200 или 1 : 100. Если углы отклонения скважины от вертикали малы (не превышают 1—2°), азимут искривления неустойчив. В связи с этим проекции таких участков либо не строят, либо строят для укрупненных участков по усредненным данным. В заголовке указывают район, номер скважины, дату измерений и данные о скважине (глубина забоя, башмак колонны, диаметр и др.). Для определения глубины забоя, кровли и подошвы отдельных горизонтов разреза по вертикали и их гипсометрических отметок строят вертикальную проекцию ствола скважины. Вертикальные проекции отдельных участков скважины рассчитывают по формуле

$$l''_i = l_i \cos \delta_i,$$

а общую глубину по вертикали для заданной глубины

$$h = \Sigma\, l_i'' = \Sigma\, l_i \cos \delta_i.$$

При этом гипсометрическая отметка объекта будет

$$h' = h - \text{Ал},$$

где Ал — альтитуда устья скважины.

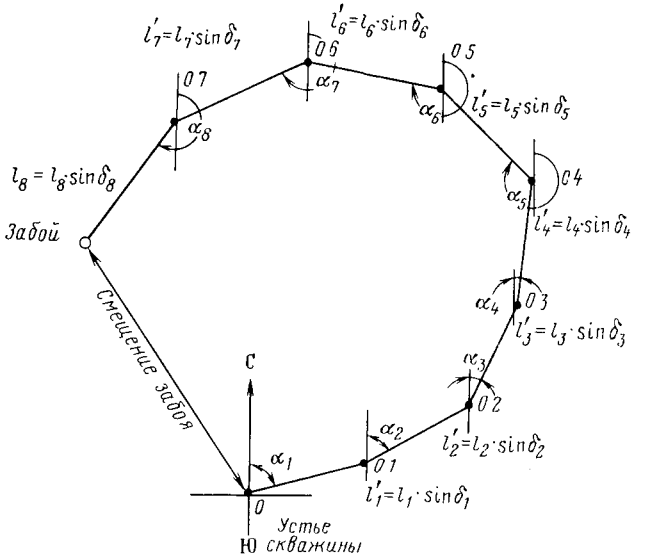


Рис. 150. Пример построения инклинограммы

Величину $\Delta l_i = l_i - l_i''$ называют укорочением отдельного интервала, а $\sum \Delta l_i$ — общим укорочением до объекта, для которого рассчитывается гипсометрическая отметка.

§ 32. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРА СКВАЖИН

Фактический диаметр скважины $d_с$ в ряде случаев отклоняется от его номинального $d_н$, равного диаметру долота, которым бурилась скважина. Увеличение $d_с$ (образование каверн в стволе скважины) наблюдается против глин и сильноглинистых разностей (мергелей и др.) из-за гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий. Наиболее интенсивно размываются коллоидальные монтмориллонитовые глины, а каолинитовые глины размываются в меньшей степени.

При использовании промывочных жидкостей на соленой воде гидратация глинистых частиц уменьшается, что приводит к замед-

лению образования каверн. В случае бурения скважин с применением промывочных жидкостей на нефтяной основе каверны обычно не образуются.

Против пластов соли и в меньшей степени гипса увеличение диаметра скважины связано с растворением этих пород водой промывочной жидкости. В ряде случаев увеличение диаметра скважины наблюдается и против трещиноватых пород из-за ослабления их механической прочности в процессе разбуривания. Крепкие породы (известняки, доломиты, плотные песчаники и др.), не содержащие глинистого материала или содержащие его в небольшом количестве, характеризуются устойчивостью, и фактический диаметр против них обычно соответствует номинальному.

В проницаемые пласты (породы-коллекторы с гранулярной пористостью) происходит фильтрация воды промывочной жидкости. При этом глинистые частицы оседают на стенке скважины и происходит образование глинистой корки, что приводит к уменьшению диаметра. Отмечено, что при одинаковой характеристике глинистого раствора скорость образования глинистой корки против проницаемых пород возрастает с увеличением их пористости. На практике толщина глинистой корки изменяется от долей сантиметра до 4 см и более.

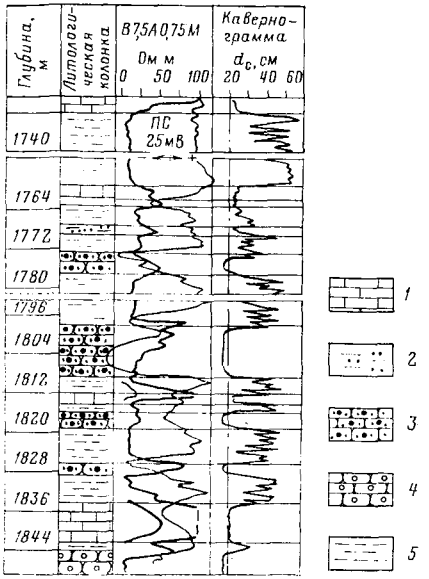
Сведения о фактическом диаметре скважины используются для расчета объема затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, для обработки результатов геофизических исследований, выбора мест установки башмака колонны, центрирующих фонарей, фильтров, пакеров или испытателей пластов, а также контроля за состоянием ствола скважины в процессе бурения. Весьма полезны эти сведения для определения литологии пород и выделения коллекторов в комплексе с другими промыслово-геофизическими данными. Фактический диаметр скважины измеряется при помощи каверномеров. В результате измерений получают диаграмму, характеризующую изменение диаметра ствола скважины по глубине,— кавернограмму (рис. 151).

Каверномеры

Каверномеры различаются по своим конструктивным особенностям, электрической схеме, числу используемых жил кабеля, числу измерительных рычагов (щупов), способу их раскрытия на забое и др. Наибольшее распространение при исследованиях нефтяных и газовых скважин получили каверномеры на трехжильном кабеле с четырьмя рычагами, попарно расположенными во взаимно перпендикулярных плоскостях (рис. 152). Длинное плечо рычага *1* прижимается пружиной *3* к стенке скважины *7*. Короткое плечо *2* с помощью кулачка перемещает шток *6*, который механически связан тросиком с ползунком *5*, перемещающимся по омическому датчику *4*. Движения измерительных рычагов под влиянием изменения диаметра скважины преобразуются с помощью датчиков в элек-

трические сигналы, передаваемые на поверхность через кабель и регистрируемые в виде кавернограммы.

На рис. 153 показана принципиальная электрическая схема кавномеров на трехжильном кабеле с омическим датчиком (КС-3, СКС-4 и др.). В процессе измерения по этой схеме короткие плечи рычагов управляют ползунком омического датчика $R1$, через который пропускается постоянный ток I. Падение потенциала ΔU



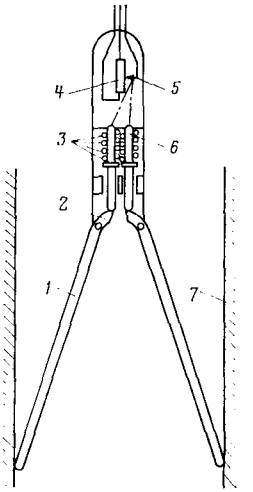


Рис. 151. Сопоставление кавернограммы с литологической колонкой и диаграммами электрического каротажа

1 — известняк; *2* — алевролит; *3* — песчаник нефтенасыщенный; *4* — песчаник водонасыщенный; *5* — глина

Рис. 152. Схема конструкции кавномеров

на нем при постоянстве I пропорционально изменению сопротивления ΔR, включенного в измерительную цепь (между точками M и N),

$$\Delta U = I\Delta R = I\beta_к (d_c - d_0). \qquad \text{(VII.2)}$$

Отсюда

$$d_c = d_0 + \frac{1}{\beta_к}\frac{\Delta U}{I} = d_0 + C_к \frac{\Delta U}{I},$$

где $C_к$ — постоянная кавномера, равная $1/\beta_к$; $\beta_к$ — коэффициент пропорциональности.

Начальный диаметр d_0 и постоянную $C_к$ кавномера получают в результате его градуировки. При градуировании рычагам ка-

верномера с помощью крестовины или градуировочных колец задают ряд отклонений, соответствующих различным диаметрам d, устанавливают некоторую силу тока I и измеряют разность потенциалов ΔU. Для выявления люфтов в приборе замеры проводят, сначала увеличивая, а затем уменьшая отклонение рычагов.

По полученным данным строят график $\Delta U = f(d)$, представляющий собой прямую. Точка пересечения прямой с осью диаметров ($\Delta U = 0$) дает значение d_0; постоянную $C_к$ рассчитывают по двум значениям диаметров d_1 и d_2 и соответствующим им разностям потенциалов ΔU_1 и ΔU_2 по формуле

$$C_к = I(d_2 - d_1)/(\Delta U_2 - \Delta U_1). \qquad \text{(VII.3)}$$

Кавернограммы обычно регистрируются в масштабах глубин 1 : 200 или 1 : 500. Масштаб записи диаметра чаще выбирается 5 см/см, а при детальных исследованиях 1 или 2 см/см. Для трехжильных каверномеров требуемый масштаб записи устанавливается путем подбора силы тока I и постоянной по напряжению измерительного канала m так, чтобы удовлетворялось условие:

$$l = \frac{C_к R_{эт}}{n_к},$$

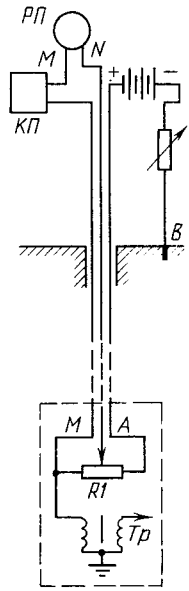


Рис. 153. Принципиальная электрическая схема каверномера на трехжильном кабеле

R1 — сопротивление (омический датчик); *КП* — компенсатор поляризации; *РП* — регистрирующий прибор; *Тр* — трансформатор; *АВ* — токовая цепь

где l — отклонение пишущего устройства (в см); $R_{эт}$ — эталонное сопротивление (контрольный шунт) (в Ом); $n_к$ — масштаб записи (в см/см).

Точкой записи кавернограмм является точка касания рычажных систем стенок скважины. Допустимая скорость измерений для станций с фоторегистраторами — 1500—2000 м/ч. Зарегистрированная кавернограмма снабжается заголовком, на ней должны быть зафиксированы нулевые показания в начале, конце и через каждые 500 м записи (для нефтяных и газовых скважин), отклонения пишущего устройства, соответствующие выбранному масштабу и задаваемые диаметром раскрытия рычагов, показания пишущего устройства в колонне на интервале не менее 10 м, марки времени и метки глубин.

На заголовке кавернограмм чертят горизонтальную масштабную шкалу с отметками через 2 см. При нелинейности каверномера более 5 %, масштабная шкала наносится согласно градуировочному графику. По всей длине кавернограммы проводится пунктирная линия, соответствующая на исследованном участке номинальному диаметру скважины. Слева по вертикали диаграммы про-

ставляются глубины обычно через 10 м. Ранее проведенные измерения обязательно перекрываются на интервале не менее 50 м. Погрешность измерения диаметра скважины оценивается по результатам повторных замеров в интервалах перекрытий и показаниям в колонне и не должна превышать ± 1,5 см.

Кавернномеры-профилемеры

С помощью кавернномеров измеряется средний диаметр скважины, за который принимают диаметр круга, эквивалентного по площади сечению скважины плоскостью, перпендикулярной к ее оси. Однако в общем случае сечение ствола скважины не является круговым. В связи с этим для более детального изучения состояния ствола скважины (формы сечения на различных участках) измерения выполняют кавернномером-профилемером.

Кавернномер-профилемер СКП-1 предназначен для работы с одножильным бронированным кабелем длиной до 5000 м в комплекте с любой из серийных автоматических станций, имеющих четырехканальный регистратор (рис. 154). Он позволяет измерить диаметры в двух взаимно перпендикулярных плоскостях и их полусумму.

Скважинный прибор состоит из электромеханического *I* и электронного *II* блоков. Измеряемые диаметры определяются по разносу двух пар независимо перемещающихся мерных рычагов. Величина разноса рычагов преобразуется в разность потенциалов, пропорциональную разносу рычагов, что достигается с помощью установленных реостатов. Реостаты *R1*, *R3* и *R2*, *R4* попарно соединены таким образом, чтобы при питании их стабилизированным током через сопротивления r_1 и r_2 разность потенциалов между соответствующими движками реостатов была пропорциональна диаметрам скважины d_c' и d_c''. Разности потенциалов снимаются с движков реостатов и подаются на вход частотных модуляторов *ЧМ1* и *ЧМ2* с несущими частотами 7,8 и 14 кГц. Модулированные по частоте колебания смешиваются и усиливаются в усилителе мощности *У*, после чего через фильтр *Ф2* передаются по кабелю на поверхность к блоку управления *БУ*. Затем сигналы поступают на измерительную панель частотной модуляции *ИПЧМ*, где происходит их разделение по несущей частоте, выпрямление и суммирование. С выходов панели *ИПЧМ* сигналы подаются на соответствующие регистрирующие приборы *РП1* и *РП2* и записываются. Прибор питается от генератора *Г* частотой 300 Гц через блок *БУ*, низкочастотный фильтр *Ф1* и блок питания *БП*. Для раскрытия мерных рычагов в скважине используется электромагнит, на обмотку которого от выпрямителя *ВП* через фильтр *Ф1* и *БП* подается постоянный ток напряжением 200 В.

Перед спуском в скважину прибор подсоединяют к кабелю и устанавливают на специальное градуировочное приспособление, позволяющее задавать рычагам различные фиксированные отклонения от оси прибора. Затем, подключив к пульту *ИПЧМ* источники

питания, коллекторный провод и фоторегистратор, проверяют срабатывание устройства раскрытия рычагов, регулируют ток питания скважинного прибора и устанавливают масштаб записи профилеграмм и кавернограмм.

Требуемый масштаб записи диаграмм n (в см/см) устанавливают регулированием выходных сигналов пульта *ИПЧМ* и корректоров нуля измерительных каналов регистратора, добиваясь, чтобы

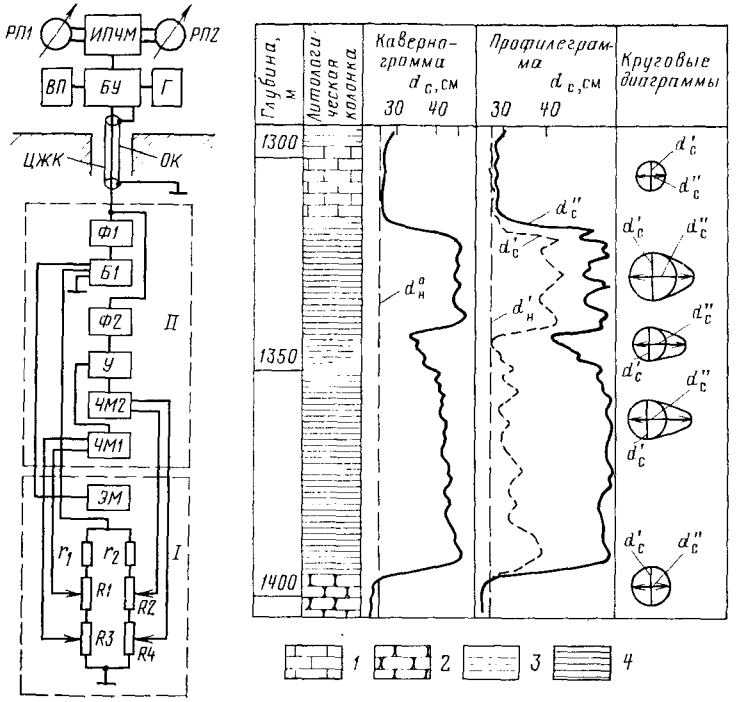


Рис. 154. Блок-схема кавернометра-профилемера СКП-1

Рис. 155. Кривые кавернометрии, профилеметрии и диаграммы сечения скважины (по Е. М. Пятецкому)

1 — известняк плотный; *2* — песчаник проницаемый; *3* — алевролит; *4* — глина

при раскрытии в градуировочном устройстве каждой пары рычагов на 20 и 40 см отклонения блика в каналах записи профилеграмм $l_1 = 20\,n$ и $l_2 = 40\,n$ (в см). Таким же способом устанавливают масштаб записи кавернограммы третьим каналом, входной сигнал которого является суммой сигналов в двух первых каналах. После установки масштаба включают источники питания, запирают рычаги и опускают прибор в интервал исследования. На забое раскрывают рычаги и при подъеме со скоростью порядка 2000 м/ч производят запись кривых (рис. 155) профиля и диаметра скважины в масштабе глубин 1 : 200 или 1 : 500.

§ 33. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ ЦЕМЕНТА В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ И КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

После окончания бурения скважины и спуска обсадной колонны производится ее цементирование — кольцевое затрубное пространство между стенкой скважины и колонной труб заливается цементным раствором. Закрепление ствола скважины спуском обсадных колонн с последующим цементированием осуществляется для изоляции отдельных пластов, исключения перетоков различных флюидов между ними и перекрытия зон возможных осложнений, затрудняющих процесс бурения.

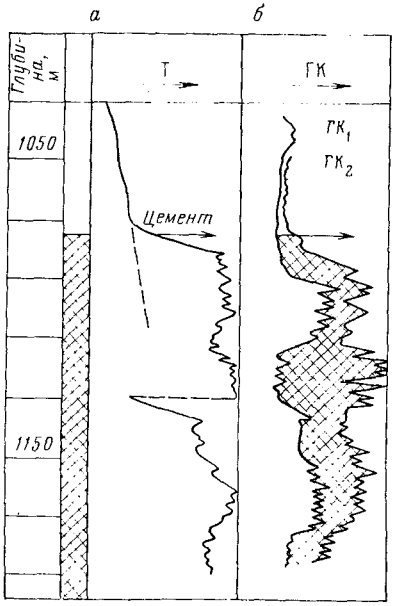


Рис. 156. Определение уровня цемента методами термометрии (*а*) и радиоактивных изотопов (*б*)

При качественном цементировании обеспечивается: 1) наличие в затрубном пространстве затвердевшего цемента, поднятого до проектной глубины от устья; 2) равномерность распределения цемента в затрубном пространстве; 3) сплошность цементного камня и хорошее его сцепление с колонной и стенкой скважины. Контроль за качеством цементирования скважин осуществляется термическими, радиоактивными и акустическими методами.

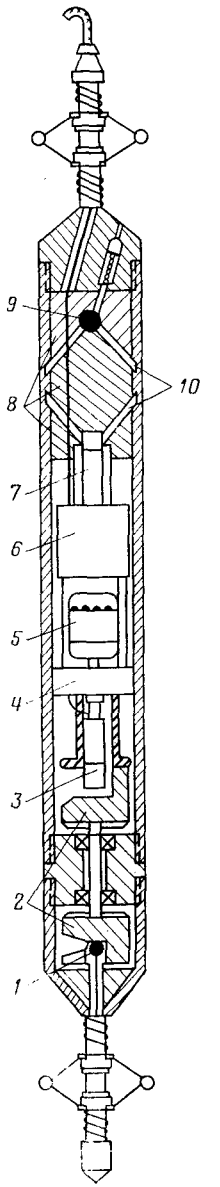
Термометрия

Определение уровня цемента в затрубном пространстве методом термометрии основано на свойстве цементного раствора повышать температуру окружающей среды вследствие экзотермической реакции, протекающей при его схватывании. Метод позволяет выявить наличие цемента за колонной и установить верхнюю границу цементного камня. Максимальные температуры при схватывании различных типов цемента наблюдаются обычно в интервале 6—16 ч, а наибольшие температурные аномалии в условиях скважины можно зафиксировать во времени от 6 до 24 ч после окончания заливки.

Верхняя граница цемента за трубами устанавливается по резкому сдвигу кривой на термограмме в сторону увеличения температуры на фоне постепенного возрастания ее с глубиной (рис. 156,*а*). Метод термометрии сравнительно прост и достаточно эффективен при отбивке высоты подъема цемента в затрубном пространстве нефтяных и газовых скважин. Основным его недостатком является

Рис. 157. Общий вид скважинного прибора СГДТ-2

1 — источник дефектомера ^{137}Cs; *2* — вращающиеся свинцовые экраны дефектомера; *3* — блок индикатора дефектомера; *4* — редуктор; *5* — электродвигатель; *6* — блок электрической схемы; *7* — блок индикатора толщиномера; *8* — свинцовые экраны толщиномера; *9* — источник толщиномера ^{170}Tm; *10* — коллимационные окна толщиномера



отсутствие информации о характере распределения цемента в затрубном пространстве и плотности сцепления его с колонной и стенкой скважины.

Радиоактивные методы

Для определения уровня цемента в затрубном пространстве и оценки качества цементирования обсадных колонн применяются методы радиоактивных изотопов и гамма-гамма-каротажа.

Методы радиоактивных изотопов. Эти методы основаны на регистрации γ-излучения радиоактивных изотопов, добавляемых в цементный раствор в процессе его приготовления. Для активации цементного раствора применяют короткоживущие изотопы (например, Fe). Концентрация изотопов в нем должна быть такой, чтобы его активность не превышала 0,5—1 мг-экв Ra/м^3.

При необходимости определения только уровня цемента активированию подвергается лишь первая порция раствора. В этом случае после закачки цементного раствора в скважину и тщательной ее промывки производят измерение интенсивности γ-излучения с помощью стандартной радиометрической аппаратуры. Участок колонны, окруженный активированным цементом, отмечается на диаграмме $ГК_2$ повышением интенсивности γ-излучения по сравнению с кривой $ГК_1$, зарегистрированной до закачки цемента (см. рис. 156, *б*). Метод изотопов особенно эффективен при ремонтных работах, когда количество закачиваемого в затрубное пространство цементного раствора невелико.

Гамма-гамма-каротаж. Для контроля качества цементирования обсадных колонн разработан ряд специальных приборов, из которых дефектомер-толщиномер типа СГДТ-2 находит наиболее широкое применение. Прибор состоит из двух зондов, предназначенных для регистрации рассеянного γ-излучения различных энергий (рис. 157). Зондовое устройство дефектомера вклю-

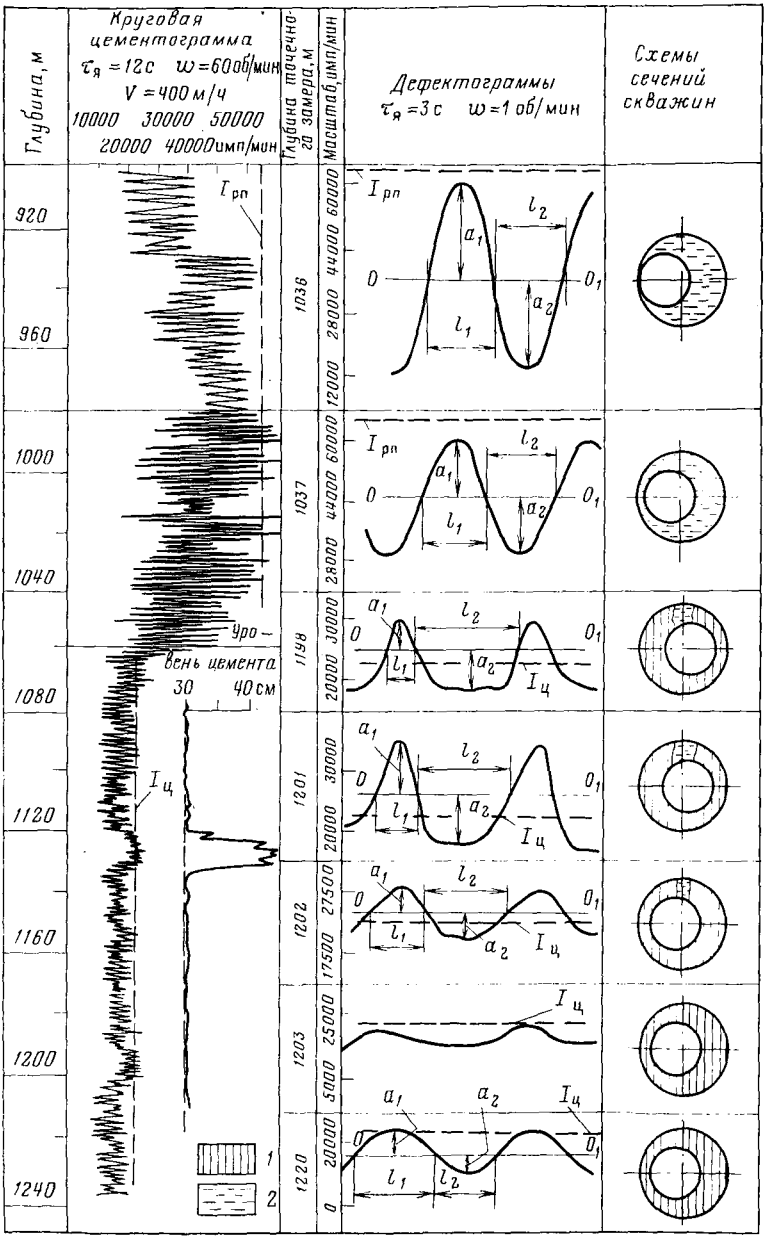


Рис. 158. Круговая цементограмма, дефектограммы и схемы сечений скважины

1 — цемент; *2* — промывочная жидкость; $I_ц$ — максимальные показания прибора против каверны, заполненной цементом; $I_{рп}$ — то же, при номинальном диаметре скважины против незацементированных участков ствола

чает источник *1* γ-излучения (^{137}Cs) и блок индикатора *3*, помещенные во вращающийся свинцовый экран *2* с коллимационными окнами. Зондовое устройство толщиномера расположено в верхней части прибора и состоит из источника *9* мягкого γ-излучения (^{170}Tm), блока индикатора *7* и свинцового экрана *8* с двумя коллимационными окнами *10*, направленными навстречу друг другу под углом 45° относительно оси прибора. Использование хорошо коллимированного мягкого γ-излучения и малой длины зонда (около 8 см) обусловливает показания толщиномера, в основном зависящие от толщины обсадных труб.

При непрерывном перемещении прибора в стволе скважины регистрируется круговая цементограмма и толщинограмма, а при остановке его на заданной глубине — дефектограмма, характеризующая изменение интенсивности рассеянного γ-излучения по окружности (рис. 158).

Для одновременной регистрации цементограммы и толщинограммы, а также питания скважинного прибора постоянным током используется двухканальная импульсная система с разделением сигналов по их полярности. В результате интерпретации круговых цементограмм определяют плотность вещества в затрубном пространстве и характер расположения (эксцентриситет) колонны в скважине.

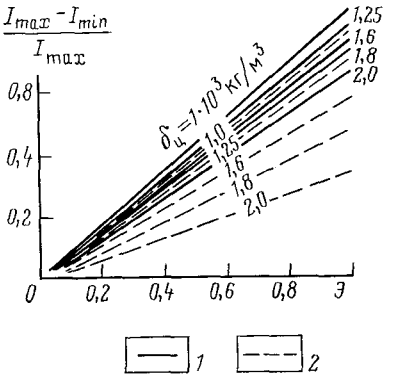


Рис. 159. Палетка для определения эксцентриситета *Э* колонны по результатам измерений дефектомером

1 — $\delta_п = 2{,}7 \times 10^3$ кг/м³; *2* — $\delta_п = 2{,}25 \times 10^3$ кг/м³, $d_с = 295$ мм, $d_к = 168$ мм

Эксцентриситет колонны *Э* в скважине определяют по специальным палеткам, построенным путем измерений на моделях при фиксированных значениях плотности цементного камня $\delta_ц$ и породы $\delta_п$. Одна из таких палеток показана на рис. 159. Если вещество в затрубном пространстве однородно по плотности (за колонной находится только промывочная жидкость или только цемент), то дефектограмма, зарегистрированная на определенной глубине, по окружности имеет синусоидальный вид. Такая форма дефектограммы в этом случае обусловлена тем, что колонна в скважине практически всегда имеет некоторый эксцентриситет. При наличии каналов в цементном камне однородность по плотности вещества за колонной нарушается и синусоидальная форма кривой резко искажается.

Качество цементирования оценивается по соотношению протяженностей положительной и отрицательной полуволн (см. рис. 158). Линия OO_1 на дефектограмме проводится так, чтобы $a_1 = a_2$. При

$l_1 = l_2$ цементирование считается качественным (в цементном камне нет каналов или других дефектов), если $l_1 \neq l_2$ — некачественным (в цементном камне имеются дефекты).

Для повышения надежности интерпретации как круговых цементограмм, так и дефектограмм необходимо учитывать влияние диаметра скважины, толщины обсадных труб, плотности горных пород и других факторов. Толщину обсадных труб определяют обычно по толщинограмме (см. рис. 165). Для надежного разделения зацементированных и незацементированных интервалов по кривой ГГК необходимо, чтобы плотность цементного камня существенно отличалась от плотности промывочной жидкости и разница диаметров скважины и колонны была достаточно большой. Интерпретация цементограмм и дефектограмм ГГК осложняется изменением толщины стенок обсадных труб, зависимостью показаний прибора от плотностей пород разреза и других факторов.

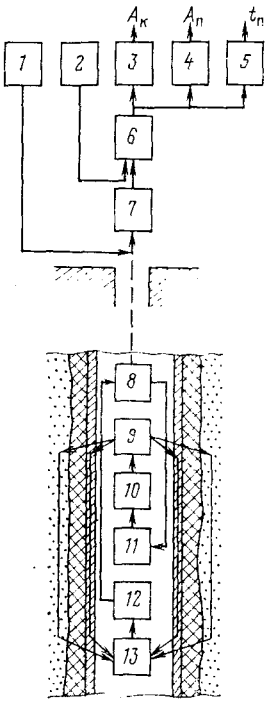


Рис. 160. Функциональная схема акустического цементомера АКЦ-2

1 — формирующее устройство тактовых импульсов 12,5 Гц; *2* — имитатор сигналов; *3—5* — каналы измерения $A_к$, $A_п$, $t_п$; *6* — распределительное устройство; *7, 8* — фильтры; *9* — магнитострикционный излучатель; *10* — генератор токовых импульсов; *11* — возбудитель; *12* — усилитель; *13* — магнитострикционный приемник

Акустический каротаж

Изучение качества цементирования затрубного пространства акустическим каротажем основано на различии затухания и скорости распространения упругих колебаний в зависимости от плотности сцепления цементного камня с колонной и стенкой скважины.

Качество цементирования оценивается по трем измеряемым параметрам: амплитуде продольной волны в колонне $A_к$, амплитуде продольной волны в породе $A_п$ и времени распространения продольной волны в породе $t_п$. Измерение указанных параметров осуществляется с помощью специальных скважинных приборов — акустических цементомеров АКЦ (АКЦ-2, АКЦ-4, АКЦ-36).

На рис. 160 дана функциональная схема акустического цементомера АКЦ-2, рассчитанного на работу при температурах до 170—200 °С и давлениях до 100 МПа с автоматическими каротажными станциями, использующими трехжильный бронированный кабель длиной до 6500 м. Цементомер АКЦ-2 состоит из наземной панели

управления и скважинного прибора, представляющего собой двухэлементный акустический зонд длиной 2,9 м с электронной схемой.

В середине герметизированного корпуса размещается электронный блок, в верхней и нижней частях — магнитострикционные излучатель и приемник, изолированные друг от друга и корпуса прибора акустическими изоляторами. Магнитострикционный излучатель *9* возбуждается генератором токовых импульсов *10*. Управление генератором осуществляется через возбудитель *11* и фильтр *8* тактовыми импульсами частотой 12,5 Гц от формирующего устройства *1* панели управления. Так как собственная частота излучателя составляет примерно 25 кГц, то при возбуждении коротким импульсом от генератора *10* излучатель посылает в окружающее пространство короткий пакет затухающих колебаний ультразвуковой частоты также порядка 25 кГц. Колебания излучателя, распространяясь по промывочной жидкости, колонне и затрубному пространству, достигают магнитострикционного приемника *13*, находящегося на постоянном расстоянии от излучателя *9*, и преобразуются в нем в электрические сигналы. После усилителя *12* эти сигналы по кабелю через фильтры *8* и *7* передаются на панель управления и через распределительное устройство *6* — в соответствующие каналы измерения амплитуды ультразвуковых волн *3—5*. Измерение параметров $A_к$, $A_п$ и $t_п$ производится с учетом времени прохождения сигнала от приемника *13* по кабелю специальной схемой компенсации задержки сигнала в кабеле. Для контроля работы и калибровки цементомера в аппаратуре предусмотрен специальный имитатор сигналов *2*. Прибор в скважине центрируется при помощи сменных обойм с резиновыми стержнями. Питание аппаратуры АКЦ-2 осуществляется от унифицированного выпрямителя УВК-1 и сети переменного тока.

Аппаратура АКЦ-36, в отличие от АКЦ-2 и АКЦ-4, предназначена для оценки качества цементирования и выделения интервалов, сообщающихся по заколонному пространству при испытании нефтегазовых объектов в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой.

По диаграмме акустического цементомера, на которой одновременно регистрируются кривые $A_к$, $A_п$ и $t_п$, определяют: 1) высоту подъема цемента за колонной, 2) наличие или отсутствие цемента за колонной, 3) присутствие каверн, каналов и трещин в цементном камне, 4) качество сцепления цемента с колонной и стенкой скважины, 5) характеристику процесса формирования цементного камня во времени (путем сопоставления результатов временных замеров).

О качестве цементирования основную информацию несут параметры $A_к$ и $t_п$. Малая амплитуда $A_к$ (не более 0,2 от максимального значения) служит основным признаком сцепления цементного камня с колонной, большая (не менее 0,8 от максимального значения) указывает на отсутствие этого сцепления. Отклонение времени распространения продольной волны в породе $t_п$ от времени

пробега упругой волны по колонне $t_к$ служит признаком наличия цемента за колонной и его сцепления с ней (рис. 161, *а*). Исключение составляет случай, когда скорость распространения упругих волн за колонной близка к скорости продольных волн в колонне

$$v_к = \sqrt{\frac{E}{\delta}}, \qquad \text{(VII.4)}$$

где E — модуль Юнга; δ — плотность материала трубы.

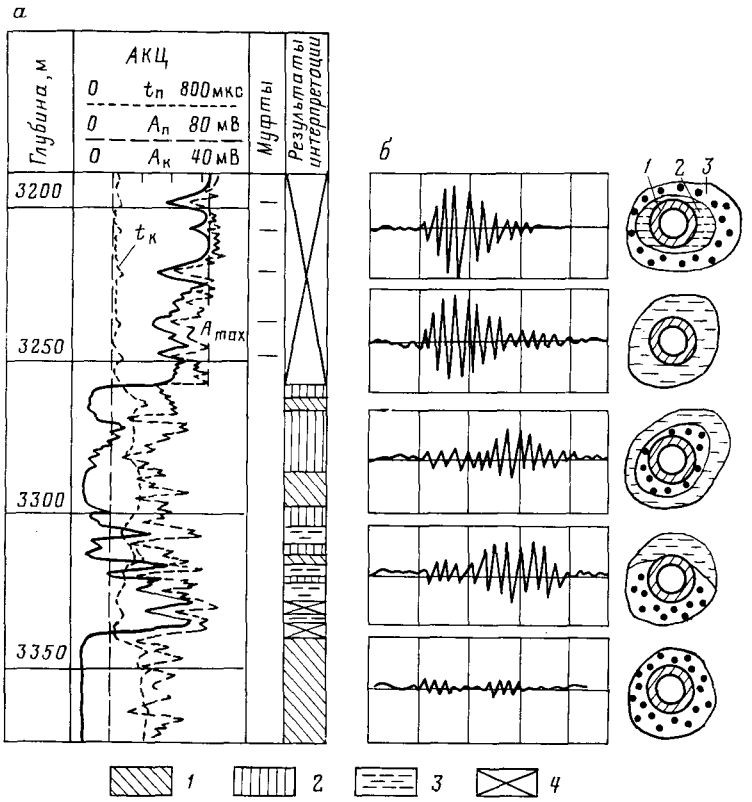


Рис. 161. Определение качества цементирования обсадной колонны акустическими методами

а — акустический каротаж цементного камня; сцепление цемента с колонной: *1* — хорошее, *2* — частичное, *3* — плохое, *4* — отсутствует; *б* — волновые картины и схемы сечений скважины; *1* — колонна, *2* — промывочная жидкость, *3* — цемент

Характерные аномалии на кривых $t_п$ и $A_к$, связанные с отбивкой муфтовых соединений колонны, являются признаком плохо сцементированных интервалов или отсутствия сцепления цементного камня с колонной.

На основании указанных выше признаков оценивают качественное состояние цементного камня в затрубном пространстве с вы-

делением интервалов, характеризующихся: 1) наличием в затрубном пространстве цементного камня, жестко связанного с колонной — хорошее сцепление, 2) неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем или плохой связью с колонной — плохое сцепление, 3) чередованием участков, хорошо и плохо сцементированных с колонной, содержащих и не содержащих цементный камень в затрубном пространстве — частичное сцепление, 4) отсутствием сцепления цементного камня с колонной или вообще отсутствием цемента в затрубном пространстве.

Плохому сцеплению может соответствовать наличие вертикального канала в цементном кольце, эксцентричное положение колонны по сечению скважины, наличие зазора между колонной и цементным кольцом, заполненным промывочной жидкостью или глинистой коркой, плохое качество цементного раствора, которое возможно вследствие перемешивания его с промывочной жидкостью в процессе цементирования скважины.

Под частичным сцеплением подразумевается чередование участков с хорошим и плохим сцеплением цементного камня с колонной. Обычно такие интервалы характеризуются на кривой $A_к$ чередованием больших и малых амплитуд. В табл. 10 приведены данные для приближенной интерпретации диаграмм АКЦ без привлечения других результатов исследований скважин.

Таблица 10

Схема интерпретации диаграмм АКЦ

Амплитуда $A_к$	Величина $t_п$	Отбивка муфт	Результаты интерпретации
Максимальная	$t_п = t_к$	Отбиваются	Цемент отсутствует или не сцеплен с колонной
0,2—0,8 от максимального значения	$t_п \approx t_к$	»	Плохое сцепление цемента с колонной, частичное сцепление цемента с колонной
Минимальная (нулевая)	$t_п > t_к$	Не отбиваются	Хорошее сцепление цемента с колонной
Средняя	$t_п < t_к$	» »	То же
То же	$t_п \approx t_к$	» »	Требуются дополнительные данные

Для более полной интерпретации диаграмм АКЦ, и в частности установления сцепления цемента с породой, необходимо иметь диаграмму акустического каротажа, полученную в необсаженной скважине. При хорошем сцеплении цемента с колонной и породой время $t_п$, зарегистрированное цементомером в обсаженной скважине, должно примерно соответствовать времени, зарегистрированному акустическим методом в необсаженной скважине. В случае

плохого сцепления цемента с породой наблюдается разница между этими временами. Низкие значения амплитуд продольной волны, идущей по породе $A_п$, также являются признаком плохой связи цемента с породой. Надежность оценки качества цементирования повышается, если привлекать результаты, получаемые с помощью волновых картин (рис. 161, *б*), фотографируемых одновременно с регистрацией акустических цементограмм.

§ 34. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПРИТОКА ВОДЫ В СКВАЖИНУ, ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ И ЗАТРУБНОГО ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ

При нарушении герметичности обсадных колонн в скважину может поступать вода, осложняющая ее дальнейшее бурение или эксплуатацию. Если место притока и очаг обводнения не совпадают по глубине, то вода из-за некачественного цементирования передвигается по затрубному пространству и затем через нарушение в обсадной колонне или перфорационные отверстия попадает в скважину. В этом случае для успешной борьбы с обводнением требуется определить не только место притока воды в скважину, но и установить местоположение очага обводнения, т. е. определить интервал затрубного движения воды.

В процессе бурения скважин возможны также поглощения промывочной жидкости, вызывающие полную или частичную потерю ее циркуляции. Оперативное определение зон поглощения промывочной жидкости и принятие мер по восстановлению полной циркуляции — одно из важных условий успешного бурения скважин. Решение перечисленных задач осуществляется различными методами: резистивиметрией, термометрией, путем закачки радиоактивных изотопов и др.

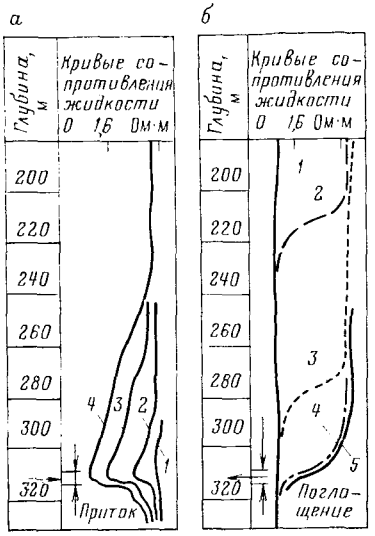
Определение места притока воды в скважину. Для установления места притока воды в скважину наиболее часто применяются электрические и термические методы.

Электрический метод основан на измерении скважинным резистивиметром удельного сопротивления жидкости (промывочной жидкости и поступившей пластовой воды), заполняющей ствол скважины. Работы по определению места притока в зависимости от конкретных условий проводятся способом оттартывания или продавливания.

При способе оттартывания скважину промывают до получения однородного раствора по всему стволу, сопротивление которого должно отличаться от сопротивления пластовых вод. Столб жидкости в скважине должен обеспечить давление, превышающее пластовое. После промывки производят первый контрольный замер, подтверждающий однородность раствора по удельному сопротивлению в интервале всего ствола. Затем постепенно снижают статический уровень жидкости в скважине путем ее оттартывания. После некоторого восстановления уровня, что является признаком поступления воды в скважину, измерение сопротивления жидко-

сти в стволе повторяют. Появление притока отмечается на фоне контрольной кривой понижением или повышением сопротивлений против притока. Серия таких замеров резистивиметром вдоль ствола позволяет достаточно точно определить нижнюю границу интервала притока (рис. 162, *а*).

При способе продавливания допускают, что водоотдающий интервал одновременно является и поглощающим. При этом способе, так же как и в предыдущем, добиваются однородности жидкости,



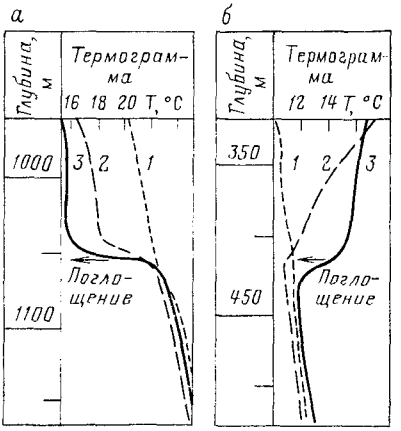


Рис. 162. Определение места притока пластовой воды в скважину резистивиметром

Метод: *а* — оттартывания, *б* — продавливания; кривые сопротивления жидкости: *1* — контрольная, *2*, *3* — промежуточные, *4*, *5* — конечные

Рис. 163. Определение места нарушения обсадной колонны в эксплуатационной скважине методом термометрии

а — температура закачиваемой воды меньше пластовой: *1* — контрольный замер температуры; *2*, *3* — замеры температуры после закачки в скважину соответственно 18 и 36 м³ воды; *б* — температура закачиваемой воды выше пластовой: *1* — контрольный замер температуры, *2*, *3* — замер температуры после закачки соответственно 8 и 18 м³ воды

заполняющей ствол скважины. В этом убеждаются, выполнив первый контрольный замер резистивиметром. Затем в скважину закачивают воду или глинистый раствор с сопротивлением, отличающимся от предыдущего, и проводят серию последовательных замеров резистивиметром. Таким образом прослеживают перемещение границ раздела между жидкостями. Глубина, ниже которой граница раздела не перемещается, несмотря на продолжение закачки, соответствует нижней границе интервала поглощения (см. рис. рис. 162, *б*). Способ задавливания обычно применяют при газировании скважины и наличии опасности выброса. Описанный прин-

цип измерений резистивиметром используется и при определении зон поглощения промывочной жидкости в процессе бурения скважины для оперативного восстановления ее циркуляции.

Применение термического метода определения места притока основано на различии температур жидкости, заполняющей ствол скважины, и поступающей пластовой воды. Измерение температуры осуществляется обычными скважинными электротермометрами. После контрольного замера, изменяя давление столба жидкости в скважине оттартыванием, производят регистрацию серии температурных кривых, по которым судят о положении места притока, которое отмечается повышением или понижением температуры.

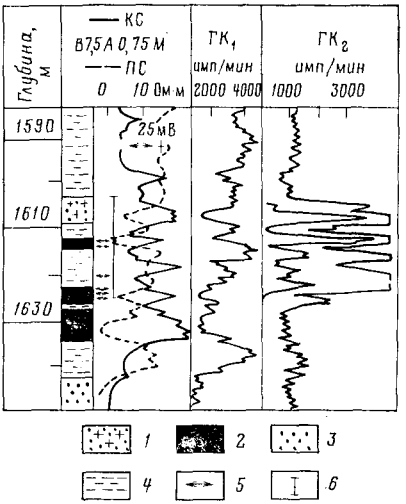


Рис. 164. Определение затрубного движения жидкости методом радиоактивных изотопов

Песчаники: *1* — обводненные, *2* — нефтеносные, *3* — водоносные; *4* — глины; *5* — интервалы перфорации; *6* — интервал затрубной циркуляции

При способе продавливания после контрольного замера в скважину закачивают определенные объемы воды (глинистого раствора), температура которой значительно отличается от температуры жидкости в стволе с последующим измерением температуры. На глубине поглощения (место нарушения герметичности обсадной колонны) закономерность изменения температуры резко изменяется (рис. 163).

Определение затрубного движения воды. Для определения затрубного движения воды и положения очага обводнения наиболее часто используются термические методы, основанные на изучении теплообмена между жидкостью, находящейся в скважине и циркулирующей в затрубном пространстве (см. § 27).

В ряде случаев для этого используются методы радиоактивных изотопов. В качестве радиоактивных веществ для приготовления активированной жидкости используют короткоживущие радиоизотопы (см. § 20). Концентрация радиоактивных солей активированной жидкости выбирается из расчета 0,5–1,5 мг-экв Ra/м^3.

Работы в скважине выполняют обычно в указанной последовательности: проводят измерение естественной гамма-активности в скважине и получают диаграмму $ГК_1$; через насосно-компрессорные трубы в скважину закачивают активированную жидкость; производят 2–3 раза промывку скважины для очистки ее от за-

грязнения активированной жидкостью с последующим измерением гамма-активности.

Сравнивая повторную кривую $ГК_2$ с кривой $ГК_1$, получают представление об интервале затрубной циркуляции (рис. 164).

Обсадная колонна перфорирована в интервалах 1613—1615, 1619—1620,5 и 1624—1627 м. Скважина вступила в эксплуатацию без воды, в дальнейшем при увеличении дебита до 120 т/сут обводнилась закачиваемой водой. Наличие радиоактивных изотопов отмечается во всех пластах, вскрытых перфорацией, и в верхнем пласте, который обводнен закачиваемой водой, но перфорацией не вскрыт. По полученным результатам судят о наличии заколонной циркуляции в интервале 1607—1613 м, а ниже интервалов перфорации заколонное пространство герметично. Метод радиоактивных изотопов может применяться и в тех случаях, когда очаг обводнения по глубине совпадает с местом притока.

Одной из важных задач, решаемых при помощи радиоактивных изотопов, является контроль за гидроразрывом пласта. Для установления участков пласта, в которых произошел гидроразрыв и образовались зоны трещиноватости, в него задавливается активированный изотопами песок. Участки пласта, в которых произошел гидроразрыв, определяются по повышенным показаниям на кривой $ГК_2$, зарегистрированной после проведения гидроразрыва и закачки в пласт активированного песка.

§ 35. КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ, БУРИЛЬНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Систематический контроль технического состояния обсадных труб является одной из наиболее действенных мер предотвращения возможных аварий и заключается в определении их толщины, внутреннего диаметра, овальности, местоположения башмака и муфтовых соединений, а также в выявлении в них различных дефектов (трещин, порывов, желобов, интервалов перфорации и др.). Указанный контроль осуществляется с помощью специальной геофизической аппаратуры.

Так, гамма-толщиномер, входящий в состав комплексного скважинного прибора дефектомера-толщиномера СГДТ-2 (см. § 33, рис. 157), позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных труб с точностью до $\pm$ 0,25 мм, установить положение соединительных муфт (замков), центрирующих фонарей, интервалов перфорации и мест порыва колонны (рис. 165).

Наряду с гамма-толщиномером для изучения технического состояния обсадных колонн применяются электромагнитный профилограф, калибромер, профилемер, микрокаверномер и индуктивные дефектомеры. Сведения о толщине и внутреннем диаметре обсадных колонн, получаемые этими приборами, необходимы не только для оценки их технического состояния, но и для интерпретации диаграмм радиоактивного каротажа, цементограмм ГГК,

результатов измерений дебитомером и других геофизических методов исследования обсаженных скважин.

Местоположение башмака обсадных труб и металлических предметов в скважине достаточно надежно отмечается по кривым сопротивления обычных зондов вследствие большого влияния металла на результаты измерений. Если зонд находится в обсадной колонне или рядом с длинным металлическим телом (например, бурильным инструментом), то в связи с малым падением потенциала при прохождении тока по металлу ($\Delta U_{КС} \approx 0$) кажущееся удельное сопротивление практически равно нулю. При расположении зонда вблизи металлического тела (башмака колонны, конца трубы) в зависимости от взаимного расположения тела и зонда наблюдается как завышение, так и занижение кажущегося удельного сопротивления.

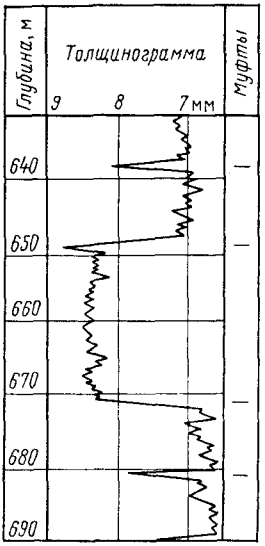


Рис. 165. Пример определения толщины обсадных труб гамма-гамма-толщиномером

Колонна 146 мм, прибор СГДТ-2, зонд толщиномера 10 см, источник ^{170}Tm мощность 11 мг-экв Ra, v = =720 м/ч

На рис. 166 схематически показаны кривые КС, полученные обычными зондами вблизи башмака (*а*—*в*) и оборванной части (*г*) обсадной колонны. Отбивка металлических тел производится по нулевым значениям сопротивлений против них и характерной форме кривых КС вблизи их концов. Так, башмак обсадной колонны отбивается:

а) потенциал-зондом на расстоянии $AM/2$ выше нулевой точки на кривой сопротивления; б) подошвенным градиент-зондом на расстоянии длины зонда AO выше нулевой точки; в) кровельным градиент-зондом на расстоянии $MN/2$ выше максимума на кривой КС. Как видно, наиболее точно положение металлического тела в скважине может быть определено по результатам совместного анализа кривых сопротивлений, зарегистрированных кровельным и подошвенным градиент-зондами. Потенциал-зонды дают менее благоприятные результаты.

Положение соединительных муфт (замков) обсадных труб в скважине определяют с помощью магнитных локаторов (рис. 167). Магнитные локаторы позволяют фиксировать не только местоположение муфтовых (замковых) соединений, но и местоположение в трубах магнитных меток, разрывов, утолщений, интервалов перфорации и др. Наиболее широко локаторы муфт применяют для точной

установки перфоратора, торпеды или другого аппарата на нужной глубине, от считываемой от соответствующего муфтового (замкового) соединения.

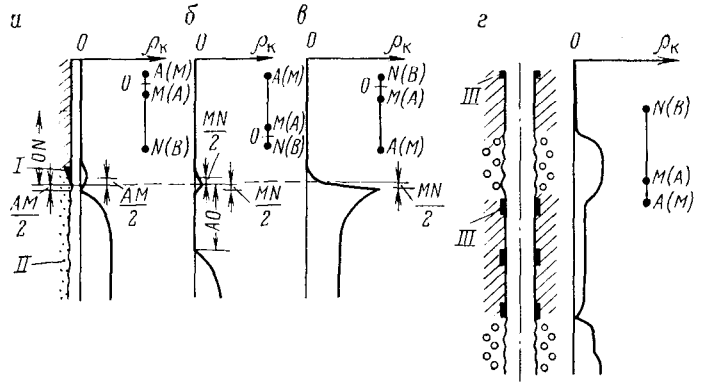


Рис. 166. Схематические кривые кажущегося сопротивления у башмака обсадной колонны (*а—в*) и оборванной части обсадной колонны (*г*)

а — потенциал-зонд, *б*, *в* — подошвенный и кровельный градиент-зонды, *г* — потенциал-зонд (*AM* = 0,4 м); *I* — башмак обсадной колонны скважины; *II* — необсаженная часть скважины; *III* — оборванная часть колонны

В практике геофизических исследований скважин применяют два основных типа магнитных локаторов муфт — магнитный локатор для приборов радиоактивного каротажа *ЛР* и магнитный локатор для перфораторов *ЛП*, каждый из которых может приме-

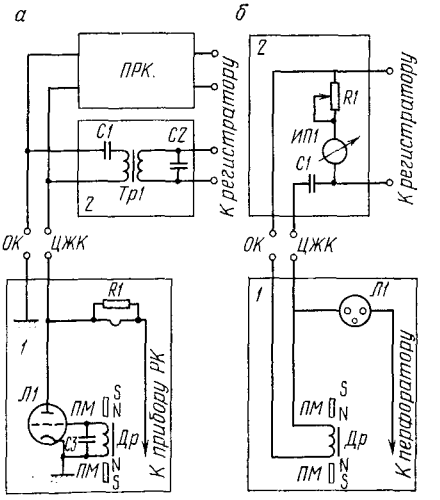


Рис. 167. Принципиальные схемы магнитных локаторов муфт

а — локатор ЛР; *1* — скважинный прибор; *Др* — катушка-датчик, *ПМ* — постоянные магниты, N и S — соответственно северный и южный полюсы магнитов, *Л1* — лампа, *R1* — резистор; *2* — наземная панель локатора: *Тр1* — трансформатор, *C1* и *C2* — конденсаторы, *ПРК* — панель радиоактивного каротажа; *б* — локатор ЛП; *1* — скважинный прибор: *Др* — катушка-датчик, *ПМ* — постоянные магниты, N и S полюсы магнитов, *Л1* — газовый разрядник; *2* — наземная панель: *ИП1* — миллиамперметр, *C1* — разделительный конденсатор, *R1* — переменный резистор

няться как самостоятельно, так и совместно с соответствующим скважинным прибором. Магнитный локатор муфт для прибора радиоактивного каротажа (см. рис. 167, *а*) состоит из скважинного прибора *1* и наземного пульта *2*, соединенных двухпроводной линией

связи. Основными элементами скважинного прибора *ЛР* являются катушка-датчик *Др* с железным сердечником и два постоянных магнита *ПМ*, закрепленных в герметичном корпусе из немагнитной стали, который может при необходимости жестко соединяться со скважинным прибором *РК*.

Постоянные магниты *ПМ* размещены так, что одноименными полюсами касаются концов сердечника катушки и создают в ней и вокруг нее постоянное намагничивающее поле. Это поле остается неизменным, пока трубы не претерпевают существенных изменений, влияющих на магнитное сопротивление среды. Такие изменения происходят в момент пересечения прибором муфт, замков, утолщений, разрывов труб, что влечет за собой изменение магнитного поля катушки и приводит к возникновению в ней ЭДС индукции в виде импульсов полярности. Возникшие импульсы передаются по кабелю к регистратору на поверхности и записываются на диаграммной бумаге (рис. 168).

Локатор *ЛР* позволяет проводить в обсаженной скважине одновременную запись кривых локатора муфт и радиоактивного каротажа. Одновременная регистрация этих кривых возможна благодаря тому, что более мощные низкочастотные импульсы локатора снимаются с трансформатора *Тр1*, а импульсы с прибора РК поступают непосредственно на панель радиоактивного каротажа *ПРК*.

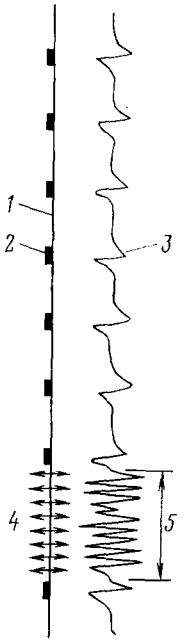
Одновременная запись кривых РК (чаще всего ГК) и локатора муфт обеспечивает привязку муфтовых (замковых) соединений обсадных труб к разрезу скважины, что в последующем используется для точной установки перфоратора на заданной глубине с помощью локатора типа *ЛП* (см. рис. 167, *б*). Этот локатор позволяет следить за движением перфоратора (торпеды) в скважине и установкой его на требуемой глубине.

Устройство и принцип действия магнитного локатора типа *ЛП* в основном аналогичны локатору *ЛР*. Скважинный прибор *1* включает катушку-датчик *Др* с двумя постоянными магнитами *ПМ* и газовый разрядник *Л1*, помещаемые в корпус из немагнитной стали, который жестко соединяется с корпусом перфоратора. Наземная панель *2* содержит разделительный конденсатор *С1*, микроамперметр *ИП1* для визуального отсчета муфтовых соединений и переменный резистор *R1*. В процессе измерений газовый разрядник не зажигается и в запальную цепь перфоратора ток не поступает. Для отстрела перфоратора после его установки на заданной глубине в запальную цепь подается постоянный ток высокого напряжения порядка 300—350 В. Ток поступает непосредственно на газоразрядник, зажигает его, подключая при этом запальную цепь перфоратора к источнику питания.

Прихваты бурильных (насосно-компрессорных) труб — наиболее частый вид аварий при бурении нефтяных и газовых скважин. Место прихвата труб определяют с помощью прихватоопределителя (ПО). Скважинный прибор ПО представляет собой датчик

(электромагнит), состоящий из катушки и сердечника, помещенных в корпус из немагнитной стали. Головка и наконечник прибора изготовлены из магнитной стали и выполняют функцию полюсов магнита.

Прибор позволяет намагничивать небольшие участки труб (наносить на них магнитные метки) и измерять ЭДС магнитной индукции при перемещении его вдоль колонны труб. Для нанесения на



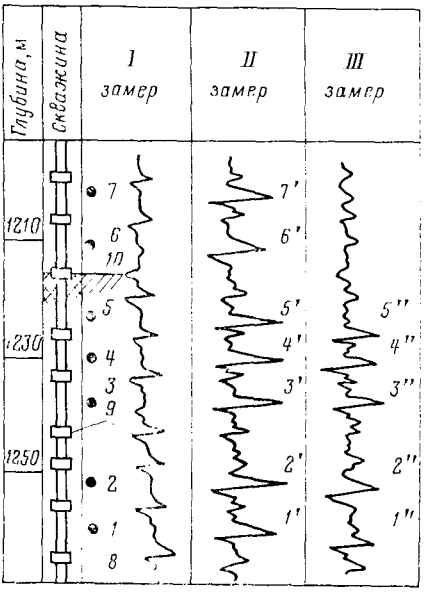


Рис. 168. Кривая локатора муфт

1 — обсадные трубы; *2* — соединительные муфты; *3* — отбивка соединительных муфт; *4* — интервал перфорации; *5* — отбивка интервала перфорации

Рис. 169. Определение места прихвата бурильных труб прихватоопределителем

1—7 — нанесенные магнитные метки; *1'—7'* — положение магнитных меток при *II* замере; *8* — бурильные трубы; *9* — соединительные муфты; *10* — место прихвата

трубу магнитной метки прибор останавливают на соответствующей глубине и через катушку в течение 1—2 с пропускают постоянный ток. Запись кривой ЭДС магнитной индукции осуществляют регистратором каротажной станции при подъеме прибора.

Для определения места прихвата регистрируют контрольную кривую, по которой фиксируют положение муфтовых соединений и других магнитных аномалий (рис. 169, замер *I*). На полученной кривой выбирают свободные от магнитных аномалий участки и в предполагаемом интервале прихвата на трубы наносят магнитные

метки. Производят повторный замер, по результатам которого судят о положении магнитных меток (см. рис. 169, замер *II*). Затем на прихваченные трубы создается в пределах допустимой механическая растягивающая или закручивающая нагрузка.

На участках действия нагрузки магнитные метки исчезают или их магнитное поле ослабевает, что отражается на результатах третьего замера (см. рис. 169, замер *III*). Сопоставляя полученные кривые, устанавливают место прихвата. Ниже интервала прихвата кривые обычно остаются идентичными, а выше — на последней кривой магнитные метки либо отсутствуют, либо отмечаются уменьшенными аномалиями. Как видно из рис. 169, магнитные метки *1''—5''* на кривой замера *III* сохраняются и совпадают с их положением на кривой замера *II* (*1'—5'*). Метки же *6*, *7* и другие не отмечаются. Это дает основание предполагать, что место прихвата бурильного инструмента находится между метками *5* и *6* примерно на глубине 1217 м.

Глава VIII

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Широкое внедрение методов законтурного заводнения при эксплуатации нефтегазовых месторождений вызвало необходимость непрерывного контроля за режимом разработки залежи. Из многочисленных задач, решаемых в этой области геофизическими методами, основными являются: 1) контроль за продвижением контура нефтегазоносности и перемещением водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, 2) выявление обводненных слоев и прослоев, 3) определение характера жидкости, притекающей к забою, 4) оценка приемистости пластов и интенсивности притока жидкости из различных их частей, 5) установление интервалов затрубной циркуляции, 6) контроль технического состояния скважин и ряд других задач, возникающих в процессе разработки залежи.

Первоначальное положение водонефтяного (ВНК) и газоводяного (ГВК) контактов в необсаженной скважине устанавливают по данным электрического каротажа. В скважинах, обсаженных колонной, основные сведения о перемещении водонефтяного и газожидкостного (газ—вода и газ—нефть) контактов получают по данным радиоактивного каротажа и в ряде случаев термометрических измерений.

Геофизические исследования для контроля за разработкой залежи проводятся в скважинах эксплуатационного фонда: фонтанирующих, оборудованных глубинными насосами, нагнетательных, контрольных пьезометрических и остановленных на ремонт. Исследование таких скважин облегчается тем, что современные приборы (с диаметром 25—50 мм) дают возможность проводить изме-

рения через колонну насосно-компрессорных труб в процессе фонтанирования или через серповидный зазор между штангами глубинного насоса и обсадной колонной.

Для исследования действующих фонтанирующих скважин с повышенным давлением или эксплуатируемых погружными центробежными насосами устье скважин снабжается специальным оборудованием. Оборудование состоит из трубы лубрикатора, сальника

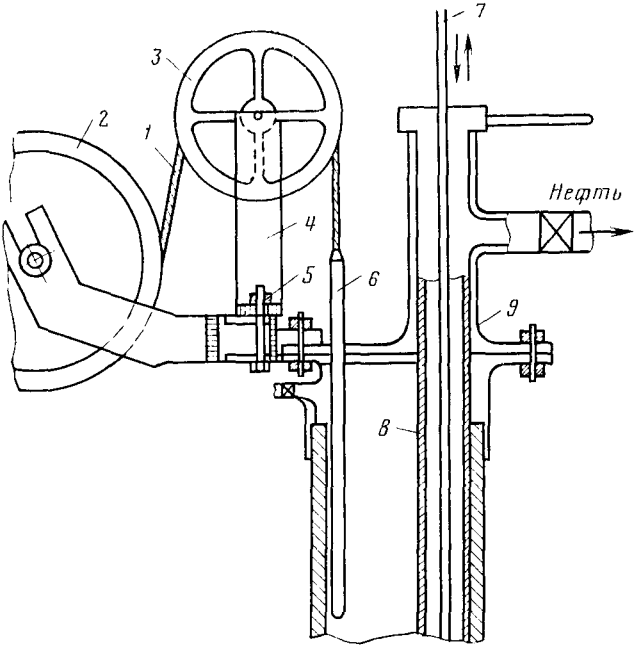


Рис. 170. Устье глубиннонасосной скважины, оборудованное для геофизических исследований путем спуска прибора в межтрубное пространство

1 — кабель каротажный одножильный; *2* — основной ролик; *3* — направляющий ролик; *4* — вертикальная опора направляющего ролика; *5* — болт передвижной вертикальной опоры; *6* — скважинный прибор для исследования затрубного пространства; *7* — шток насоса; *8* — насосно-компрессорные трубы; *9* — план-шайба эксцентричная

(уплотняющего устройства для кабеля) и двух роликов — верхнего и нижнего (рис. 170). Такое устройство дает возможность производить геофизические работы в действующей скважине без ее остановки. Для скважин с повышенным давлением необходимо строго соблюдать условие, чтобы давление на буфере верхней задвижки не превышало допустимое рабочее на сальнике согласно паспорту.

Одним из важных условий повышения эффективности геофизических исследований является создание и строгое соблюдение системы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Основными факторами, определяющими системный контроль, являются фонд изучаемых скважин, их расположение на площади месторождения, очередность и периодичность работ.

Геофизические исследования в скважинах эксплуатационного фонда начинаются обычно с термометрических измерений во избежание нарушения теплового равновесия в скважине из-за перемешивания жидкости прибором и кабелем. Затем проводят другие, предусмотренные программой работ операции. Для привязки кривых, полученных разными методами, к глубинам и для уточнения положения границ пластов диаграммы радиоактивного каротажа (ГК, ИНК, НК) сопоставляют с диаграммами электрического каротажа.

§ 36. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ЗАЛЕЖИ

В пластах, не перфорированных по данным термометрии, прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих в эксплуатационной и поглощающих в нагнетательной скважинах). Термометрия находит также широкое применение при контроле технического состояния скважин (см. главу VII). Решение перечисленных задач производится сравнением геотермы (базисной температурной кривой, замеренной в простаивающей скважине, удаленной от мест отбора флюида, и закачки, находящейся в режиме теплового равновесия с окружающими породами) с термограммами исследуемых скважин.

Прослеживание фронта распространения по пласту закачиваемой воды базируется на различии температуры нагнетаемой жидкости и пластовых вод. Обводненный пласт, в который обычно закачивается вода с меньшей температурой, чем пластовая, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой (рис. 171).

Обводненный пласт, как это схематически изображено для типовой термограммы (рис. 171, *а*), определяется по положению точки *М*, характеризующейся минимальной температурой ΔT. Границы распространения температурного фронта нагнетаемых вод определяются проведением вспомогательной прямой линии *аб*. Вспомогательная прямая проводится параллельно геотерме на расстоянии $\Delta T/2$ от нее с учетом погрешности записи термограммы ε. Границы температурного фронта соответствуют точкам пересечения *а* и *б*. В наклонных скважинах геотерма, являющаяся типовой для данного района, перестраивается с учетом угла наклона скважины. На рис. 171, *б* приведен пример установления интервала прорыва закачиваемых вод по пласту по комплексу ГИС; против обводненного пласта зарегистрирована отрицательная температурная аномалия.

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений. В зависимости от местоположения пласта-источника изменяется расположение термограммы относительно геотермы. Термограммы могут располагаться выше, ниже и пересекать геотермы.

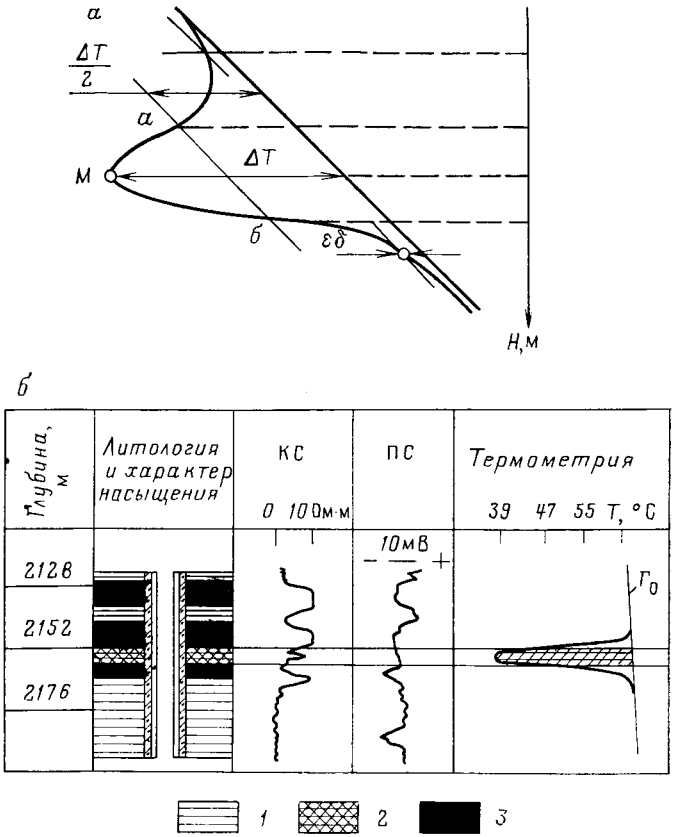


Рис. 171. Определение положения обводненного пласта в интервале прохождения температурного фронта нагнетаемых вод

а — типовая термограмма; *б* — пример комплексного использования данных ГИС для выявления характера насыщения и интервала прорыва закачиваемых вод по пласту. *1* — глина; *2* — обводненный интервал, *3* — нефтенасыщенный пласт; $Г_0$ — геотерма

Наличие в скважине притока газа или нефти фиксируется температурной аномалией за счет эффекта, вызванного дросселированием газа или нефти в продуктивном пласте (эффект Джоуля—Томпсона) (см. § 27). Поступление газа в скважину фиксируется заметным снижением температуры, при движении нефти на фоне изменения гео-

термического градиента за счет дроссельного эффекта возникают небольшие положительные аномалии. Измерение таких низких перепадов температур возможно при помощи высокочувствительных термометров с порогом чувствительности 0,02—0,03 °С.

На рис. 172 приведен пример выявления интервалов пласта, отдающих нефть и воду, по комплексу ГИС, в том числе по термо-

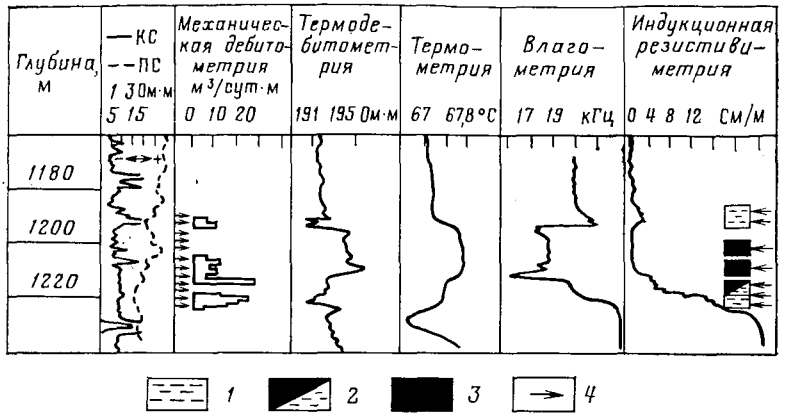


Рис. 172. Результаты комплексных промысловых исследований

1 — притоки воды; *2* — притоки нефти с водой; *3* — притоки нефти; *4* — интервалы перфорации

метрии. Нефтеотдающие интервалы отмечаются положительными приращениями температуры, обводнившиеся — пониженными значениями относительно соседних участков.

§ 37. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО И ГАЗОЖИДКОСТНОГО КОНТАКТОВ И КОНТРОЛЬ ЗА ОБВОДНЕНИЕМ СКВАЖИН

Для выделения ВНК и ГЖК в обсаженных скважинах применяют импульсные методы нейтронного каротажа ИННК, ИНГК и стационарные НГК, НК-Т. В отдельных случаях для этой цели можно использовать диаграммы ГК и ГГК.

Определение водонефтяного контакта стационарными нейтронными методами возможно при высокой (свыше 100—150 г/л) хлоронасыщенности однородных нефтеносных песчаных пластов. Показания НГК против водоносной части пласта завышаются при этом в среднем на 15—20 %, а показания НК-Т — занижаются на ту же величину. Однако эти методы малоэффективны при определении положения ВНК в скважинах, не обсаженных колонной или только что вышедших из бурения, из-за проникновения в пласт фильтрата пресного глинистого раствора; в пластах, вскрытых перфорацией,— вследствие перемешивания

пластовой воды с глинистым раствором, находящимся в скважине, а также из-за наличия конусов обводнения.

Импульсный нейтронный каротаж по сравнению со стационарными нейтронными методами является более результативным при определении местоположения ВНК и контроле за его продвижением. Различия в показаниях ИНК против нефтеносной и водоносной частей пласта почти в 10 раз больше, чем на диаграммах НГК и НК-Т. В высокопористых и однородных пластах импульсным методом возможно контролировать перемещение ВНК даже при относительно невысокой (30—35 г/л) минерализации пластовых вод, что недоступно для стационарных нейтронных методов. Импульсные методы нейтронного каротажа находят в настоящее время самое широкое применение при контроле за разработкой месторождений.

Основные задачи, решаемые этими методами, заключаются в изучении изменений во времени характера насыщения неперфорированных и перфорированных пластов. Импульсные нейтронные методы в комплексе с другими исследованиями используются также для определения затрубного движения воды, ревизии скважин старого фонда, контроля за выработкой основных объектов эксплуатации и поисков пропущенных нефтеносных пластов.

В неперфорированных пластах определение ВНК после расформирования зоны проникновения и сохранения цементного кольца (отсутствие циркуляции жидкости за колонной) не вызывает затруднений (рис. 173). Как видно, ВНК надежно отмечается по диаграммам ИНГК на глубинах 1705 м по первому замеру *1* и повторному *2* через два года (в начальный период эксплуатации ВНК по данным электрического каротажа находился на глубине 1706 м). Показания ИНГК на водонефтяном контакте изменяются в 5—10 раз.

Контроль за разработкой перфорированных пластов с подошвенной водой заключается в определении текущего положения ВНК и в выяснении причин обводнения. Обводнение скважин через перфорационные отверстия возможно по следующим причинам: 1) естественный подъем ВНК в процессе эксплуатации и достижение им перфорационных отверстий, 2) подтягивание конуса подошвенной воды, 3) приток воды по прискважинной части коллектора через некачественное цементное кольцо, 4) вытеснение нефти вдоль напластования водой по наиболее проницаемым прослоям. Все эти случаи поддаются изучению импульсными методами.

Обводнение нефтяных пластов опресненной водой существенно снижает эффективность разделения нефтеносных и водоносных пластов импульсными методами. При законтурном и внутриконтурном обводнении возможно горизонтальное перемещение нефти и пластовой воды. Это характерно в первую очередь для литологически неоднородных пластов. В результате ранее водоносные или обводненные пласты могут оказаться нефтенасыщенными, а высокоминерализованные пластовые воды — замещенными пресными. На диаграммах ИНК нефтеносные пласты, как и насыщенные пресной

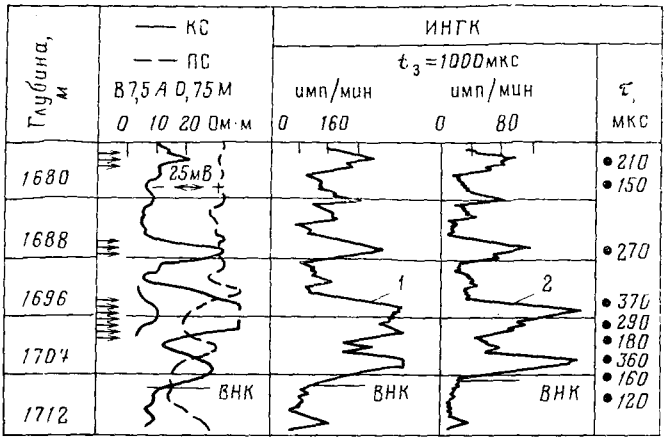


Рис. 173. Определение водонефтяного контакта в неперфорированной части пласта (скважина фонтанирующая)

Замеры ИНГК: *1* — первый, *2* — повторный; τ — время жизни тепловых нейтронов, стрелками показаны интервалы перфорации

водой, будут отмечаться практически одинаковыми высокими показаниями.

Для решения этой задачи применяют различные приемы. Одни из них основаны на свойствах цементного камня аккумулировать хлор из пластовых вод и сохранять повышенное осолонение после замещения пластовой воды нефтью (отсутствие десорбции ионов хлора). При замещении пластовых минерализованных вод пресными происходит вымывание солей из цементного камня, что вызывает его опреснение. Сохранение осолоненного цемента против нефтеносного пласта при используемых задержках $t_з$ мало влияет на показания ИНК, и пласт отмечается максимальными значениями. Слой цемента имеет превалирующее влияние на показания НГК и НК-Т из-за малого радиуса исследования, и его осолонение приведет к тому, что независимо от характера насыщенности пласт зафиксируется как водоносный. Это различие в показаниях стационарных и импульсных методов положено в основу как для оценки характера насыщенности, так и выявления наличия затрубного движения воды.

Решение этой задачи возможно также путем комплексирования импульсных нейтронных методов с другими геофизическими исследованиями (термометрией, дебитометрией, плотнометрией, влагометрией, резистивиметрией и т. п.).

По данным гамма-каротажа возможно получить дополнительную информацию о характере обводнения нефтегазоносного пласта и об источнике обводнения как в случае отсутствия поддержания пластового давления нагнетанием воды в пласт, так и при поддер-

жании пластового давления водой любой минерализации. Использование данных гамма-каротажа для решения этих задач базируется на том, что подошвенные и приконтурные воды нефтяных залежей, как правило, обладают повышенной радиоактивностью. В этих водах содержание радия на два-три порядка выше, чем в водах периферийных водоносных пластов и в нефтях. Однако концентрация радия в подошвенных водах не настолько высока, чтобы оказать заметное влияние на естественную радиоактивность горной породы. В связи с этим общая радиоактивность горной породы, фиксируемая по диаграмме гамма-каротажа, мало зависит от радиоактивности флюида и в основном определяется радиоактивностью твердой фазы породы.

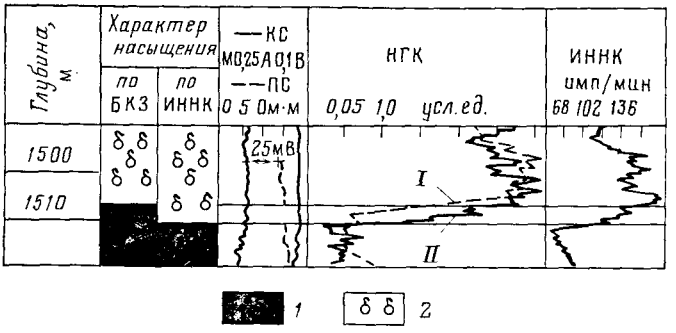
Более активное проявление повышенной радиоактивности вод продуктивных горизонтов возможно при обводнении скважины в результате затрубной их фильтрации между цементом и колонной или по трещинам цементного камня. Цементный камень обладает большой ионной емкостью и содержит в своем составе сильные сорбенты — окислы железа, алюминия и кремния. Радий, как и его химический аналог барий, обладая высокой адсорбционной активностью, способен адсорбироваться на поверхности цемента в виде радиобарита при контакте с ним радиоактивных вод. В результате удельная концентрация радия в цементе на интервале передвижения пластовой воды по затрубному пространству отмечается радиогидрохимической аномалией, которая фиксируется повышенными показаниями на диаграмме ГК.

Определение газонефтяного контакта ГНК (условной границы, выше которой при эксплуатации получают нефть со свободным газом, ниже — нефть без свободного газа) осуществляется в неперфорированном интервале пласта по кривым радиоактивного каротажа (НГК, НК-Т, ГГК, ИНК). Наиболее часто для этой цели применяются стационарные методы нейтронного каротажа НГК, НК-Т. Газоносный пласт отличается от нефтеносного и водоносного, заполненного пресной водой, меньшим содержанием водорода и меньшей плотностью. Это приводит к повышению показаний НГК, НК-Т и ГГК против газоносной части пласта и способствует контролю за продвижением ГНК.

На кривой ИНК газонасыщенная часть пласта отмечается повышением показаний (увеличением времени жизни тепловых нейтронов τ) по сравнению с показаниями против нефтенасыщенной или водонасыщенной (независимо от концентрации соли в воде) частей пласта. Положение ГНК устанавливают сравнением двух измерений НГК, НК-Т, ГГК или ИНК, выполненных в разное время. По смещению одной кривой относительно другой судят об изменении положений ГНК во времени. Более надежные результаты при этом получают в обсаженных скважинах после истечения времени, достаточного для расформирования зоны проникновения и установления в пласте естественного режима распределения флюида.

На рис. 174 показан пример перемещения ГНК во времени. При первом замере, выполненном на начальном этапе эксплуатации, граница ГНК по кривой НГК соответствует глубине 1508 м. При втором замере, в связи с возросшей в процессе эксплуатации газовой шапкой, граница ГНК, как это видно по кривым НГК и ИННК, снизилась до глубины 1510 м.

Уменьшение пластового давления ниже давления насыщения газом, как и прорыв газа из газовой шапки, сопровождается резким увеличением газового фактора добываемой нефти на уровне интер-



1 2

Рис. 174. Движение ГНК во времени
Замеры НГК: *I* — первый; *II* — повторный; пласты: *1* — нефтеносный, *2* — газоносный

вала перфорации. Для определения места прорыва газа сравнивают кривые НГК или НК-Т, зарегистрированные в действующей скважине, с этими же кривыми, полученными в период ввода скважины в эксплуатацию.

§ 38. РАСХОДОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Расходометрия является одним из основных методов исследования динамики отбора и поглощения жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Расходометрия скважин заключается в измерении скорости перемещения жидкости по скважине приборами, получившими название расходомеров.

С их помощью решаются следующие основные задачи: в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости, в остановленных выявляют наличие перетока жидкости по стволу скважины между перфорированными пластами, изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных пластов, разделенных неперфорированными интервалами; строят профили притока или приемистости по отдельным участкам пласта или для пласта в целом.

Различают механические и термокондуктивные расходомеры, которые по условиям измерения делятся на пакерные и беспакер-

ные, по способу регистрации — на автономные (регистрация сигналов осуществляется внутри прибора) и дистанционные (сигналы передаются по линии связи на поверхность, где регистрируются).

На рис. 175 приведена схема механического расходомера с пакером. Пакер перекрывает скважину и заставляет жидкость поступать в канал, в котором установлена вертушка.

При вращении турбина приводит в действие магнитный прерыватель тока, по показаниям которого определяют скорость вращения турбины. Чем выше дебит, тем быстрее вращается турбина и тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Частота импульсов преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения и по линии связи поступает на поверхность, где фиксируется регистрирующим прибором.

Механический расходомер опускается в скважину до кровли верхнего перфорированного интервала, и при открытом пакере регистрируются показания калибратора, нулевые линии и показания суммарного дебита. Затем при закрытом пакере прибор опускается на забой. Запись диаграммы производится непрерывно при подъеме прибора с прикрытым пакером до воронки насосно-компрессорных труб со скоростью 60—80 м/ч в масштабе глубин 1 : 200. На участках кривой с резкими изменениями дебита производят точечные измерения через 0,4 м, с малыми изменениями дебита — через 1—2 м. Определения производят с полностью открытым пакером. Полученная кривая показывает количество жидкости, проходящей через сечение скважины на различных глубинах, и носит название интегральной расходограммы (рис. 176) [1].

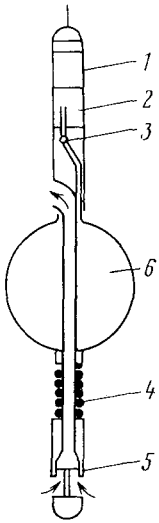


Рис. 175. Принципиальная схема дебитомера с пакером фирмы Шлюмберже

1 — локатор муфт; *2* — фильтр; *3* — насос; *4* — пружина пакера; *5* — вертушка; *6* — пакер

Интегральная кривая характеризует суммарный дебит всех пластов, расположенных ниже данной глубины. В интервалах притока на такой кривой наблюдается рост показаний, а в интервалах поглощения — их уменьшение. Интегральная расходограмма служит для построения дифференциальной зависимости (рис. 176, кривая *2*), характеризующей интенсивность притока (поглощения) на единицу мощности пласта.

Механические расходомеры мало чувствительны к составу протекающего флюида, в этом их преимущество. Однако они не пригодны для изучения небольших притоков загрязненных жидкостей. Работа термокондуктивного (термоэлектрического) расходомера ос-

нована на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. Термоэлектрические расходомеры предназначены для исследования фонтанирующих скважин через насосно-компрессорные трубы и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство.

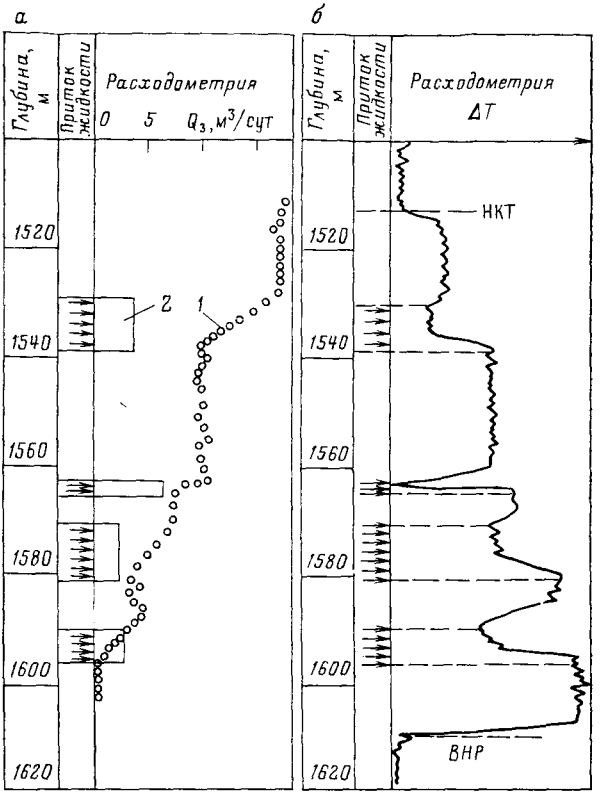


Рис. 176. Примеры расходограмм, зарегистрированных турбинным (*а*) и термоэлектрическим (*б*) расходомерами

1 — интегральная расходограмма; *2* — зависимость, характеризующая интенсивность притока на единицу мощности пласта; НКТ — башмак насосно-компрессорных труб; ВНР — водонефтяной раздел

В практике работ наибольшее распространение получили скважинные термоэлектрические расходомеры СТД-2 и СТД-4. Прибор СТД-2 применяется для исследования фонтанирующих и нагнетательных скважин; СТД-4 — для скважин, эксплуатирующихся с помощью штанговых насосов. На рис. 177 изображена принципиальная электрическая схема термоэлектрического расходомера типа СТД; активное сопротивление датчика $R_д$ в этом приборе измеряется по мостовой схеме при силе тока 120—150 мА.

Приборы типа СТД могут быть легко преобразованы в электрические термометры для измерения абсолютной температуры. С этой целью в электрическую схему прибора СТД включают дополнительное сопротивление, которое снижает на чувствительном скважинном плече моста силу тока до 10—12 мА и этим предохраняет термодатчик от разогрева.

Прибор СТД-2 дает возможность определить дебиты нефти, воды или двухфазных смесей в диапазоне от 1 до 300 м³/сут и дебиты газа от $2 \cdot 10^3$ до 10^6 м³/сут. Для работы с приборами СТД используют одножильный бронированный кабель и стандартные автоматические станции. Скорость записи приборами СТД — до 100 м/ч в режиме расходомера и до 500 м/ч в режиме термометра. Приборы СТД рассчитаны для работы при давлении до $4 \cdot 10^7$ Па и при температуре до 80 °С, при большей температуре стабильность работы нарушается; в режиме термометра стабильность работы сохраняется до 120 °С.

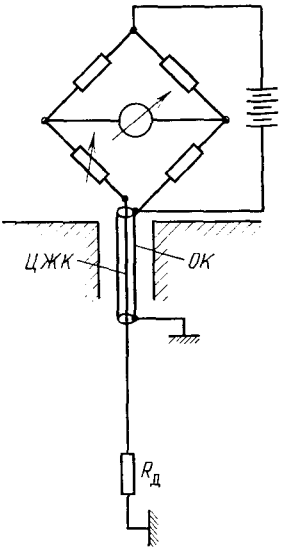


Рис. 177. Электрическая схема скважинного дебитомера-расходомера типа СТД

Термокондуктивные расходомеры типа СТД надежны в эксплуатации, достаточно чувствительны к притокам с малым диапазоном дебитов и нечувствительны к выносу песка потоком жидкости, имеют высокую проходимость в скважинах из-за отсутствия пакера. Однако с помощью термокондуктивного расходомера для неоднородных жидкостей нельзя проводить количественных оценок интенсивности потока. Профиль притока для количественной интерпретации можно получить только при однокомпонентной жидкости.

Расходограммы, полученные терморасходомерами, имеют более сложную форму (см. рис. 176, *б*). По разнице между показаниями нижнего и верхнего интервалов (непосредственно после минимума) определяют, используя градуировочную кривую, количественно дебит жидкости, текущей по стволу скважины. Если в скважине течет многофазная смесь, то из-за чувствительности показаний к характеру флюида интервалы притока выделяются без количественного определения их дебитов, лишь качественно. Используя чувствительность СТД к характеру флюида, возможно по комплексу дебитограмм, полученных термоэлектрическим и механическим приборами, судить о составе жидкости.

Для установления интервалов поглощения жидкости в нагнетательных скважинах в ряде случаев в закачиваемую жидкость добавляют радиоактивное вещество. Затем сравнивают диаграммы гамма-каротажа, зарегистрированные до добавления в жидкость

радиоактивного вещества, с диаграммой, полученной после полного ухода в пласт радиоактивной (меченой) жидкости. При втором замере интервал поглощения меченой жидкости отмечается на кривой гамма-каротажа (ГК) резким превышением показания сравнительно с первым замером кривой ГК.

§ 39. ИССЛЕДОВАНИЯ ФЛЮИДОВ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Изучение состава флюидов в стволе скважины проводят методами электрометрии, радиометрии и термометрии. От применяемых для этой цели измерительных глубинных установок требуется, чтобы радиус исследований не превышал радиуса ствола колонны. Полученные данные о составе флюидов в стволе скважин служат дополнительными материалами для контроля их технического состояния и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Резистивиметрия скважины заключается в измерении удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину. Эти работы проводятся чаще всего для определения мест притока воды в скважину с помощью резистивиметров (см. § 34). Для исследования фонтанирующих скважин создан одноэлектродный резистивиметр, предназначенный для определения в действующих скважинах нефтеводораздела и мест притока в колонну воды различного удельного сопротивления (разной минерализации). Показания резистивиметра сильно зависят от характера водонефтяной смеси, которая может быть гидрофильной (вода образует непрерывную фазу, а нефть присутствует в виде капель) и гидрофобной (вода содержится в нефти в виде капель). Для гидрофильной смеси характерно низкое электрическое сопротивление, близкое к сопротивлению чистой воды, для гидрофобной — весьма высокое, сравнимое с сопротивлением нефти.

Переход гидрофильной смеси в гидрофобную отмечается на диаграмме четко выраженным увеличением удельного сопротивления. Такой переход отмечается при критическом содержании нефти в воде (30—60 %) и может соответствовать притокам нефти в скважину.

Использование резистивиметра в действующей скважине имеет ряд ограничений, связанных с эмульсионной структурой жидкости притока. В связи с этим измерение удельного сопротивления жидкости в колонне действующей скважины для контроля за обводнением следует рассматривать как вспомогательный метод, несущий в ряде случаев дополнительную информацию (см. рис. 162).

Влагометрия скважины заключается в измерении содержания воды в жидкости, заполняющей скважину. Резкое различие между диэлектрической проницаемостью воды ($\varepsilon_{отн} \approx 80$) и нефти ($\varepsilon_{отн} \approx 2$—6) (см. главу IX) создает предпосылки для создания по этому принципу прибора диэлектрического влагомера. Чувствительным элементом такого прибора является проточный конденсатор, между обкладками которого при движении прибора

по скважине протекает исследуемый флюид. Различают пакерные и беспакерные диэлектрические влагомеры — ВГД (рис. 178). Регистрация кривой влагомером производится при подъеме со скоростью 100—500 м/ч; горизонтальный масштаб колеблется в пределах 0,5—1,0 кГц/см.

Для определения содержания воды (в %) в смеси жидкости влагомер перед измерением градуируют, для этого строят график зависимости частоты измеряемого сигнала f от процентного содержания воды; как видно, с увеличением содержания воды показания влагомера растут (см. рис. 178).

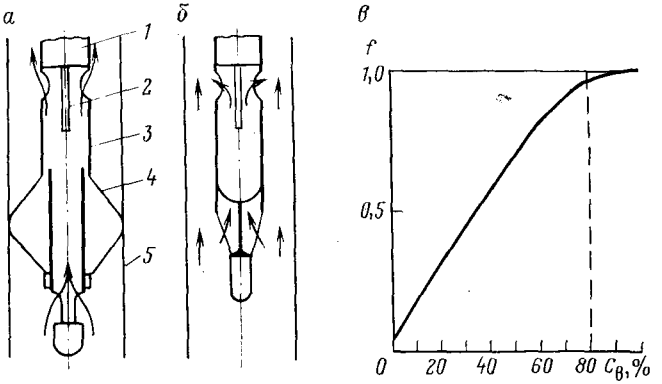


Рис. 178. Конструкции пакерного (*а*) и беспакерного (*б*) влагомеров и эталонировочный график прибора (*в*)

1 — измерительный преобразователь; *2* — центральная обкладка датчика; *3* — наружная обкладка датчика; *4* — пакер; *5* — обсадная колонна

К числу недостатков влагомеров относятся зависимость результатов измерений от степени дисперсности нефти и воды в скважине, резкое снижение чувствительности к изменению водосодержания при ее значениях, превышающих 50 %, чувствительность к механическим примесям. Однако, несмотря на эти недостатки, замеры влагомером дают дополнительную информацию при контроле за обводнением перфорированных скважин.

Измерение плотности жидкости в скважине производится с помощью гамма-плотномера (ГГП), основанного на измерении интенсивности поглощения гамма-квантов флюидом, заполняющим скважину (гамма-гамма-каротаж в его селективной модификации, см. § 17).

Прибор содержит источник мягкого γ-излучателя (препарат тулия-170) с энергией менее 100 кэВ, расположенный на расстоянии 0,3—0,4 м от него индикатор, регистрирующий интенсивность γ-лучей. При такой интенсивности источника влияние стенок скважины сведено к минимуму. Гамма-плотномеры рассчитаны на диапазон изменения плотности жидкости $(0{,}7—1{,}2)\cdot 10^3$ кг/м^3. Точность измерений равна $\pm 0{,}01\cdot 10^3$ кг/м^3, что соответствует 5%-ной обводнен-

ности нефти плотностью $0{,}8 \cdot 10^3$ кг/м^3, водой плотностью 10^3 кг/м^3. Регистрация кривой прибором ГГП производится со скоростью от 50 до 100 м/ч. На кривых, полученных плотномером, переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного γ-излучения. При помощи градуирования прибора показания интенсивности рассеянного γ-излучения, зарегистрированные в скважине, переводятся в значения плотности.

Плотномер применяется в эксплуатационных скважинах при решении следующих задач: 1) определения плотности жидкости в стволе скважины; 2) выявления интервалов разгазирования жидкости в стволе скважин; 3) выяснение наличия притока жидкости через нарушение колонны; 4) определения нефтеводораздела в стволе скважины и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией, минерализованными и пресными водами.

Активационный каротаж скважинной жидкости по кислороду основан на активации ядер кислорода быстрыми нейтронами, испускаемыми скважинным генератором нейтронов (см. § 19). При активации кислорода ^{16}O в результате ядерной реакции возникает радиоактивный изотоп азота ^{16}N с периодом полураспада $T_{1/2} = 7{,}352$ с. Ядро ^{16}N подвергается β-распаду и снова превращается в ядро ^{16}O. Этот процесс влечет за собой излучение γ-квантов с высокой энергией, равной 6,13 и 7,12 МэВ. Нефть и газ представляют собой смесь углеводородов с очень малым содержанием кислорода.

В пластах, цементном кольце и колонне, окружающих скважину, содержание кислорода изменяется в относительно узких пределах, а энергия активированных радиоактивных изотопов, возникающих в этой среде, как и естественного γ-излучения, обычно не превышает 3 МэВ.

В связи с этим по интенсивности жестких γ-излучений, регистрируемых в скважине, можно судить о концентрации в окружающей среде кислорода, а следовательно, и воды. Малая глубинность метода, радиус которого в воде не превышает 20 см, дает возможность исследовать состав флюида в колонне и в затрубном пространстве; независимость результатов исследований от минерализации воды расширяет возможности метода.

Измерение активационным каротажем по кислороду комплексируют обычно с одновременным замером ИНГК и определяют параметр η: отношение скорости счета, измеренной активационным каротажем, и скорости счета ИНГК на минимально возможной задержке. Величина параметра η зависит не только от содержания кислорода, но и от скорости и направления движения активизированных ядер относительно индикатора γ-излучения. В связи с этим для получения количественной зависимости величины η от дебита воды $Q_в$ вводится относительный параметр

$$\eta_{отн} = \eta/\eta_0 = f(Q_в), \qquad \text{(VII.11)}$$

где η_0, η — параметры, определяемые соответственно для непод-

вижной воды и подвижной с дебитом $Q_в$. Для количественной оценки $Q_в$ по $\eta_{отн}$ строят градуировочный график (рис. 179).

Активационный каротаж скважинной жидкости по кислороду применяется для решения следующих задач: определения границы подвижной и застойной воды; выделения интервалов притока воды в скважину; выявления интервалов затрубной циркуляции воды.

К недостаткам метода относятся: трудность учета влияния окружающих пород на показания метода; ограниченность диапазона измеряемых дебитов; зависимость показаний метода от состава жидкости, скорости и направления движения жидкости в скважине. Допустимая погрешность измерения активационного каротажа по кислороду не должна превышать 3 %; регистрация кривой в скважине ведется со скоростью, равной 100—110 м в 1 ч.

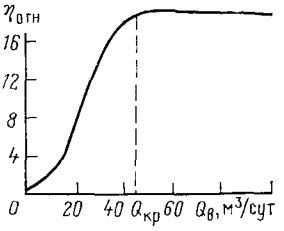


Рис. 179. Пример градуировочной зависимости $\eta_{отн} = f(Q_в)$

Глава IX

ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ И ОПРОБОВАНИЕ СКВАЖИН В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ

При прострелочно-взрывных работах, проводимых в нефтяных, газовых, нагнетательных и других скважинах, используется действие взрыва, осуществляемого с помощью специальных стреляющих аппаратов и торпед, спускаемых в скважину на каротажном кабеле или на насосно-компрессорных трубах. Основными видами прострелочно-взрывных работ в скважинах являются перфорация, отбор образцов пород грунтоносами и торпедирование. Для опробования скважин в открытом стволе могут применяться приборы на каротажном кабеле и комплект испытательных инструментов (КИИ) на бурильных трубах.

§ 40. ПЕРФОРАЦИЯ

Перфорацией называется процесс образования отверстий в обсадных трубах, цементном камне и пласте с помощью специальных скважинных стреляющих аппаратов — перфораторов. По типу пробивного элемента перфораторы подразделяются на беспулевые (кумулятивные) и пулевые. В практике прострелочных работ кумулятивная перфорация получила наибольшее распространение, так как она обеспечивает высококачественное вскрытие пластов в самых различных геологических и скважинных условиях. Основными элементами любого

кумулятивного перфоратора являются кумулятивный заряд, взрывной патрон и электропроводка.

Кумулятивный заряд (рис. 180) состоит из врывчатого вещества (основного заряда), детонатора (дополнительного заряда), детонирующего шнура, кумулятивной выемки, металлической облицовки кумулятивной выемки и корпуса заряда. После взрыва детонатора (инициирующего ВВ) по кумулятивному заряду распространяется

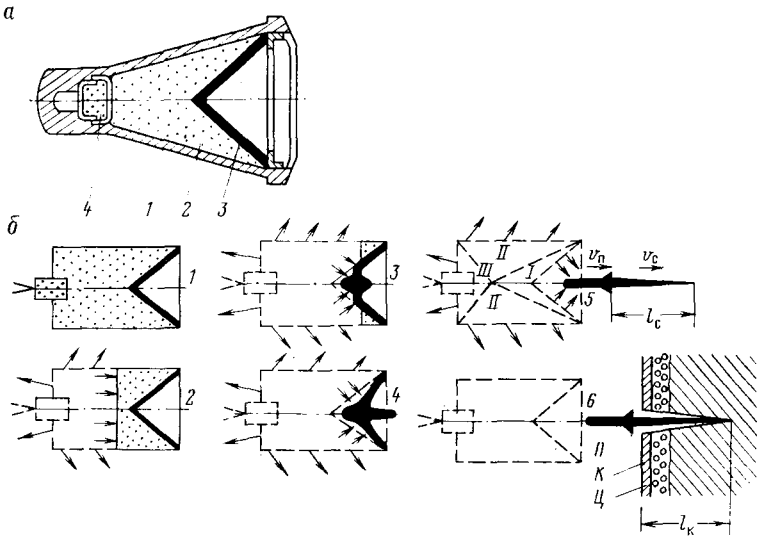


Рис. 180. Кумулятивный заряд (*а*) и схема образования кумулятивной струи (*б*)

а: *1* — корпус, *2* — взрывчатое вещество, *3* — металлическая воронка, *4* — детонатор; *б*: *1—6* — последовательные стадии образования кумулятивной струи; *I—III* — области заряда, на границах которых скорость движения продуктов взрыва равна нулю, *П* — пест, $v_с$ и $v_п$ — соответственно скорости кумулятивной струи и песта, *К* — колонна, *Ц* — цемент, $l_к$ и $l_с$ — длины соответственно кумулятивной струи и пробитого канала; стрелками показано направление движения продуктов взрыва

волна детонации, которая двигается от места взрыва вдоль оси заряда к основанию кумулятивной выемки. Волны детонации под большим давлением сжимают металлическую воронку. При этом металл с внутренней стороны воронки начинает течь как жидкость и частично (до 20—30 %) попадает в кумулятивную струю, распространяющуюся вдоль оси заряда со скоростью 6—8 км/с. Образовавшаяся кумулятивная струя (см. рис. 180) достигая преграды, оказывает на нее давление (порядка 10^{10} Па) и проникает в нее на определенную глубину.

Одним из обязательных условий для формирования кумулятивной струи является отсутствие жидкой или твердой среды в кумулятивной выемке и в некотором ограниченном пространстве перед ней. В связи с этим кумулятивный заряд герметизируется.

Кумулятивные перфораторы подразделяют на корпусные и бескорпусные (рис. 181).

Корпусные кумулятивные перфораторы в свою очередь делят на перфораторы многократного и однократного использования.

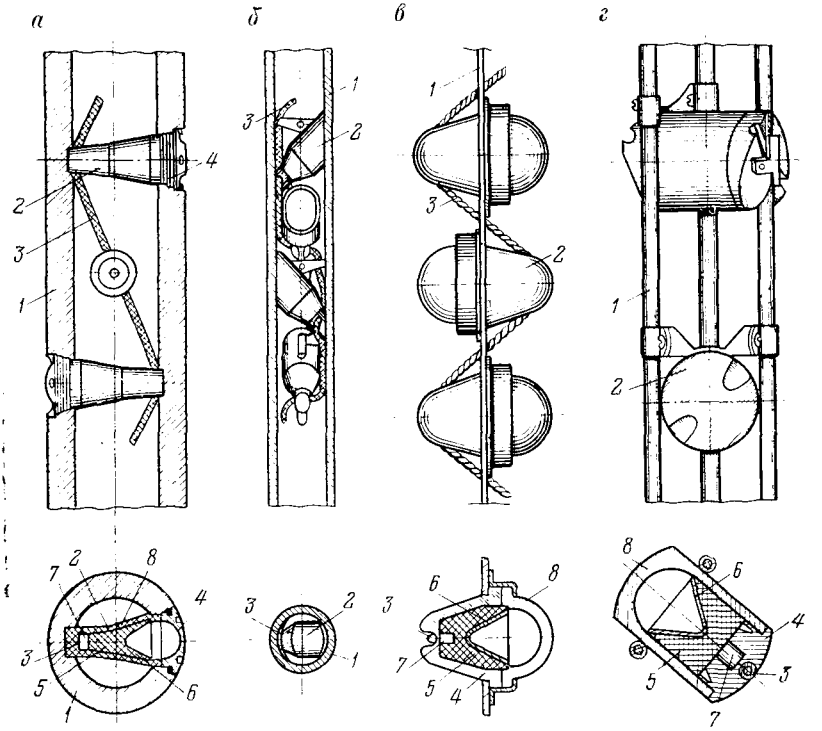


Рис. 181. Схема основных видов кумулятивных перфораторов

а — корпусной перфоратор многократного использования: *1* — корпус перфоратора; *2* — кумулятивный заряд типа ЗПК, *3* — детонирующий шнур; *4* — герметизирующее уплотнение, *5* — шашка ВВ, *6* — кумулятивная воронка, *7* — детонатор промежуточный, *8* — корпус заряда; *б*— корпусной перфоратор однократного использования: *1* — корпус перфоратора, *2* — кумулятивный заряд типа ЗПКО, *3* — детонирующий шнур; *в* — бескорпусной, частично разрушающийся перфоратор: *1* — стальная лента, *2* — кумулятивный заряд типа ЗПКС, *3* — детонирующий шнур, *4* — корпус заряда, *5* — шашка ВВ, *6* — кумулятивная воронка, *7* — детонатор промежуточный, *8* — крышка; *г* — бескорпусной, полностью разрушающийся перфоратор: *1*— стержни для крепления заряда; *2* — кумулятивный заряд типа ЗПКРУ, *3* — детонирующий шнур, *4* — корпус заряда, *5* — шашка ВВ, *6* — кумулятивная воронка, *7* — детонатор промежуточный, *8* — крышка

Корпус перфораторов многократного использования (ПК-105, ПК-85, ПК-65) воспринимает наружное гидростатическое давление и действие ударной волны во время взрыва зарядов. Он изготавливается из высокопрочных сталей и выдерживает от 10 до 50 залпов. Кумулятивные заряды в корпусе располагаются перпендикулярно к его оси с положением кумулятивной выемки против отверстия, герметизируемого пробкой и уплотнением (см. рис. 181).

Расстояние между осями зарядов составляет 50—80 мм и выбирается с таким расчетом, чтобы взрыв одного заряда не вызвал разрушения или преждевременной детонации соседнего заряда.

Для получения равномерной сетки простреливаемых отверстий и снижения вероятности образования трещин в обсадной колонне и цементном камне оси соседних зарядов смещены друг относительно друга на угол 90 или 120°. Заряды кумулятивных перфораторов взрывают группами при помощи детонирующего шнура практически мгновенно — одним залпом, так как скорость распространения взрыва по детонирующему шнуру составляет 6000—7000 м/с.

Корпусы кумулятивных перфораторов однократного использования (ПКО, ПКОТ) рассчитаны только на действие гидростатического давления и изготавливаются из пластичных или хрупких материалов (см. рис. 181). В первом случае они простреливаются кумулятивными струями, но не разрушаются и извлекаются на поверхность; во втором случае при взрыве зарядов полностью разрушаются. Мощность корпусных перфораторов однократного использования значительно выше мощности перфораторов многократного действия при одинаковых габаритах. Это обусловливает целесообразность их применения в более глубоких скважинах. В случаях опасности прихвата желательно применять полностью разрушающиеся корпусные перфораторы.

Перфораторы типа ПНК и ПНКТ спускаются в скважину на насосно-компрессорных трубах и позволяют вскрывать пласты в условиях депрессии (на жидкости малой плотности) и герметизированном устье скважины без лубрикатора. Перфораторы этого типа состоят из двух частей: головки перфоратора со взрывным устройством и собственно перфоратора с кумулятивными зарядами в корпусе разового использования. Они обладают высокой эффективностью вскрытия пласта, особенно при пониженных коллекторских свойствах, и сокращают время испытания скважины.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы (см. рис. 181) делятся на частично разрушающиеся и полностью разрушающиеся при взрыве зарядов. К первым относятся ленточные перфораторы типа ПКС, ко вторым — типа КПРУ. Перфораторы типа ПКС состоят из головки, тонких металлических лент с размещенными на них герметичными зарядами, запрессованными в ситалловые или керамические индивидуальные герметичные оболочки, детонирующего шнура в алюминиевой оболочке, взрывного патрона и чугунного груза. Преимуществом этих перфораторов является большая пробивная способность по сравнению с корпусными, высокая производительность работ (отстрела до 100 зарядов за один спуско-подъем), хорошая проходимость в скважинах, заполненных вязкими и тяжелыми растворами, а также имеющих сужение обсадных колонн. Техническая характеристика некоторых кумулятивных перфораторов дана в табл. 11.

Таблица 11

Техническая характеристика кумулятивных перфораторов

Шифр перфоратора	Наружный диаметр, мм	Масса ВВ одного заряда, г	Предельная температура, °С	Предельное давление, 10^6 Па	Максимальная плотность перфорации за 1 спуск, отв/м	Максимальная мощность вскрываемого интервала, м	Размеры пробитого канала при $\sigma_{сж} = 25 \cdot 10^6$ Па, мм	
							Длина	Диаметр
Корпусные многократного использования								
ПК-105 ДУ	105	21,5	180	1,0	12	3,5	190	10
ПК-95 Н	95	17,5	200	1,2	12	3,5	300	12
Корпусные однократного использования								
ПКО-89	89	50	200	0,6	6	10	330	14
ПКОТ-89	89	50	200	1,2	6	10	330	14
Корпусные на насосно-компрессорных трубах								
ПНК-89	89	50	120	0,6	6	50	330	14
ПНКТ-89	89	50	170	1,0	6	50	330	14
Бескорпусные полуразрушающиеся								
ПКС-105Т	105	50	150	0,8	6	30	350	14
ПКС-80Т	80	21,5	150	0,8	6	30	200	10
Бескорпусные, полностью разрушающиеся								
КПРУ-65	65	30	150	0,8	8	30	250	12
ПР-54	54	15	150	0,8	10	25	200	12

При использовании ленточных перфораторов не происходит загрязнения забоя благодаря тому, что ленты, груз и головка поднимаются на поверхность, а оболочки зарядов разрушаются до порошкообразного состояния. Полностью разрушающийся бескорпусной перфоратор состоит из кумулятивных зарядов, находящихся в индивидуальных герметичных оболочках из хрупкого алюминиевого сплава, наконечника со стальной головкой многократного использования, детонирующего шнура и взрывного патрона. Основным преимуществом перфораторов этого типа является отсутствие возможности заклинивания после отстрела: из скважины извлекается только кабель с соединительной головкой. Кроме рассмотренных основных типов перфораторов, используемых для вскрытия пластов, применяются и перфораторы специального назначения. Они необходимы для подготовки скважин к повторному цементированию, создания начальных трещин перед гидравлическим разрывом пласта, прострела бурильных труб и восстановления циркуляции в случае их прихвата и др.

Пулевые перфораторы. Действие пулевых перфораторов основано на метании пуль по принципу огнестрельного оружия за счет энергии расширения пороховых газов. Они представляют собой стреляющие аппараты, имеющие стальной корпус, в котором размещены зарядные каморы, стволы, заряжаемые пулями, и воспламенительные устройства. Средствами воспламенения служат электровоспламенители, электрозапалы и пиропатроны. Для инициирования взрыва зарядов бризантных взрывчатых веществ используются капсюли-детонаторы, электродетонаторы, взрыватели, взрывапатроны и детонирующие шнуры. Схема зарядного узла стреляющего пулевого перфоратора дана на рис. 182. Спуск в скважину

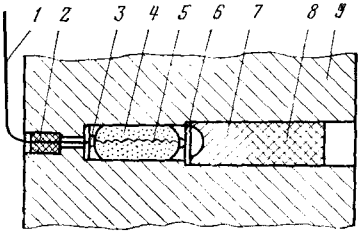


Рис. 182. Схема зарядного узла стреляющего нулевого перфоратора

1 — соединительный провод; *2* — пробка герметизирующая; *3* — контакт электроввода; *4* — пороховой заряд; *5* — электровоспламенитель; *6* — прокладка стальная; *7* — пуля; *8* — пробка герметизирующая; *9* — корпус перфоратора

пулевых перфораторов осуществляется на каротажном кабеле. Выбор типа перфоратора и плотность прострела отверстий на единицу длины определяются конструкцией скважины, особенностями вскрываемого пласта-коллектора и характером решаемых задач.

§ 41. ОТБОР ОБРАЗЦОВ ПОРОД

Отбор образцов со стенок скважины осуществляется при помощи стреляющих и сверлящих грунтоносов. Первый состоит из стального корпуса с пороховыми каморами, над которыми располагаются стволы. В пороховые каморы помещаются пороховые заряды с электровоспламенителями. В стволы вставляются полые цилиндрические бойки из прочной стали, крепящиеся к корпусу стальными тросиками. После установки грунтоноса в нужном интервале на электровоспламенитель подается ток. Пороховой заряд взрывается, и под действием давления пороховых газов боек с пяткой вылетает из ствола грунтоноса и внедряется в стенку скважины (рис. 183). При подъеме грунтоноса стальной тросик извлекает боек из стенки скважины вместе с образцом. Стреляющие боковые грунтоносы предназначены для отбора образцов сравнительно мягких пород (песков, рыхлых песчаников, мучнистых известняков и доломитов, глин) и характеризуются невысокой эффективностью (примерно 50—60 % бойков выносят образцы породы, остальные извлекаются пустыми).

Сверлящий грунтонос представляет собой агрегат, состоящий из электрической, гидравлической и механической систем. Сверлящий механизм приводится в действие электродвигате-

лем, ротор которого через систему шестерен связан с буром из твердого сплава или алмазной коронкой. Противоположный конец вала двигателя связан с гидравлическим насосом, который подает масло в устройство, выдвигающее прижимную лапу. Осевая подача бура регулируется с помощью реверсивного электродвигателя, управляемого с поверхности. После окончания цикла выбуривания образца породы меняют направление вращения двигателя вследствие чего бур выходит из стенки скважины и занимает свое исходное положение. При этом образец породы попадает в приемную кассету. Сверлящий грунтонос позволяет за один спуск отобрать от 5 до 15 образцов породы диаметром 20 мм и длиной до 50 мм. Затруднения в отборе образцов возникают при наличии на стенке скважины толстой глинистой корки, а также каверн. Наилучший эффект применения сверлящих грунтоносов получают в плотных породах после промывки и проработки скважины.

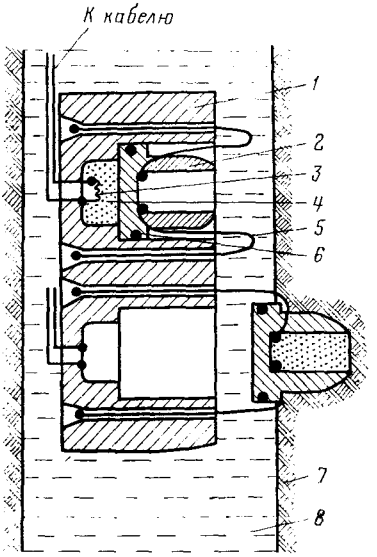


Рис. 183. Схема отбора пород боковым стреляющим грунтоносом

1 — корпус грунтоноса; *2* — боек; *3* — мостик накаливания; *4* — пороховой заряд; *5* — трос, *6* — резиновое кольцо; *7* — порода; *8* — скважина

§ 42. ТОРПЕДИРОВАНИЕ

Торпеды, применяемые для взрывных работ в скважинах, могут быть герметичными и негерметичными. В герметичных торпедах заряд ВВ расположен в корпусе, который изолирует его от жидкости и воспринимает действие давления окружающей среды. В негерметичных торпедах заряд ВВ находится в контакте и под давлением жидкости, заполняющей скважину. Тонкостенный корпус является лишь носителем заряда. По характеру действия торпеды делятся на фугасные (табл. 12) и кумулятивные (табл. 13).

Фугасные торпеды типов ТШ (торпеда шашечная) и ТШТ (торпеда шашечная термостойкая) (рис. 184, *в*) имеют негерметичный тонкостенный алюминиевый корпус, в который помещен заряд цилиндрических шашек ВВ (флегматизированный гексоген), контактирующий с промывочной жидкостью. Взрыватель в герметичной оболочке устанавливается в отверстии верхней шашки заряда ВВ. Сборка и снаряжение торпед ТШ и ТШТ производятся на месте работ. Спуск торпед в скважину осуществляется на каротажном кабеле с грузом, расположенным над торпедой, что позволяет его извлекать из скважины после взрыва.

Таблица 12

Техническая характеристика фугасных торпед

Шифр фугасных торпед	Максимальный наружный диаметр, мм	Характеристика заряда			Максимальная температура, °С	Максимальное давление, 10^8 Па
		Диаметр, мм	Длина, мм	Масса комплекта, кг		
ТШ-35	40	35	2020	2,9	100	0,5
ТШ-50	55	50	1470	4,5	100	0,5
ТШ-65	70	65	990	5,2	100	0,5
ТШТ-9/22	22	9	1200	0,12	160	0,8
ТШТ-25/28	28	25	700	0,55	160	0,8
ТШТ-65/70	70	65	500	2,6	130	0,8
Ф-2	60	50	1000	2,7	120	0,5
ФТ-60	60	48	1000	2,2	170	0,8
ТДШ-25	25	Детонирующий шнур			100	0,5

Таблица 13

Техническая характеристика кумулятивных торпед

Шифр кумулятивных торпед	Наружный диаметр, мм	Масса ВВ, кг	Максимальная температура, °С	Максимальное давление, 10^8 Па	Тип перерезаемой трубы
ТКО-70	72	0,9	150	0,5	—
ТКО-120	120	2,7	120	0,35	—
ТКО-120-600	120	2,7	120	0,6	—
ТКГ-45	45	0,033	150	0,5	НКТ *
ТКГ-55	55	0,052	150	0,5	НКТ *
ТКГ-85	85	0,195	100	0,5	Обсадная
ТКГ-110	110	0,275	100	0,5	»
ТКГ-135	135	0,355	100	0,5	»

* НКТ — насосно-компрессорная труба.

В герметичных фугасных торпедах Ф-2 и ФТ-60 (см. рис. 184, *б*) заряд ВВ и взрыватель помещены в стальной корпус, воспринимающий давление жидкости, заполняющей скважину. Снаряжение их зарядами ВВ осуществляется в заводских условиях, установка взрывателя производится на скважине. При работе в скважинах, заполненных тяжелыми и вязкими растворами, к торпеде снизу подвешивается груз.

Принципиальным отличием кумулятивных торпед от фугасных является направленность действия взрыва за счет применения кумулятивных зарядов. В зависимости от назначения и устройства различают кумулятивные торпеды осевого и поперечного действия.

К первым относятся торпеды типа ТКО (см. рис. 184, *а*), ко вторым — кумулятивные герметичные труборезы ТКГ.

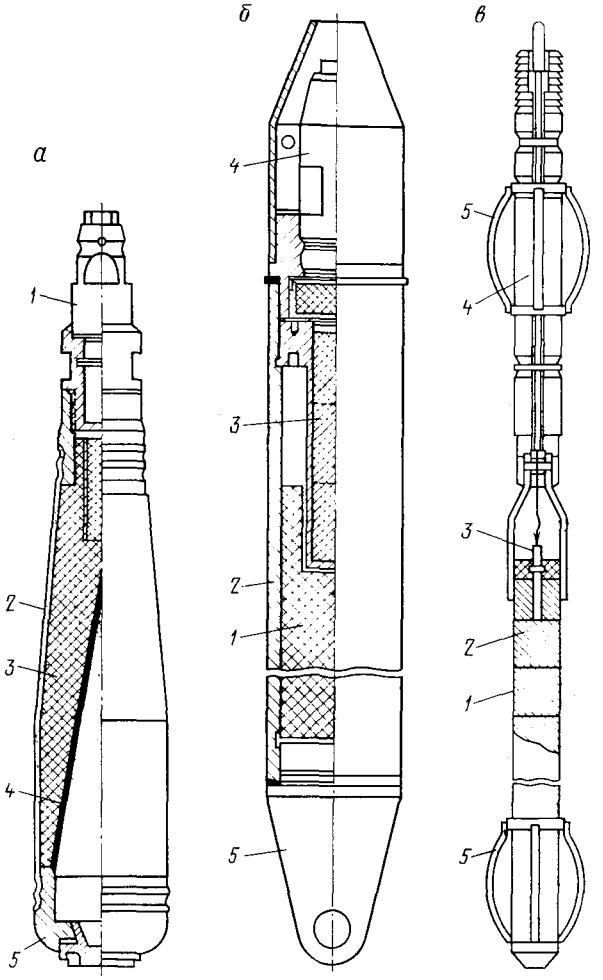


Рис. 184. Устройство торпед

а — торпеда ТКО-70: *1* — взрыватель, *2* — корпус, *3* — заряд ВВ, *4* — облицовка кумулятивной выемки, *5* — крышка; *б* — торпеда Ф-2: *1* — заряд, *2* — кожух, *3* — промежуточный детонатор, *4* — взрыватель, *5* — наконечник; *в* — торпеда ТШ: *1* — кожух, *2* — заряд, *3* — взрыватель, *4* — груз, *5* — центраторы

Освобождение и обрыв прихваченных бурильных труб. Прихваты бурильного инструмента являются наиболее частыми видами аварий при бурении нефтяных и газовых скважин. Ликвидация прихватов осуществляется «встряхиванием»

бурильной колонны, отвинчиванием и обрывом труб с использованием действия взрыва. Освобождение бурильного инструмента от прихвата «встряхиванием» основано на том, что при взрыве торпеды ударная волна вызывает смещение затрубного материала, образовавшего прихват. В результате этого происходит ослабление сцепления бурильных труб с затрубной средой, что в ряде случаев может оказаться достаточным для их извлечения.

Ликвидация прихвата отвинчиванием труб основана на кратковременном ослаблении резьбовых соединений при взрыве. В случае, если встряхивание и отвинчивание не дают желаемых результатов, производят обрыв труб взрывом выше места прихвата и освободившуюся их часть поднимают на поверхность. Операции по ликвидации прихвата обязательно предшествует определение верхней границы интервала прихвата прихватоопределителем и восстановление циркуляции промывочной жидкости путем перфорации бурильных труб.

Обрыв обсадных и насосно-компрессорных труб. Для обрыва обсадных колонн и насосно-компрессорных труб чаще всего применяют кумулятивные труборезы и значительно реже фугасные негерметичные и герметичные торпеды. Действие трубореза основано на использовании кольцевого кумулятивного заряда, представляющего собой цилиндрическую шашку ВВ с облицованной металлом выемкой на ее боковой поверхности. При взрыве заряда образуется плоская кумулятивная струя кольцевой формы, распространяющаяся с большой скоростью в радиальном направлении. Встречаясь с преградой (трубой), кумулятивная струя перерезает ее без деформации в месте среза.

Струя трубореза имеет ограниченное действие, что позволяет сохранить находящуюся за обрезаемой трубой другую трубу большего диаметра. Кумулятивный труборез достаточно эффективен только при небольшой разнице между его диаметром и внутренним диаметром обрезаемой трубы.

Разрушение металла на забое или в стволе скважины. В процессе бурения скважины на ее забое или в стволе могут остаться шарошки, долото и другие металлические предметы. Если не удается поднять или удалить в сторону от ствола аварийный предмет, препятствующий дальнейшему бурению скважины, возникает необходимость разрушения его непосредственно на забое или в стволе. Посторонние металлические предметы удаляются путем их расфрезерования специальным инструментом на бурильных трубах либо разрушаются с помощью осевых кумулятивных торпед. По сравнению с фрезерованием, разрушение металла на забое или в стволе торпедированием является более эффективным и применяется значительно чаще.

Однако для успешного торпедирования необходимо обеспечить хороший механический контакт торпеды и разрушаемого объекта. Для этого скважина предварительно промывается до удаления с забоя остатков шлама и осадка глинистого раствора.

Очистка фильтров и интервалов перфораций. В процессе эксплуатации скважин может произойти засорение фильтров и интервалов перфорации твердыми частицами, выносящимися из пласта, солями, выпадающими из пластовой воды, и др. Это ухудшает условия притока, а в некоторых случаях приводит и к снижению дебита скважины до нуля. Очистку фильтров и интервалов перфорации производят торпедированием. Обычно для этой цели применяют фугасные торпеды из детонирующего шнура типа ТДШ сравнительно малой мощности. Длина торпеды определяется протяженностью участка, подвергающегося очистке.

Другие виды взрывных работ. В ряде случаев целесообразно проводить торпедирование для создания надежного сообщения слабопроницаемого пласта со скважиной при его вскрытии. Торпедирование для вскрытия пласта можно проводить, если цементное кольцо не имеет дефектов в момент выхода скважины из бурения. Кроме вскрытия пластов, торпедирование успешно используют для повышения эффективности кислотных обработок карбонатных пластов и облегчения проведения гидроразрыва в твердых породах. Обычно эти виды торпедирования проводятся фугасными торпедами.

При испытаниях, освоении и эксплуатации скважин возникает необходимость разобщения пластов, что достигается применением взрывных пакеров. Последние представляют собой полый толстостенный алюминиевый цилиндр с каморой для порохового заряда. После установки пакера на соответствующей глубине подачей импульса тока воспламеняют заряд. При этом под действием взрыва корпус пакера раздувается и перекрывает ствол. В процессе взрыва кабельная головка автоматически отсоединяется от пакера и вместе с грузом поднимается на поверхность.

§ 43. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ ПРИБОРАМИ НА КАБЕЛЕ (ОПК)

Исследование пластов приборами на кабеле получило широкое применение как метода прямого опробования пластов в отдельных их точках. При этом предусматривается выполнение нескольких технологических операций, таких, как изоляция опробуемого участка, создание дренажного канала, вызов притока из пласта, герметизация пробы, уравнивание давления, вынос пробы на поверхность и др. Современные приборы ОПК позволяют выполнить эти операции и состоят из следующих основных функциональных блоков:

1) блока изоляции и отбора, содержащего герметизирующие, прижимные и перфорационные устройства, обеспечивающие соответственно изоляцию участка отбора, создание дренажного канала, вызов притока и уравнивание давления после отбора пробы;

2) блока баллона, состоящего из емкости и клапанов, обеспечивающего отбор пробы жидкости и газа из пласта в заданном ре-

жиме, сохранение в баллоне представительной пробы и герметизацию ее для подъема на поверхность;

3) блока привода, обеспечивающего перемещение деталей и узлов прибора в процессе опробования с целью изоляции опробуемого участка, открытия и закрытия клапанов.

Управление различными блоками и узлами опробователя осуществляется подачей сигналов с поверхности, а контроль за работой прибора и процессами в ходе опробования — комплектом дистанционных датчиков. В настоящее время создано несколько типов отечественных приборов, позволяющих выполнять опробование пластов в самых различных скважинных условиях. Работы при ОПК выполняются в следующей последовательности. Перед спуском прибора в скважину в зарядные камеры устанавливают пороховые заряды, а в перфоратор — кумулятивный заряд (при необходимости создания дренажного канала), герметизируют их и соединяют со средствами взрывания.

В исходном положении (рис. 185, *а*) рабочая жидкость прибора заполняет нижний цилиндр над тарелкой силового поршня и цилиндр над поршнем *5* клапана *4*. При этом поршень клапана, на одну сторону которого подано гидростатическое давление, служит компенсатором и поддерживает в гидравлической системе давление, близкое к гидростатическому. Баллон *3*, соединенная с ним полость перфоратора *6* и цилиндр возвратного поршня *8* заполнены воздухом под атмосферным давлением. Прижимная лапа *2* находится в свернутом состоянии.

После установки опробователя на соответствующей глубине воспламеняют пороховой заряд $ПЗ_1$ в нижней камере, что приводит в действие гидравлическую систему, которая обеспечивает с помощью прижимной лапы прижатие герметизирующего башмака *1* к стенке скважины. При этом участок стенки скважины, подлежащий опробованию, герметизируется от остальной части ствола. Затем подачей тока на электродетонатор взрывают кумулятивный заряд КЗ для создания дренажного канала, по которому жидкость и газ под действием пластового давления из пласта начинают поступать в баллон (рис. 185, *б*). По истечении времени, необходимого для отбора пробы, воспламеняют пороховой заряд $ПЗ_2$ в верхней камере, что обеспечивает герметизацию баллона с помощью клапана *4* и возврат лапы в исходное положение.

Этим открывается доступ промывочной жидкости внутрь перфоратора; благодаря чему давление под башмаком уравнивается с гидростатическим, что облегчает отрыв башмака от стенки скважины (рис. 185, *в*). Прибор поднимают на поверхность, где измеряют давление в баллоне, извлекают пробу пластового флюида и передают ее для исследования. Если опробователи пластов оснащены дистанционными датчиками давления и наполнения, то изменения этих параметров в баллоне опробователя регистрируются на поверхности в ходе опробования. Для выполнения работ каротажными опробователями пластов применяется специальная передвиж-

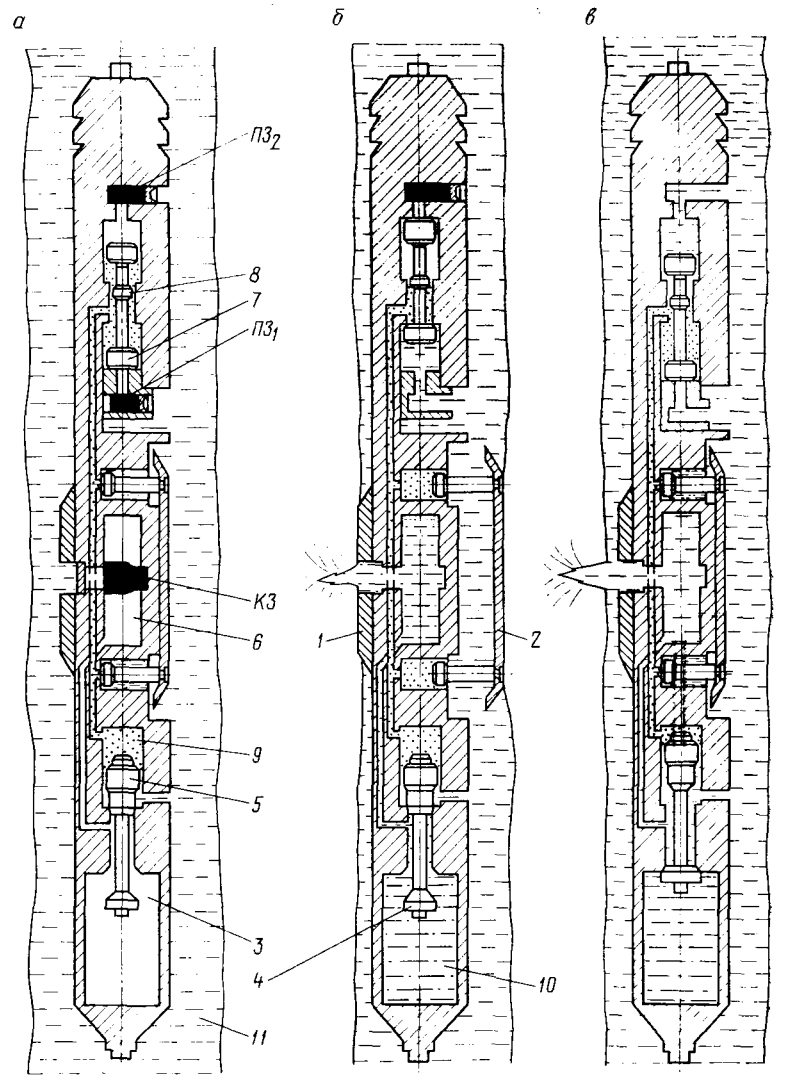


Рис. 185. Принципиальная схема работы опробователя пластов на кабеле типа ОПК (по П. А. Бродскому)

Пороховой заряд: $ПЗ_1$ — нижний, $ПЗ_2$ — верхний; *КЗ* — кумулятивный заряд; *1* — герметизирующий башмак; *2* — прижимное устройство; *3* — баллон; *4* — клапан; *5* — поршень клапана; *6* — полость перфоратора; *7* — силовой поршень; *8* — возвратный поршень; *9* — рабочая жидкость (масло); *10* — пластовый флюид; *11* — промывочная жидкость

ная лаборатория ОПЛ-1, обеспечивающая полный объем исследования любым типом опробователя и оперативный анализ проб жидкости и газа, извлеченных из скважины.

Опробователи пластов на кабеле имеют малую глубинность исследований. В связи с этим опробование желательно проводить сразу же после вскрытия пласта до искажения призабойной зоны проникновением фильтрата промывочной жидкости. При малой глубине проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт (не более 15 см) характер насыщенности пласта устанавливается однозначно по преобладанию в пробе пластовой воды, нефти или газа. При глубоком проникновении фильтрата содержание в пробе даже небольших количеств нефти или наличие пленки ее может рассматриваться как один из признаков нефтеносности пласта. В общем случае, в зависимости от условий опробования и характера насыщенности пласта, в баллон может поступать вода, нефть, пластовый газ, промывочная жидкость, ее фильтрат и воздух. Углеводородная и неуглеводородная часть газовых проб (азот, кислород, углекислый газ, водород) исследуется на хроматографах.

Лабораторным путем определяются: физико-химические параметры нефти (плотность, вязкость, групповый состав и др.); количественное содержание анионов Cl^-, SO_4^{2-}, CO_3^{2-} и катионов Na^+, K^+, Ca^{2+} в жидкости, отобранной опробователем путем титрования различными индикаторами. По содержанию анионов и катионов устанавливается соотношение фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды в пробе.

Характер насыщения пластов (нефть, газ, вода) может оцениваться и по компонентному составу (как в случае газового каротажа), руководствуясь тем, что газ, растворенный в воде, попутный газ нефтяных месторождений и природный газ существенно различаются по своему составу. Кроме того, при интерпретации данных опробования пластов учитывают, что в газоносных пластах содержится наибольшее количество газа, нефтеносные пласты содержат больше газа, чем водоносные. В связи с этим в опробователях на поверхности необходимо сохранять и точно замерять объем отбираемого из пласта газа.

Количество нефти, попадающей в баллон при глубоком проникновении фильтрата, изменяется от нескольких миллилитров до пленок и радужных следов, обнаруживаемых люминесцентным анализом. При длительной промывке зоны проникновения отсутствует даже пленка, в этом случае прогнозирование характера насыщения производится по компонентному составу газа. Из-за неоднородности пород, слагающих пласт (различной пористости и проницаемости), глубины зоны проникновения по разрезу пласта изменяются. В результате из разных точек одного и того же нефтегазоносного пласта извлекают то нефть, то фильтрат промывочной жидкости, между тем компонентный состав газа, полученный для этих точек, сохраняется постоянным.

Отсутствие притока из пласта, подтвержденное несколькими опробованиями в разных точках, указывает на непроницаемость или слабую проницаемость пласта. Опробованные участки пласта дифференцируются по проницаемости соответственно скорости заполнения баллона пластовой жидкостью, что подтверждается керновыми данными и гидродинамическими исследованиями.

Данные ОПК находят широкое применение для уточнения результатов интерпретации промыслово-геофизических материалов и проводятся после завершения геофизических работ в скважине.

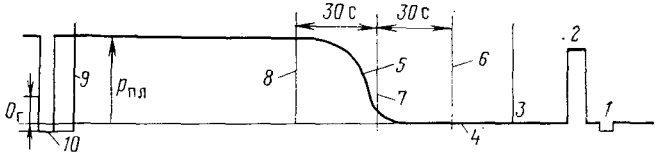


Рис. 186. График изменения давления в точке отбора пробы

— запись нуля гальванометра; *2* — запись стандарт-сигнала; *3* — метка открытия клапана; давление в баллоне: *4* — при отб ре жидкости, *5* — при полном его заполнении; *6—8* — метки времени; *9* — метка закрытия клапана; $O_г$ — отклонение

Особый интерес они представляют в тех случаях, когда результаты интерпретации каротажа являются неоднозначными. Опробование пластов на каротажном кабеле проводят на различных стадиях разведки нефтяных и газовых месторождений для решения следующих задач: выявления в разрезе коллекторов, оценки их насыщенности и эффективной мощности отдающей части пласта-коллектора, установления положения водонефтяного и газоводяного контактов, определения пластовых давлений. На рис. 186 приведен график давления в точке отбора пробы. Согласно фактическим данным пластовые давления, измеренные в необсаженной скважине методом ОПК и рассчитанные при пробной эксплуатации, расходятся в пределах 5 %. Критерием правильности работы прибора (датчика) является замер гидростатического давления в стволе скважины при отборе контрольной пробы из скважины. Опробование пластов на кабеле применяется главным образом при исследовании терригенных разрезов. В карбонатном разрезе из-за наличия трещинных и кавернозных коллекторов, препятствующих герметизации участков отбора пробы, ОПК затруднено.

§ 44. ОПРОБОВАНИЕ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ НА ТРУБАХ

Комплект испытательных инструментов КИИ предназначен для испытания на нефть и газ пластов, вскрываемых в процессе бурения, и по сравнению с опробователями на кабеле имеет ряд преимуществ: большие мощности испытываемых интервалов и объемы отбираемой из пласта жидкости; возможность количественного определения основных гидродинамических параметров пласта; от-

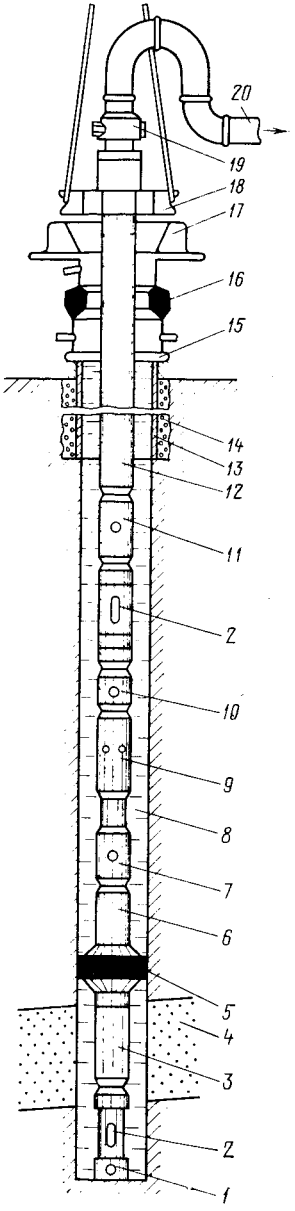


Рис. 187. Схема компоновки узлов КИИ

1 — опорный башмак; *2* — глубинные регистрирующие манометры; *3* — фильтр; *4* — испытываемый объект; *5* — пакер; *6* — безопасный переводник; *7* — ясс гидравлический; *8* — ствол скважины, заполненный промывочной жидкостью; *9* — испытатель пластов гидравлический, *10* — клапан запорный поворотный; *11* — клапан циркуляционный; *12* — бурильные трубы; *13* — обсадная колонна; *14* — цемент; *15* — крестовина; *16* — превентор; *17* — ротор; *18* — элеватор; *19* — контрольная головка — вертлюг; *20* — выкидная линия

сутствие ограничений при проведении испытаний в зависимости от литологии и типа коллектора. Кроме того, с помощью КИИ производят испытание на герметичность цементных мостов и колонн обсадных труб, осваивают низкопродуктивные и нагнетательные скважины, устанавливают место и характер утечки в обсадных трубах, определяют эффективность применения методов повышения проницаемости прискважинной зоны пласта и др. Объекты испытывают в открытом стволе по мере их вскрытия бурением в режиме приток — восстановление пластового давления. Комплект КИИ можно применять также при испытании объектов в скважинах, обсаженных колоннами.

Основными узлами КИИ, обеспечивающими испытание, являются: пакер, фильтр, испытатель пластов, запорный поворотный клапан и глубинные регистрирующие манометры. Остальные узлы, входящие в стандартный комплект испытательных инструментов — гидравлический ясс, циркуляционный и заливочный клапаны, безопасный переводник, опорный башмак, являются вспомогательными и служат для предупреждения возможных осложнений или облегчения их ликвидаций, а приборные патрубки — для установки глубинных регистрирующих приборов (манометров и термометра). Один из возможных вариантов компоновки КИИ схематично показан на рис. 187.

Пакер *5* обеспечивает изоляцию подпакерного участка от верхней части ствола скважины и устанавливается над объектом испытания. Пакеровка осуществляется за счет расширения в диаметре резинового элемента под воздействием осевой сжимающей нагрузки,

распакеровка — путем приложения осевой растягивающей нагрузки, под воздействием которой резиновый элемент возвращается в исходное положение. В штоке пакера имеется постоянно открытый канал для прохода пластового флюида.

Испытатель пластов гидравлический *9* устанавливается выше пакера и предназначен для герметизации полости бурильных труб при спуске-подъеме, сообщения ее с подпакерным пространством в процессе испытания пласта, регулирования депрессии на пласт, выравнивания давления в пространствах над и под пакером во время спуско-подъемных операций и передачи усилий к нижним узлам КИИ. Испытатель пластов имеет приемный и уравнительные клапаны.

Запорный поворотный клапан *10* устанавливается выше гидравлического испытателя и спускается в скважину в открытом положении. Он служит для перекрытия полости труб в процессе восстановления забойного давления и подъема инструмента. Запорно-поворотный клапан закрывают по окончании притока флюида вращением труб над КИИ. В практике испытания скважин с помощью КИИ могут применяться одно-, двух-, трех- и многоцикловые типы клапанов, позволяющие соответственно осуществлять цикл испытания (приток — восстановление давления) один, два, три раза и многократно.

Фильтр *3* устанавливается ниже пакера против испытываемого объекта и обеспечивает свободный проход пластового флюида к внутренним каналам КИИ, предохраняя их от засорения механическими примесями. Серийные фильтры представляют собой комплект из двухметровых секций труб с продольными щелями шириной 3 мм.

Глубинные регистрирующие манометры *2* предназначены для регистрации изменения давлений в процессе испытания пласта и спуска-подъема КИИ.

Полученные с их помощью диаграммы давлений позволяют оценить гидродинамические параметры испытываемого объекта и судить о технических условиях спуска —подъема КИИ, а также работе его отдельных узлов. Основной манометр устанавливается ниже фильтра за глухим переводником с целью регистрации изменения забойного давления (давления в скважине за фильтром), второй — в трубах между гидравлическим испытателем пластов и циркуляционным клапаном *11* для регистрации давления предварительного долива, прироста давления на притоке и прироста давления на спуске-подъеме вследствие негерметичности труб выше КИИ. Последний собирается снизу вверх и по мере готовности отдельных узлов звеньями спускается в скважину.

В процессе спуска КИИ приемный клапан ИПГ находится в закрытом положении, вследствие чего промывочная жидкость из скважины не может поступать в бурильные трубы, уравнительный же клапан ИПГ открыт и обеспечивает переток промывочной жидкости через шток пакера, снижая тем самым эффект поршневания.

Запорный поворотный клапан открыт. При спуске в бурильные трубы заливают промывочную жидкость или воду для создания заданного условиями испытания противодавления на пласт.

После окончания спуска инструмента оборудуют устье контрольной головкой и манифольдом для отвода пластового флюида. Затем за счет разгрузки о забой колонны бурильных труб создается осевое сжимающее усилие. Под действием этого усилия резиновый элемент пакера расширяется и перекрывает кольцевой зазор скважины. Вместе с тем происходит замедленное (за счет тормозного устройства) сжатие ИПГ, при котором уравнительный клапан его

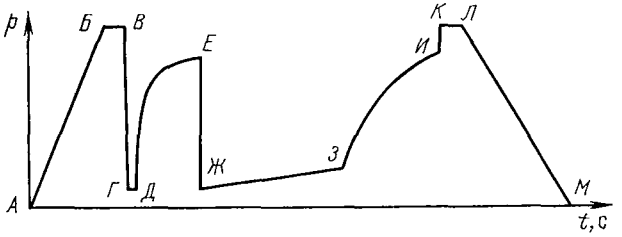


Рис. 188. Схематическая диаграмма давления забойного манометра

АБ — рост давления при спуске; *БВ* — установка и пакеровка инструмента; *ВГ* — падение давления вследствие сообщения подпакерного пространства с полостью труб при закрытии уравнительного и открытия приемного клапанов *ИПГ*; *ГД* — первый период притока; *Д* — момент первого закрытия *ЗПК*; *ДЕ* — начальный период восстановления давления; *ЕЖ* — повторное открытие ЗПК; *ЖЗ* — период притока; *З* — момент повторного закрытия ЗПК; *ЗИ* — период восстановления давления; *ИК* — уравнивание давления над и под пакером после закрытия приемного и открытия уравнительного клапанов; *КЛ* — освобождение пакера; *Л* и *М* — моменты начала и окончания подъема *КИИ*

закрывается, а приемный — открывается. С открытием приемного клапана изолированный подпакерный объем скважины (испытываемый объект) сообщается с пустой или частично заполненной полостью бурильных труб над КИИ. С этого момента начинается непосредственно процесс испытания объекта, сущность которого заключается в том, что инструмент в пакерованном состоянии с открытым приемным клапаном оставляют на время притока флюида, поступающего из пласта под действием перепада давлений через пластоиспытатель в полость бурильных труб.

Продолжительность притока устанавливается в зависимости от гидродинамических характеристик пласта, принятой технологии производства работ в данной скважине и с учетом необходимости получения представительной пробы. После окончания периода притока вращением труб закрывают запорный поворотный клапан. При этом подпакерное пространство изолируется от полости труб, начинается период восстановления давления. По окончании этого периода инструменту задают необходимое натяжение, поднимая его с забоя. При этом гидравлический испытатель пластов растягивается, его приемный клапан закрывается, а уравнительный — открывается, давление над и под пакером выравнивается и он принимает исходную форму. Если пакер не освобождается,

Таблица 14

Технические характеристики испытательных инструментов

Параметр	КИИ-65	КИИ2-95 (КИИ2М-95)	КИИ2-146 (КИИ2М-146)	МИГ-127	МИГ-146
Наружный диаметр, мм	65	95	146	127	146
Общая длина комплекта, м	20,0	21,6	17,8	27,2	27,4
Максимальная длина узла, м	2,6	2,5	2,3	2,9	2,9
Общая масса комплекта, кг	300	910	1200	5680	5440
Максимальная масса узла, кг	46	110	200	163	235
Размер присоединительных резьб, мм	3—50	3—76	3—121	3—101	3—121
Допустимая нагрузка, кН:					
сжатия	150	300	600	1250	1500
растяжения	100	250	400	600	700
Допустимый крутящий момент, кг·м	400	600	800	750	1000
Допустимое давление окружающей среды, МПа	80,0	80,0	70,0	100,0	—
Максимальная температура окружающей среды, °С:					
с обычной резиной	130	130	130	130	130
с температуростойкой резиной	200	200	200	200	200
Диаметр обслуживаемых скважин	76—109	109—150	190—295	195—243	190—195

пользуются яссом. Подъем инструмента осуществляется с постепенной доливкой жидкости в затрубное пространство, через каждые две-три свечи из труб отбирают пробы и определяют объем притока пластового флюида. Весь цикл операций контролируется с помощью глубинных манометров, установленных в КИИ.

Забойный регистрирующий манометр записывает изменение давления на спуске-подъеме КИИ и в процессе испытания пласта (притоке, восстановлении давления), манометр в трубах — при доливе труб и в период притока. Продолжительность полного цикла испытания (приток — восстановление давления) обычно составляет до 5 ч.

На рис. 188 схематически показана диаграмма давления, полученная забойным манометром, которая отражает изменение давлений во времени от вида операций. Обработка диаграмм давления дает возможность рассчитать такие параметры пласта, как: средний фактический и потенциальный дебиты, пластовое давление, гидропроводность, коэффициент средней эффективной проницае-

мости, коэффициент закупорки прискважинной зоны, коэффициент продуктивности и др.

Испытания с помощью КИИ в процессе бурения по сравнению с обычным методом испытания в колонне «снизу вверх» имеет следующие преимущества: промышленная ценность вскрытых пластов устанавливается с меньшими затратами средств и времени; целесообразность спуска в скважину обсадной колонны определяется заблаговременно; в процессе испытания исключается возможность притока жидкости (газа) по затрубному пространству. Применение пластоиспытателей особенно эффективно при исследовании многопластовых месторождений. Параметры пласта, определяемые при опробовании и испытании в процессе бурения, являются часто основными, необходимыми для проектирования систем разработки. Наличие глубокого проникновения фильтрата в пласт затрудняет выполнение работ как опробователями на кабеле, так и комплектом испытательных инструментов на трубах. Технические характеристики КИИ даны в табл. 14.

Глава X

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Для выполнения геофизических исследований скважин и определения глубин залегания объектов производственные партии оснащены специальным оборудованием: каротажными станциями, состоящими из подъемника и лаборатории каротажно-перфораторными самоходными подъемниками; ка отажным кабелем; источниками тока и др.

§ 45. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ

Грузонесущие геофизические кабели рассчитаны на номинальное переменное напряжение до 660 В и предназначены для геофизических исследований и прострелочно-взрывных работ в скважинах, бурящихся на нефть, газ, руду, уголь и другие полезные ископаемые. Они служат для спуска в скважину глубинных приборов и обеспечения их связи с наземной аппаратурой, неся при этом механическую нагрузку.

Каждый кабель имеет свою марку, характеризующую основные его элементы (табл. 15). Цифры после буквенного обозначения КГ (кабель геофизический) указывают соответственно на число жил в кабеле, номинальное разрывное усилие в килоньютонах (кН) и максимальную рабочую температуру (°С); последующие буквенные обозначения отражают особенности кабеля (Ш — шланговый, ШМ — шланговый маслостойкий). Устройство кабелей показано на рис. 189.

Для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в настоящее время наибольшее распространение получили брони-

рованные кабели. Они позволяют выполнять все виды геофизических работ в самых различных скважинных условиях. В одножильном бронированном кабеле медные и стальные проволоки малого диаметра скручены в одну жилу и покрыты резиновой (фторопластовой, полиэтиленовой) изоляцией и хлопчатобумажной оплеткой.

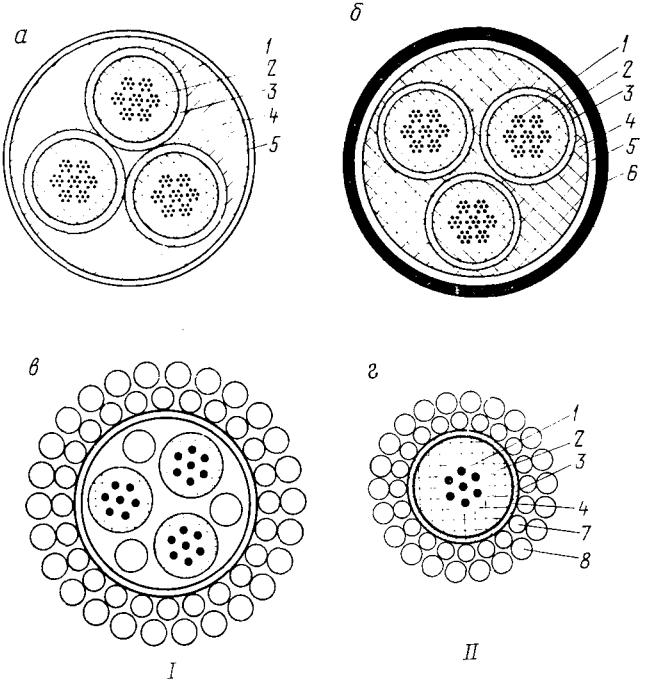


Рис 189. Устройство оплеточных (*а*), шланговых (*б*) и бронированных (*в г*) кабелей

I, *II* — трех- и одножильные бронированные кабели; *1* — токопроводящая жила кабеля; *2* — резиновая изоляция жилы; *3* — внешнее покрытие жилы; *4* — заполнитель; *5* — внешняя оплетка; *6* — внешнее резиновое покрытие; *7* — внутренняя бронированная оплетка; *8* — внешняя бронированная оплетка

В многожильных бронированных кабелях (трехжильном, семижильном) изолированные жилы скручены вместе и запрессованы в резиновый шланг, поверх которого наложена броня из двух повивов стальной проволоки.

Бронированные кабели имеют следующие существенные преимущества по сравнению с оплеточными и шланговыми: меньший диаметр при равном усилии на разрыв, большую плотность и лучшую проходимость в скважинах с промывочной жидкостью большой плотности и вязкости; более длительный срок эксплуатации и меньшую стоимость изготовления и др. К числу недостатков бронированных кабелей относятся трудность его ремонта (отыскание мест нарушения изоляции и сращивание кусков кабеля).

Таблица 15

Техническая характеристика некоторых грузонесущих геофизических кабелей

Марка кабеля	Число жил	Номинальный наружный диаметр, мм	Разрывное усилие, кН	Максимальная рабочая температура, °С	Электрическое сопротивление токопроводящих жил, Ом
КГ1-24-180	1	6,3	24	180	24,31
КГ1-53-180	1	9,2	53	180	24,31
КГ3-67-180	3	12,1	67	180	25,53
КГ7-68-180	7	12,5	68	180	25,53
КГ1-66-250	1	10,0	66	250	18,00
КГ1-59-220	1	9,9	59	220	20,00
КГ1-59-250	1	9,9	59	250	20,00
КГ3-78-250	3	14,1	78	250	20,00
КГ1-24-90	1	6,3	24	90	24,31
КГ1-53-90	1	9,4	53	90	40,00
КГ3-59-90	3	10,6	59	90	25,53
КГ7-68-90	7	12,5	68	90	25,53
КГ3-10-70	3	16,0	10	70	56,00
КГ3-18-70	3	18,8	18	70	38,00
КГ3-3-70Ш	3	12,4	3	70	50,00
КГ3-18-70ШМ	3	19,4	18	70	38,00

§ 46. ЗОНДЫ, ЭЛЕКТРОДЫ, ГРУЗЫ

Под зондом электрического каротажа понимается измерительное устройство, опускаемое в скважину, при проведении электрического каротажа, содержащее измерительные и токовые электроды. Их число и расстояние между ними в многоэлектродном зонде определяются комплектом зондов, используемых при выполнении записей с комплексным скважинным прибором. Верхний конец многоэлектродного зонда соединяется с кабелем, нижний— вводится в глубинный прибор (прибор КСП или коробку БКЗ). Механическое и электрическое соединение зонда с кабелем осуществляется с помощью стандартных кабельных наконечников и зондовых головок, которые могут быть двух типов: для бронированных и небронированных кабелей.

Электроды изготавливаются из свинцового провода диаметром 5—6 мм с сердцевиной из стальных проволок, служащих для увеличения прочности. Свинец обеспечивает более устойчивую электродную разность потенциалов на контакте с промывочной жидкостью по сравнению с другими металлами (медь, латунь, железо).

Грузы подвешиваются к зонду или к легким глубинным приборам для обеспечения надежности их спуска в скважину. Применяют грузы свинцовые и чугунные, которые поддаются разрушению в случае оставления их на забое. Свинцовый груз представляет собой цилиндрическую болванку, внутри которой имеется каркас,

выполненный из фасонного стержня или металлической трубы с отверстиями. Чугунные грузы состоят из фасонных колец, собранных на центральном стержне. Если при спуске кабеля в скважину одного груза окажется недостаточным, присоединяют несколько грузов.

§ 47. СПУСКО-ПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Блок-баланс служит для направления кабеля в скважину, с его помощью горизонтальное движение кабеля преобразуется в вертикальное. При исследовании скважин с необорудованным устьем применяются блок-балансы, которые могут крепиться к фланцу обсадной колонны или к муфте бурильных труб. С осью ролика через шестерни связаны датчик глубин и механический счетчик оборотов, устанавливаемые на щеках блок-баланса.

Датчик глубин представляет собой сельсин-мотор, помещенный в герметичный кожух, и служит для дистанционной передачи вращения мерного ролика лентопротяжному механизму регистратора и счетчикам глубин, установленным на контрольных панелях подъемника и лаборатории. Сельсинная передача используется также и для измерения скорости движения кабеля.

Для контроля за натяжением кабеля на блок-балансе устанавливается датчик натяжения — пружинный, тензометрический или индуктивно-пружинный динамометр, связанный с индикатором натяжения, шкала которого градуируется в единицах силы (кН). Блок-баланс устанавливают над устьем скважины так, чтобы кабель, проходя по желобу ролика, попадал в центр устья скважины.

Спуск и подъем кабеля в скважину производится с помощью лебедки. Основными ее частями являются рама, барабан, на который наматывается кабель, привод барабана, тормоз, коллектор и кабелеукладчик. Барабан выполнен из немагнитной стали и состоит из цилиндра и двух щек. На одной щеке смонтировано колесо цепной передачи, на другой — храповое колесо, фиксирующее барабан с помощью собачки при остановках лебедки. Вращение барабана обычно производится от ходового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и двухскоростной редуктор.

Скорость вращения барабана лебедки регулируется при помощи коробки передач, редуктора и числом оборотов двигателя. Лебедка снабжена ленточными тормозами, включающимися с помощью рычага и тяги. Коллектор служит для подключения измерительной схемы каротажной станции к жилам и бронированной оплетке кабеля, намотанного на барабан.

Он состоит из вращающейся части, связанной с валом барабана лебедки, и невращающейся части (корпуса), закрепленной на раме лебедки. Наибольшее распространение в современных лебедках получили маслонаполненные восьмидисковые коллекторы с щетками, обеспечивающие подключение к измерительной схеме одно-, трех-, или семижильного бронированного кабеля.

Размеры и конструкция лебедки выбираются в зависимости от предельной глубины исследуемых скважин и типа каротажного кабеля. Большинство лебедок, применяющихся в настоящее время, рассчитано на работу с любым типом бронированного кабеля (одножильным, трехжильным, семижильным).

§ 48. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИН

Определение глубин залегания изучаемых объектов (местоположения зонда, прибора, аппарата) при геофизических исследованиях скважин производится по длине спущенного кабеля. Точное измерение длины кабеля, спущенного в скважину, осуществляется путем нанесения на него через определенные расстояния (10—40 м) магнитных меток.

Кабель в скважине испытывает натяжение, под действием которого его длина увеличивается. Величина этого натяжения зависит от собственного веса кабеля и скорости его движения, веса прибора, плотности и вязкости промывочной жидкости и др.

В связи с этим разметку кабеля и проверку положения меток необходимо выполнять при условиях, близких к условиям работы кабеля в скважине. Наиболее часто кабель размечают с помощью автоматической разметочной установки в стационарных условиях. Стационарная разметочная установка состоит из перемоточной лебедки, динамометра для определения натяжения и собственно разметочного устройства. Разметочное устройство включает электромагнит для нанесения меток, меткоуловитель, стирающую головку и электронное устройство для управления их работой.

Мерная база установки (расстояние между электромагнитом и меткоуловителем) составляет 20 м и промеряется мерной стальной лентой с погрешностью $\pm$ 0,02 %. Если кабель не находился в эксплуатации, то перед разметкой его несколько раз опускают в скважину с тяжелым грузом, чтобы свести до минимума искажение глубин за счет необратимого удлинения (необратимое удлинение нового кабеля может достигать 2—3 м на 1 км).

Более точные результаты получают при автоматической разметке кабеля во время его движения в скважине. В этом случае магнитные метки наносятся на кабель в процессе его спуска или подъема (в зависимости от вида работ) при фактически действующих натяжениях.

Разметка кабеля оформляется соответствующим актом. Длина спущенного в скважину кабеля (глубина положения зонда, прибора) отсчитывается от точки отсчета глубин. При исследованиях нефтяных и газовых скважин за точку отсчета глубин обычно принимают уровень стола ротора (реже пол буровой). Если на скважине отсутствует бурильный станок, то за точку отсчета можно принять уровень земной поверхности или фланца обсадной колонны.

В процессе каротажа скважины метки, нанесенные на кабель, отмечаются на диаграмме, которая протягивается синхронно с подъемом (спуском) кабеля при помощи лентопротяженного механизма регистратора. Скорость протяжки зависит от заданного масштаба глубин.

Стандартными масштабами глубин в большинстве районов приняты масштабы 1 : 500 по всему разрезу скважин и 1 : 200 в продуктивной (перспективной) части разреза.

Точка, относительно которой метка отмечается на диаграмме, называется точкой отметки глубин. При автоматической отбивке меток с помощью магнитного меткоуловителя, что наиболее часто применяют в практике, на диаграмме фиксируется метка в момент ее прохождения через плоскость стола ротора, т. е. в этом случае точки отсчета и отметки глубин совпадают.

Ориентировочная глубина положения зонда (прибора) в скважине определяется по показаниям механического счетчика глубин, на котором перед спуском кабеля устанавливают глубину, равную цене первой метки. Погрешность в определении глубин при каротаже не должна превышать: для скважин глубиной до 1 км — 1 м; от 1 до 2 км — 1,5 м; от 2 до 3 км — 2 м; от 3 до 4 км — 2,5 м; от 4 до 5 км — 3 м; от 5 до 6 км — 4 м и свыше 6 км — 5 м.

Величина фактической погрешности в определении глубин обычно оценивается как половина расхождения в глубинах по результатам повторных измерений.

Точность определения глубины спуска перфоратора (грунтоноса, торпеды) должна быть выше, чем при каротаже. Допустимая погрешность в глубинах при перфорации и отборе грунтов 0,3 м на 1 км. Для обеспечения такой точности необходимо заведомо ознакомиться с условиями определения глубин, применять соответствующий кабель, тщательно измерять его длину с учетом натяжения при спуско-подъеме.

Для проверки подготовленности ствола скважины к прострелочно-взрывным работам, оценки состояния и длины кабеля, его разметки, отбивки забоя, а также проверки работоспособности индикаторов, приборов подъемника и др. сначала производят пробный спуск кабеля с контрольным шаблоном. В процессе его подъема производят привязку индикаторных приборов к естественным или искусственным контрольным реперам в скважине, в качестве которых в открытом стволе могут быть четко выраженные характерные показания на кривых ПС, ГК, а также радиоактивные пули, устанавливаемые в зоне отстрелов или взрывов. В колонне труб в качестве контрольных реперов обычно используются муфтовые соединения, магнитные метки, радиоактивные пули и характерные показания на кривых РК.

К таким реперам можно привязываться с помощью соответствующих скважинных приборов. Глубины привязки к реперам, границам интервалов и точкам пласта, в которых предусматривается отстрел или взрыв, на кабеле отмечают временными метками.

Номера меток, контрольные реперы и соответствующие им глубины по показаниям счетчиков указывают в Акте промера кабеля.

Заряженные перфораторы и грунтоносы при первом спуске устанавливают так, чтобы нижний ствол или заряд находились несколько выше нижней границы интервала исследования. Если вскрываемая часть пласта граничит с водоносной, то перфоратор должен устанавливаться выше этой границы на расстоянии не менее 0,5 м. Установка грунтоносов обычно осуществляется по кривой ПС. В этом случае вблизи сборки грунтоноса устанавливают электрод для записи ПС, подключенный к одной из жил кабеля (при работе с трехжильным кабелем) или к свободному контакту селективного переключателя (при работе с одножильным кабелем). На кривой ПС, записанной ранее (например, при пробном спуске), намечают точку отбора грунта и реперную точку вблизи нее. В зависимости от расположения реперной точки относительно глубины установки грунтоноса кабель перемещают (вверх при $l>0$, вниз при $l<0$) на расстоянии

$$l = l_э + l_р - l_о,$$

где $l_э$ — расстояние от электрода, предназначенного для записи ПС, до байка, которым предполагается отбор образца (в м); $l_р$ — глубина реперной точки по кривой ПС (в м); $l_о$ — глубина отбора образца по кривой ПС (в м).

Для установки перфоратора (торпеды) на заданной глубине наиболее часто пользуются муфтами обсадной колонны или магнитными метками. В этом случае при пробном спуске производят одновременную регистрацию кривой радиоактивного каротажа и локатора муфт (магнитных меток). На полученных диаграммах отмечают интервал перфорации или глубину установки торпеды. Перфоратор (торпеду) снабжают локатором. После совмещения локатора с реперной муфтой (меткой) перемещают кабель (вверх при $l>0$, вниз при $l<0$) на расстояние $l = l_л + l_р - l_о$, где $l_л$ — расстояние от катушки локатора до нижнего заряда перфоратора (середины торпеды) (в м); $l_р$ — глубина реперной муфты (метки) по диаграмме (в м); $l_о$ — нижняя граница интервала прострела или торпедирования по диаграмме (в м).

Погрешность в установке перфоратора (грунтоноса, торпеды) на заданной глубине, таким образом, не превышает $\pm$ 0,3—0,5 м и, что очень важно, не зависит от глубины проведения прострелочно-взрывных работ.

§ 49. АВТОМАТИЧЕСКИЕ КАРОТАЖНЫЕ СТАНЦИИ

Автоматические каротажные станции предназначены для производства комплекса геофизических исследований скважин и состоят из следующих основных элементов: 1) скважинных приборов и зондов, являющихся датчиками измеряемой по стволу скважины или на определенной ее глубине фи-

зической величины; 2) наземной аппаратуры (лаборатории), позволяющей регистрировать в аналоговой (диаграммной) или цифровой форме показания скважинных приборов и зондов; 3) кабеля, с помощью которого осуществляется перемещение скважинных приборов и их связь с наземной измерительной аппаратурой; 4) спуско-подъемного оборудования с приборами управления и контроля за спуско-подъемными операциями. Спуско-подъемное оборудование монтируется на грузовом автомобиле либо совместно с измерительной аппаратурой, либо самостоятельно (самоходные каротажные подъемники).

Самоходные каротажные подъемники

Самоходный каротажный подъемник представляет собой специально оборудованный грузовой автомобиль с теплоизоляционным крытым кузовом и установленным на нем спуско-подъемным оборудованием (рис. 190).

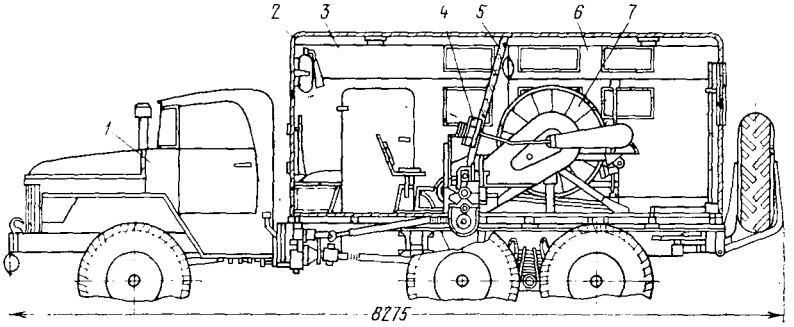


Рис. 190. Самоходный каротажный подъемник ПК-4

1 — автомобиль «Урал-375»; *2* — кузов из армированного пенопласта; *3* — кабина лебедчика; *4* — контрольная панель; *5* — перегородка; *6* — лебедочное отделение; *7* — лебедка

Кузов автомобиля разделен перегородкой на две части—лебедочное отделение и кабину лебедчика. В лебедочном отделении установлена лебедка с кабелем и размещаются во время транспортировки блок-балансы, скважинные приборы, катушки с соединительными проводами и др. В кабине лебедчика размещены рычаги управления лебедкой, контрольная панель с переговорным устройством, штурвал привода кабелеукладчика, двухскоростной редуктор, дублеры управления оборотами двигателя, стартером и сцеплением автомобиля и др.

В зависимости от глубины исследуемых скважин и марки используемого кабеля применяются различные типы каротажных подъемников. Основными из них являются подъемники ПК-1, ПК-2, ПК-4 и ПК-С, предназначенные соответственно для производства

спуско-подъемных операций в скважинах глубиной до 1; 2 ; 4 км и в сверхглубоких скважинах.

Наиболее широкое применение для исследования глубоких скважин получили подъемники ПК-4 (см. рис. 190), а для исследования неглубоких — ПК-2, монтирующиеся на автомобилях повышенной проходимости «Урал-375А» и ЗИЛ-131А.

Лаборатории

Лаборатория представляет собой необходимую для выполнения геофизических исследований измерительную аппаратуру, смонтированную в утепленном закрытом кузове грузового автомо-

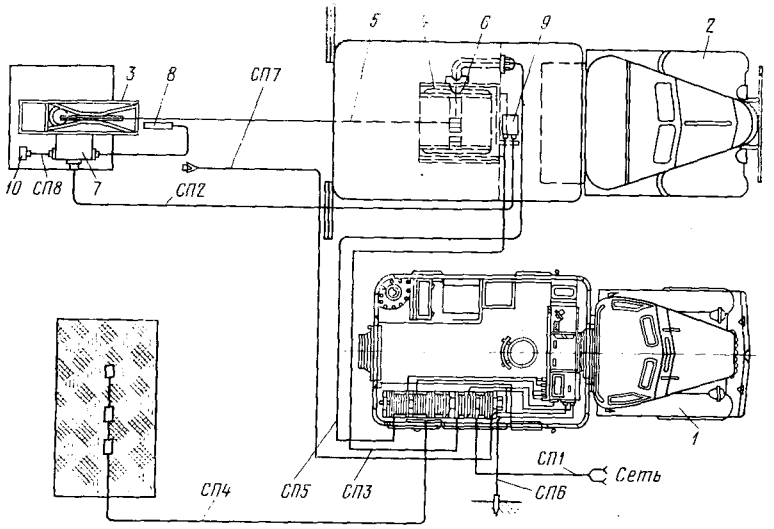


Рис. 191. Схема внешних соединений лаборатории при работе с датчиком глубин из комплекта подъемника

1 —лаборатория; *2* — подъемник; *3* — блок-баланс; *4* — лебедка; *5* — кабель; *6* — коллектор лебедки подъемника; *7* — датчик глубин; *8* —датчик натяжения из комплекта подъемника; *9* — контрольная панель подъемника; *10* —выносной динамик; *СП1—СП8*— соединительные провода

биля. Принципиальные электрические схемы измерительной аппаратуры каротажных станций на трехжильном и одножильном кабеле показаны на рис. 108, 109, а схема внешних соединений лаборатории и подъемника при выполнении геофизических работ в скважине — на рис. 191.

Источники питания

Автоматические каротажные станции запитываются от промысловой электрической сети переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 или 127 В. При отсутствии на буровой сети переменного тока каротажные станции могут запитываться автономно от бензоэлектрического агрегата переменного тока, который пред-

ставляет собой однофазный генератор переменного тока с приводом от бензинового двигателя. Питание станции осуществляется через силовой блок, который подключается к сети на буровой или к бензоэлектрическому агрегату с помощью специального сетевого кабеля. Силовой блок служит для трансформации напряжения внешней сети в напряжения, необходимые для питания отдельных узлов станции, и представляет собой секционный силовой трансформатор со щитком.

Подача в станцию необходимых напряжений постоянного тока производится путем выпрямления переменного тока от силового блока с помощью унифицированного источника питания типа УИП-К. Унифицированными источниками питания в настоящее время комплектуются все автоматические каротажные станции. Станции типа АКС комплектуются также электромашинными усилителями (ЭМУ), служащими для преобразования постоянного тока в ток низкой частоты (6—8 Гц), необходимый для питания токовых электродов каротажного зонда.

§ 50. ПРОВЕДЕНИЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Спуск геофизических приборов в скважину производят только после ее соответствующей подготовки. Подготовка скважины заключается в основном в промывке ствола и проработке его долотом номинального диаметра для ликвидации уступов, резких переходов, пробок, сальников и мест сужений. Промывочная жидкость в интервале каротажа должна быть однородной, параметры ее должны соответствовать значениям, предусмотренным в геолого-техническом наряде. Устье скважины оборудуется в зависимости от вида работ согласно действующим инструкциям. Готовность скважины к геофизическим исследованиям удостоверяется специальным актом. После развертывания каротажной станции, подключения ее к электрической сети и проверки работы всей измерительной схемы и оборудования глубинный прибор опускают в скважину. Устанавливают на счетчиках глубин показания с учетом расстояния от точки записи скважинного прибора (зонда) до точки отсчета глубин (обычно уровень стола ротора, фланца обсадной трубы) и начинают спуск. Спуск кабеля должен происходить равномерно со скоростью не более 5000—6000 м/ч. Скорость спуска контролируется по тахометру. В процессе спуска кабеля внимательно следят за перемещением скважинного прибора и в случае его остановки прекращают спуск, чтобы не допустить перепуска кабеля и завязывания «узлов». Контроль за движением прибора в скважине может осуществляться по натяжению кабеля и показаниям гальванометра, регистрирующего один из параметров (обычно ПС). В некоторых случаях из-за наличия пробок и сальников спуск затрудняется и возникает необходимость в использовании тяжелых специальных грузов. Если при этом преодолеть препятствие не удается, скважину прорабатывают повторно. В особо трудных условиях

применяют «каротаж через бурильный инструмент». По окончании спуска производят отбивку забоя, устанавливают соответствующие масштабы записи диаграмм и сразу же начинают подъем. Подъем осуществляется со скоростью, зависящей от технических возможностей аппаратуры, вида и конкретных условий измерений.

После подъема с помощью легости прибор извлекают из скважины, отсоединяют его от кабеля, проверяют изоляцию и цепь кабеля, убеждаются в исправности аппаратуры и оборудования и готовятся к проведению следующего вида исследований или к окончанию работ.

Глава XI

АВТОМАТИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Автоматическая обработка и интерпретация каротажных диаграмм с применением ЭВМ значительно ускоряет выдачу заключений по скважине и существенно повышает их геологическую эффективность.

§ 51. ПОДГОТОВКА ДАННЫХ ГИС ДЛЯ ОБРАБОТКИ НА ЭВМ

Для обработки данных ГИС на ЭВМ их необходимо преобразовывать в цифровую форму — перейти от кривых к последовательности чисел a_i, характеризующих значения геофизических величин на различных глубинах. Используются два способа преобразования каротажных данных в цифровую форму: с равномерным и неравномерным интервалом (шагом квантования) по глубине.

При равномерном постоянном шаге квантования каротажная кривая заменяется последовательностью чисел $a_1, a_2, \ldots, a_i, a_{i+1}, \ldots, a_n$. Глубину каждого числа (точки) определяют по формуле $Z = Z_1 \pm \Delta i$, где Z_1 — глубина первой точки; i — порядковый номер точки; Δ — шаг квантования.

Для избежания неточности в определении глубин Z_i, из-за погрешности в величине Δ, последовательность чисел a_i разбивают на зоны. Длина зоны, ее начало и конец определяются по сигналу меткоуловителя «метка» и соответствуют интервалам в 20, 40, 80 м. Глубина Z_i числа a_i вычисляется по формуле

$$Z_i = (K - 1)\, l - \Delta i, \qquad (XI.1)$$

где l — расстояние между метками на кабеле; K — номер зоны; i — номер точки внутри зоны; Δ — шаг квантования, равный, 0,1—0,2 м.

Неравномерная (переменная) система квантования характеризуется тем, что цифровые данные наносятся на перфоленту с нерав-

номерным по глубине шагом квантования. Для этого результаты измерений через постоянные интервалы глубин (обычно 0,0625 м) преобразуют в цифровой код и сравнивают с ожидаемыми значениями, предполагая, что наклон каротажной кривой является постоянным. Из сравнения равномерной и неравномерной систем квантования следует, что при использовании неравномерной системы квантования происходит уплотнение цифрового материала в 1,2—2,5 раза. Это создает условия для передачи информации по каналу связи в более короткое время. Однако применение неравномерной системы квантования связано с использованием более сложной и совершенной аппаратуры по сравнению с равномерной системой квантования. В связи с этим на практике преимущественное использование находит равномерная система квантования.

§ 52. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ В ЦИФРОВУЮ ФОРМУ

Преобразование промыслово-геофизических данных в цифровую форму осуществляется: 1) считыванием показаний с уже готовых кривых преобразователем каротажных диаграмм; 2) в процессе проведения измерений непосредственно на скважине цифровыми каротажными регистраторами.

Преобразователи каротажных диаграмм применяются в тех случаях, когда преобразованию подлежат такие данные, которые в процессе их измерений не могут быть зарегистрированы в цифровой форме, а также для обработки старого фонда каротажных диаграмм.

Для преобразования каротажных диаграмм в цифровую форму находит применение полуавтоматический преобразователь Ф001. Преобразователь состоит из собственно преобразователя, ленточного перфоратора и приставки к карточному перфоратору. Прибор рассчитан на преобразование в цифровую форму каротажных или любых других кривых, зарегистрированных в функции глубины (или времени) на осциллографной либо диаграммной бумаге шириной до 200 мм. Преобразование производится через постоянный интервал — шаг квантования по длине диаграмм, величина которого (Δ равна 0,5, 1 или 2 мм) устанавливается в зависимости от сложности кривых.

Отклонение a_i кривой от ее нулевой линии в миллиметрах преобразуется в восьмиразрядное число в двоичном коде. Это число, а также масштаб (порядок p, выраженный двумя разрядами) записываются на перфоленту или перфокарту. Если необходимо отметить на диаграмме какую-либо характерную точку, на ней пробивается отверстие, которое отмечается при преобразовании.

Запись показаний в одной точке составляет слово, которое на перфоленте состоит из пяти строк: трех строк кода числа a_i, одной строки кода масштаба (два разряда) и признака характерной точки

(один разряд) и одной строки признака конца слова. На перфокарте слово состоит из одной строки. Номера (адреса) слов i соответствуют номерам точек преобразований кривой.

Величина геофизического параметра a_i и соответствующая ему глубина Z_i определяются по формулам

$$a_i = na_0^p a_i; \qquad (XI.2)$$

$$Z_i = Z_1 \pm \frac{\Delta}{N}(i-1), \qquad (XI.3)$$

где n — масштаб параметра основной кривой; a_0 — коэффициент кратности масштабов; p — показатель степени (порядка), коэффициент краткости; N — масштаб кривой по глубине.

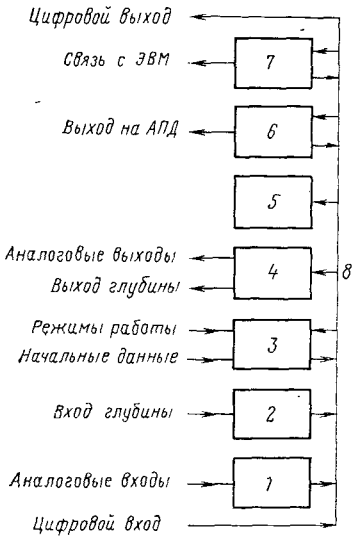


Рис. 192. Блок-схема регистратора «Триас»

Цифровая регистрация результатов измерений на буровой способствует оперативной передаче их на вычислительный центр. В Советском Союзе для регистрации результатов измерений на скважине используют регистраторы «ТРИАС», ЛК-101, Н055.

Цифровой регистратор «ТРИАС» предназначен для записи данных каротажа на магнитной ленте в цифровой форме для обработки на ЭВМ типа ЕС и передачи по линиям связи. На одной кассете регистратора могут быть размещены сведения о разрезе скважины в 2 км. Регистратор обеспечивает высокую точность записи данных, подаваемых на вход в аналоговой или в цифровой форме, воспроизведение этих данных в аналоговом и цифровом виде, прямую совместимость с ЭВМ типа ЕС.

Блок-схема регистратора «ТРИАС» показана на рис. 192. Регистратор содержит пятнадцатиканальный аналого-цифровой преобразователь (АЦП) *1*; корректируемые по меткам глубины 2; контроллер (устройство управления) *3*; пятнадцатиканальный цифроаналоговый преобразователь (ЦАП) *4*; устройство индикации *5*, блок связи с аппаратурой передачи данных (АПД) *6* и накопитель на магнитной ленте (НМЛ) *7*. Цифровая информация и команды управления передаются к устройствам регистратора по шинам интер—фейса *8* под управлением контроллера в соответствии с установленным режимом работы.

Предусмотрены различные режимы работы: контроль, запись заголовка и конца данных, запись проверки калибровок, запись

данных, поиск записи, воспроизведение для передачи на АПД, запись при приеме с АПД. При всех операциях записи предусмотрен контроль путем воспроизведения во время записи. Цифровая индикация и преобразование информации в аналоговую форму могут производиться как до записи на магнитную ленту, так и после воспроизведения с ленты.

С каротажной станцией регистратор соединяется по аналоговым входам АЦП, входу счетчика глубины и выходам ЦАП или по шинам интер—фейса при наличии в станции цифровых устройств. Связь с ЭВМ ЕС осуществляется путем пересылки кассет магнитной ленты. Конструктивно преобразователь оформлен в виде блока преобразователей и накопителя на магнитной ленте, установленных на стойку шириной 480 мм. В регистраторе применены интегральные компоненты и электродвигатели с печатными обмотками.

Кодированию в регистраторе подвергаются сведения об измеряемых геофизических параметрах, о глубине и символьная информация служебного характера (начало и конец записи, калибровки). Для представления цифровых данных используется двоично-десятичная система счисления. С целью кодирования символьной информации применяется код ДКОИ. Основной единицей информации в регистраторе, как и в ЭВМ типа ЕС, принимается байт. В каждом байте записываются две десятичные цифры. Для единичной зоны записи, содержащей данные с одной точки ствола скважины, предусмотрено 64 байта. В них размещается информация о глубине и данные 15 информационных каналов. Шаг квантования по глубине предусматривается через 10 или 1 см.

Передача данных измерений в вычислительный центр может быть осуществлена следующими способами: 1) пересылкой записей результатов геофизических исследований; 2) передачей геофизической информации по телетайпу; 3) передачей геофизической информации по коротковолновой радиолинии и радиорелейной линии.

§ 53. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОБРАБОТКИ ИНФОРМАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

В результате большого объема научных исследований по математическому и техническому обеспечению машинной обработки данных ГИС как в СССР, так и за рубежом создано большое число алгоритмов и программ для решения различных задач ГИС. Разработка их послужила основой для создания ряда автоматизированных систем оперативной интерпретации, которые сейчас внедрены или внедряются в практику геофизических исследований скважин.

Расширение круга рассматриваемых геофизических вопросов, повышение требований к объему, качеству и детальности обработки данных с учетом современных тенденций развития вычислительной техники вызвало необходимость разработки новой АСОИГИС для ЭВМ третьего поколения. Работы в этом направлении ведутся

в течение ряда лет странами СЭВ. В настоящее время выработан ряд требований, которым должна отвечать создаваемая АСОИГИС.

Создаваемая АСОИГИС призвана решать следующие задачи:

1) сбор геолого-геофизических данных в базу данных;

2) создание территориального банка данных для отдельных промыслово-геофизических предприятий и ведение его;

3) решение задач оперативной интерпретации;

4) решение задач сводной и обобщающей интерпретации данных ГИС и геологической информации.

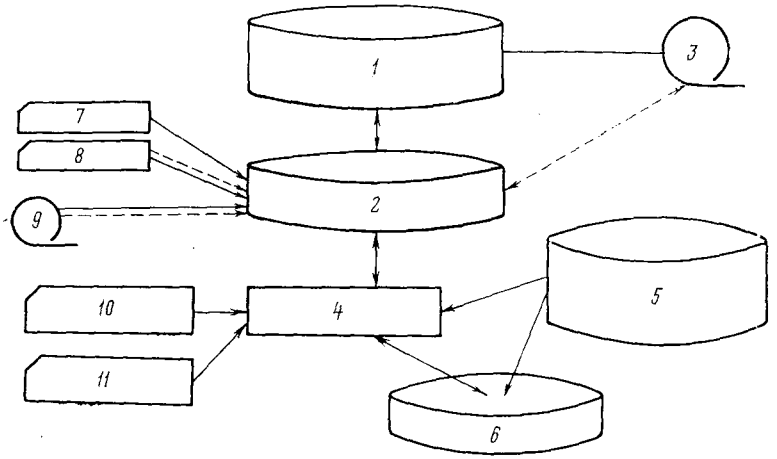


Рис. 193. Схема обработки и ведения банка данных АСОИГИС

1 — база данных (справочники, каталоги, палетки, характеристики кривых и разреза, результаты обработки); *2* — временная база данных (информация, относящаяся к одному заданию); *3* — архив; *4* — оперативная память; *5* — библиотека программ (сервисные и геофизические программы АСОИГИС); *6* — средства операционной системы (ОС ЕС); *7* — характеристики скважин; *8* — характеристики кривых; *9* — первичная магнитная лента с кривых; *10* — задания на обработку геофизических данных; *11* — задания по ведению банка данных

Основными составляющими АСОИГИС являются: 1) ЭВМ третьего поколения; 2) специализированные устройства сбора, подготовки, передачи, визуализаций данных и оргтехники; 3) программное обеспечение.

В настоящее время наиболее полно современным требованиям отвечает АСОИГИС, разработанная Центральной геофизической экспедицией (ЦГЭ) Министерства нефтяной промышленности для ЭВМ типа ЕС—1040, работающая с оперативной системой ОС ЕС. Основной отличительной компонентой АСОИГИС является база данных, образующая совместно с системой управления базой данных — банк данных (рис. 193).

База данных подразделяется на два типа: постоянная, предназначенная для длительного хранения геофизической информации

и временная, существующая в момент выполнения задания. В общем случае АСОИГИС использует следующие материалы: исходные цифровые каротажные кривые, информацию о геолого-геофизических особенностях разреза; результаты обработки, номограммы, системную информацию, включающую описатели программ и описатели табличных документов.

Технологическая схема работы АСОИГИС распадается на ряд этапов: инициализация базы данных, загрузка в базу описателей программ, описателей документов, палеток и номограмм. Перечисленные этапы предшествуют обработке и осуществляются единожды при создании базы. По мере включения в библиотеку новых программ в базу заводятся новые описатели программ, описатели новых документов, палеток и номограмм.

Обработка скважинных материалов включает следующие этапы: ввод табличных документов с информацией о скважине и разрезе, ввод каротажных кривых, составление заявки на обработку; проведение обработки на ЭВМ с записью результатов в постоянную базу данных, выдачу заключения в табличной и графической формах.

Для оперативной интерпретации разработана библиотека программ, позволяющих проводить разного уровня обработку комплекса детальных исследований:

а) предварительную обработку для оценки значений различных констант, используемых при интерпретации (построение кроссплотов);

б) качественную оперативную интерпретацию с использованием метода нормализации;

в) детальную обработку с выдачей подсчетных параметров (отбивка границ пластов; литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов; оценка нефтегазоносности пласта и др.).

Возможности ЭВМ третьего поколения позволили использовать в обрабатывающих программах эффективные процедуры обработки, такие как фильтрация, нелинейная оптимизация, многомерный регрессионный анализ и др. В составлении библиотеки обрабатывающих программ принимают участие научные и производственные организации (ВНИИНПГ, ВНИИГеофизика, СКТБ ПГ, ВНИИГИС, геофизические тресты, Укрнефтегеофизика). Для оперативной интерпретации разработаны программы, охватывающие основные ее этапы: корректировку глубин; отбивку границ пластов; определение удельного сопротивления пластов; литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов; оценку нефтегазоносности пласта и др.

С применением вычислительной техники стало возможным использовать аппарат многомерного регрессионного анализа для решения задач, стоящих перед ГИС, когда исследуется связь между одним параметром и совокупностью других.

Глава XII

ОРГАНИЗАЦИЯ, ПЛАНИРОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН; ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

§ 54. ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

В системе геологоразведочных отраслей промышленности выполнение геофизических работ в скважинах осуществляется специальной геофизической службой. Основной производственной единицей является промыслово-геофизическая партия (табл. 16).

Таблица 16

Состав промыслово-геофизических партий (отрядов) на базе и вне ее, предназначенных для выполнения различных видов работ

Исполнитель	Разряд	На базе						Комплексные геофизические исследования и ПВР вне базы[2]
		Комплексные исследования			Прострелочно-взрывные работы	Радиоактивные методы	Инклинометрия	
		без ПВР[1]	с ПВР	в структурно-картировочных скважинах				
Начальник партии (ответственный за выполнение работ) . . .	—	1	1	1	1	1	1	1
Геофизик	—	1	1	—	—	—	—	1
Техник-геофизик . . .	—	1	1	1	1	1	1	1
Рабочий-перфораторщик	4	—	1	—	1	—	—	—
	6	—	1	—	1	—	—	1
Машинист подъемника (глубина скважин более 1000 м)	5	1	1	1	1	—	1	1
Моторист лаборатории .	4	1	1	—	1	1	—	1
Рабочий	3	—	—	1	1	—	1	1
Итого		5	7	4	7	3	4	7

[1] ПБР—прострелочно-взрывные работы.
[2] При нахождении партии вне базы (экспедиции) в случае производственной необходимости может быть введена должность наладчика геофизической аппаратуры 6-го разряда.

Заказы на выполнение геофизических исследований скважин поступают от управления буровых работ (УБР) и нефтегазодобывающих (НГДУ). Число партий определяется объемом договорных работ и расстоянием от места базирования партий до объектов исследования. Если число партий превышает 14, создается промыслово-геофизическая контора (ПГК). При меньшем числе партий

(от 5 до 14) организуются геофизические экспедиции. Для проведения геофизических работ в скважине установлен определенный порядок. Начальник партии перед выездом на скважину получает заявку (наряд). В заявке указывается общий объем работ и раздельно по видам и интервалам исследований данные о конструкции скважины и времени производства работ. По прибытии на скважину начальник партии проверяет подготовленность скважины для выполнения в ней геофизических исследований. Подготовка скважин должна обеспечить на время производства геофизических работ беспрепятственный спуск и подъем приборов по стволу скважины. Это достигается проработкой некрепленого интервала ствола скважины долотом номинального диаметра для ликвидации мест сужений, уступов, сальников и пробок, а также приведения параметров промывочной жидкости к значениям, предусмотренным в геолого-техническом наряде. Для производства прострелочных работ стенки обсадной колонны очищаются от цементной корки, а при повторной перфорации колонна райбируется и шаблонируется. Устье скважины, рабочая площадка и подъезд к ней подготавливаются для установки аппаратуры, оборудования и выполнения работ по спуску и подъему приборов.

Геофизические материалы, полученные на скважине, после предварительной обработки передаются интерпретационной партии. Интерпретационная партия входит в состав промыслово-геофизической конторы или экспедиции и подчиняется главному геологу конторы (экспедиции). В задачи интерпретационной партии входит обработка, геолого-геофизическая интерпретация геофизических материалов, оформление, выдача заключений и рекомендаций по результатам исследований.

Промыслово-геофизические конторы, экспедиции и отдельные партии области, края или республики объединяются в геофизический трест. Геофизические тресты включают и подразделения разведочной геофизики, но могут быть и специализированными, например выполнять только промыслово-геофизические работы. Геофизические тресты, конторы и экспедиции подчиняются управлениям геофизических работ соответствующих министерств. Основными задачами всех подразделений геофизической службы являются: организация бесперебойного обслуживания скважин, улучшение технико-экономических показателей и повышение геологической эффективности геофизических работ.

§ 55. ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

План работ геофизического предприятия на предстоящий год составляется на основе заявок от геологоразведочных и буровых организаций, представляемых геофизическому предприятию уже в третьем квартале текущего года. Заявки на производство промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работ на год должны

содержать следующие сведения: местонахождение скважин (район работ); число скважин; целевое назначение бурения; проектная глубина и конструкция скважин; геологические и технические задачи, поставленные перед геофизическим предприятием; виды и объемы геофизических работ в скважинах; предполагаемое число выездов геофизических партий на буровую; планируемые сроки бурения отдельных скважин и др.

На основании плана и программы ГИС в текущем году по действующим нормам (Единым нормам времени на геофизические исследования в скважинах) рассчитывают объем работ по видам исследований, выраженный в физических единицах. Эти данные дают возможность определять объем работ в партиях—часах и с учетом планового бюджета времени одной партии и заданий по росту производительности труда установить расчетное количество промыслово-геофизических партий.

Исходя из расчетного числа партий, по существующим нормативам определяют: численность работников производственных и интерпретационных партий; диспетчерской службы; персонала вспомогательных цехов; тематических партий по внедрению новой техники и административно-управленческого аппарата с учетом организационной структуры предприятия.

В плане работ геофизического предприятия приводятся следующие основные показатели: объем бурения скважин с указанием их целевого назначения, проектные глубины, конструкции и др., объем геофизических работ в физических единицах и денежном выражении, выработка на одну партию в условных или физических единицах работы и деньгах, число производственных партий, перечень основного оборудования, аппаратуры, приборов, инструмента, материалов для оснащения производственных партий и вспомогательных подразделений и служб, капитальные затраты на обустройство предприятия и совершенствование производственных работ и др.

Для определения сметной стоимости запланированного объема работ служат Прейскурант порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин, при обслуживании структурно-поисковых и гидрогеологических скважин, Справочник единых порайонных расценок на геологоразведочные работы. Сметно-финансовые расчеты составляются на основе действующего Справочника укрупненных сметных норм на геологоразведочные работы (СУСН).

В сметной стоимости предусматриваются также денежные фонды на премирование рабочих и ИТР, техническое развитие предприятия и социальное развитие коллектива. Эти фонды образуются за счет отчислений от прибыли, получаемой предприятием от основной производственной деятельности. Выполнение плана и получение прибыли предприятием в основном зависит от эффективной работы производственных промыслово-геофизических партий.

Финансирование геофизических работ производится за счет капитальных вложений заказчиков по обслуживанию разведочного

и эксплуатационного бурения; за счет средств заказчика, ассигнованных из бюджета по обслуживанию структурно-поискового бурения; за счет средств основной деятельности нефтедобывающих предприятий при выполнении геофизических исследований в действующих скважинах.

Основной задачей геофизического предприятия и производственных партий является своевременное и качественное выполнение геофизических исследований скважин и прострелочно-взрывных работ по заявкам предприятий и организации-заказчиков.

Объем геофизических исследований скважин должен включать такой комплекс работ, который способен обеспечить наилучшие результаты с наименьшими затратами средств и времени. Выбор такого рационального комплекса определяется задачами, решаемыми бурением (разведочное, эксплуатационное) и типом геологического разреза исследуемого района. Установленный комплекс зависит также от характера промывочной жидкости, применяемой в процессе бурения (глинистый раствор, вода, глинисто-известковый раствор, раствор на нефтяной основе и т. п.). При отклонении от общепринятых условий бурения изменяется и комплекс геофизических исследований. При обосновании рационального комплекса геофизических исследований скважин и включения в него того или иного геофизического метода учитывается глубинность и специфика исследования этим методом. Значительный объем геофизических исследований проводят в эксплуатационных скважинах для контроля за разработкой залежи, ревизии фонда старых скважин, выявления зон затрубной циркуляции и др.

Геофизические исследования скважин находят в настоящее время самое широкое применение в процессе бурения, геолого-промысловых исследований и разработке месторождений. Конкретизируя производственно-экономическую эффективность геофизических исследований скважин, следует отметить, что эти работы дают возможность геологоразведочным и буровым организациям осуществить ускоренное бурение, что возможно при частичном отборе керна или его отсутствии, непрерывность исследования геолого-геофизических свойств пластов, разреза, что существенно снижает возможность пропуска продуктивных залежей, рудоносных горизонтов; более полное определение запасов полезных ископаемых и оценку промышленного значения месторождения; правильное решение о целесообразности спуска обсадной колонны в пробуренные скважины; рациональное опробование и вскрытие продуктивных пластов и залежей и обеспечение оптимального притока в скважину жидких и газообразных полезных ископаемых; сокращение возможных аварий при наличии данных о состоянии ствола скважины (по кривым профилеметрии) и прогнозировании глубин нахождения пластов с аномально высоким пластовым давлением и др.

Экономическая эффективность промыслово-геофизических работ обеспечивается повышением производительности труда произ-

водственных партий, снижением стоимости основных и вспомогательных работ, своевременным и качественным обслуживанием скважин промыслово-геофизическими работами, бережливым использованием техники, материалов, улучшением организации и управления работами.

§ 56. ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Основные правила техники безопасности при геофизических исследованиях скважин

Условия труда рабочих и служащих на предприятиях должны быть безопасными и предупреждающими профессиональные заболевания. Непреклонное улучшение условий труда рабочих и служащих в СССР является предметом постоянной заботы КПСС, Советского правительства и ВЦСПС.

Геофизические работы в скважинах имеют ряд специфических особенностей, связанных: 1) с использованием взрывчатых и радиоактивных веществ, 2) применением электроэнергии, спуско-подъемных и погрузочно-разгрузочных механизмов, 3) постоянными переездами на автомашинах, нередко в трудных дорожных условиях, 4) выполнением работ на открытом воздухе, как правило, в любую погоду, 5) выполнением работ в скважинах с высокими температурами и давлениями и др. Организация работы по охране труда и технике безопасности в нефтяной промышленности ведется на основе Положения об организации работы по охране труда и технике безопасности.

Ответственность за охрану труда на геофизических предприятиях возлагается на главных инженеров, в помощь которым создаются отделы охраны труда или назначаются инженеры по технике безопасности. В подразделениях геофизических контор (партиях, мастерских, цехах и т. д.) ответственность за соблюдение правил техники безопасности несут руководители соответствующих подразделений. Наряду с руководителями предприятия за состояние техники безопасности и промсанитарии отвечают и профсоюзные организации, при которых создаются комиссии по охране труда.

Согласно требованиям все вновь принятые на работу работники допускаются к выполнению своих обязанностей только после прохождения соответствующего инструктажа как по общим вопросам техники безопасности, так и по вопросам безопасности ведения конкретных видов работ.

По приезде на скважину лаборатория и подъемник размещаются на заранее подготовленной горизонтальной площадке так, чтобы: 1) расстояние от них до устья было не менее 20 м, а между ними — не менее 1 м и выхлопные газы не попадали в кабину водителя, лебедчика и лабораторию, 2) обеспечивалась хорошая видимость и сигнализация между лабораторией, подъемником и устьем скважины, 3) ось барабана лебедки была горизонтальной и перпендикулярной к устью скважины. Подъемник должен быть надежно

заторможен, под его колеса подкладывают брусья или специальные упоры.

При спуске прибора в скважину на барабане лебедки должно оставаться не менее половины последнего ряда витков кабеля. В процессе подъема при появлении первой предупредительной метки, устанавливаемой обычно в 50 м от головки прибора, скорость подъема уменьшается, а после появления второй, находящейся в 3—5 м от головки прибора, подъем продолжают при сброшенном газе двигателя или вручную. Работы в действующих скважинах с давлением на устье должны производиться через специальный сальник лубрикатора после обязательной проверки его герметичности. Производить спуско-подъемные операции в газирующих и поглощающих скважинах запрещается. При ликвидации прихвата прибора в скважине все посторонние лица удаляются в безопасное место.

Работа на каротажных станциях требует строгого соблюдения правил электробезопасности.

Запрещается пользоваться электросетью с напряжением больше 380 В. Подключать кабель к силовой сети разрешается только после того, как схема электрооборудования будет полностью собрана. При этом корпуса всех агрегатов и автомобилей должны быть надежно заземлены. В качестве заземления обычно используются контур заземления скважины или металлический стержень, введенный во влажный грунт на глубину не менее 0,5 м; металлический стержень может быть помещен и в не изолированную от земли емкость с промывочной жидкостью.

Подключение станции к сети должно производиться электромонтером. Соединительные провода не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Применять провода с неисправной изоляцией запрещается. Сборку и разборку схем, проверку исправности цепей, ремонтные и другие работы на станции разрешается осуществлять только при выключенном токе. Подавать напряжение в токовую цепь измерительной схемы следует после спуска прибора (зонда) в устье скважины. Если необходимо проверить исправность прибора на поверхности, подавать напряжение в схему разрешается только после предупреждения об этом работников партии. Условия работы должны исключать возможность случайного прикосновения к частям аппаратуры, находящимся под напряжением; вход в лабораторию во время работы станции запрещается. При поражении работника электрическим током необходимо принять меры согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и другим инструкциям.

Работы, связанные с применением радиоактивных веществ (РВ), должны проводиться с соблюдением Санитарных правил работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений, а также соответствующих инструкций, наставлений и нор-

мативов. К таким работам допускаются лица, не имеющие медицинских противопоказаний. Лица, работающие с РВ, должны быть обучены безопасным приемам работы, должны уметь пользоваться санитарно-техническими устройствами и защитными приспособлениями, знать правила личной гигиены. Радиоактивные излучения разрушают живые клетки и тем самым вредно действуют на организм человека. При облучении организма в допустимых дозах пораженные клетки полностью восстанавливаются и оно проходит без последствий.

Предельно допустимой дозой облучения (ПДД) для лиц, работающих непосредственно с РВ, является 0,001 Дж/кг в неделю, 0,05 Дж/кг в год. Допускается однократная доза облучения 0,03 Дж/кг в любые 13 последовательных недель при условии, что годовая доза не будет превышать 0,05 Дж/кг. За лицами, работающими с РВ, должен вестись дозиметрический контроль — определение дозы нейтронного и γ-излучения, которую получил каждый работник. Доза облучения определяется с помощью дозиметрической аппаратуры или расчетным путем. Суммарную дозу γ-излучения находят по формуле

$$Д = Pt, \qquad (XII.1)$$

где P — мощность дозы, измеренная прибором; t — продолжительность облучения.

При работе с источником нейтронов рассчитывается доза облучения, создаваемая потоком нейтронов на 1 см^2 поверхности тела. В случае незащищенного источника (в нейтр/(см^2·с)

$$Д = N/4\pi r^2, \qquad (XIII.2)$$

где r — расстояние до источника нейтронов (в см); N — выход нейтронов за 1 с; для источника Po-Be мощностью в 1 Ки $N = 2 \cdot 10^6$ нейтр/с.

Чтобы избежать превышения ПДД, необходимо: 1) максимально удалять источники излучения от работников, применять при работе защитные приспособления; 2) сводить до минимума время пребывания работников в опасной зоне; 3) использовать РВ минимальной мощности, не обладающие большой токсичностью, адсорбционной способностью в организме и легко выводимые из него; 4) применять индивидуальные средства защиты, исключающие попадание РВ как внутрь организма, так и на кожный покров.

Радиоактивные вещества содержатся в переносных контейнерах и хранятся в специальных хранилищах. На скважину и обратно они перевозятся только в контейнерах, которые устанавливают в задней части лаборатории, подъемника или на специальной тележке и закрывают на замок. На скважине контейнер с источником устанавливают в 10 м от места работы. Для установки в скважинный прибор источник извлекают из контейнера с помощью манипулятора. После подъема прибора источник сразу же перекладывают обратно в контейнер.

Авария, связанная с оставлением прибора в скважине, ликвидируется по согласованию с органами Госсаннадзора. Обычно в случае невозможности поднять прибор его сбивают на забой и заливают цементом согласно Санитарным правилам работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений. После работы с применением радиоактивных изотопов производится тщательный контроль загрязненности РВ устья и территории скважины, оборудования, спецодежды и др. В случае загрязненности производят дезактивацию мест загрязнения специальными моющими растворами с участием представителей Госсаннадзора.

Прострелочно-взрывные работы в скважинах должны проводиться с полным соблюдением Единых правил безопасности при взрывных работах и соответствующих инструкций и наставлений. К производству прострелочно-взрывных работ, зарядке и разрядке стреляющих аппаратов допускаются лишь лица, имеющие Единую книжку взрывника, удостоверяющую их право на выполнение этих работ. Хранение, учет, использование, транспортировка и уничтожение заряженной стреляющей аппаратуры, взрывчатых материалов и средств взрывания должны производиться согласно Единым правилам безопасности при взрывных работах.

Прострелочная и взрывная аппаратура перевозится в передвижных зарядных мастерских, перфораторных подъемниках или на специально оборудованных автомобилях. При этом снаряженные кумулятивные перфораторы и торпеды должны быть без взрывателей.

Прострелочно-взрывные работы обычно проводятся в дневное время. До их производства на устье должна быть установлена задвижка с выведенным на 10 м штурвалом. Вокруг скважины в радиусе 50 м красными флажками обозначается опасная зона. Во время прострелочно-взрывных работ посторонние работы в опасной зоне прекращаются, а пребывание посторонних лиц запрещается. Перед спуском перфоратора или торпеды производят шаблонирование скважины. Для спуска в скважину к устью подносят столько перфораторов (торпед), сколько необходимо для одного спуска. Перфоратор (торпеду) подсоединяют к кабелю, убедившись в отсутствии в нем напряжения. При этом на скважине должен находиться только работник, подсоединяющий перфоратор (торпеду) к кабелю; все остальные удаляются в безопасное место. Выстрел должен производиться взрывной машинкой или нажатием кнопки «огонь» панели управления руководителем работ; персонал партии должен строго соблюдать подаваемые им сигналы (предупредительный, боевой, отбой). Производить прострелочно-взрывные работы в газирующих, переливающих или поглощающих скважинах запрещается.

При перфорации и отборе грунтов с применением переключающих устройств запрещается: 1) включать ток в переключающее устройство до установки стреляющих аппаратов на требуемой глубине; 2) производить проверку неисправностей переключающего

устройства после подключения к нему заряженных аппаратов. Сразу же после выстрела необходимо отключить напряжение от перфораторной панели управления, запереть кнопку «огонь», вынуть ключ и отключить коллекторные провода. Отстрелянные аппараты поднимаются на поверхность и подвергаются визуальному осмотру. Отказавшие аппараты разряжаются, а если при этом возникает опасность,— уничтожаются согласно Единым правилам безопасности при взрывных работах.

Промышленная санитария, противопожарные мероприятия и охрана окружающей среды

Систематические мероприятия по промышленной санитарии и гигиене способствуют поддержанию и улучшению физического, морального состояния трудящихся и существенно влияют на производительность труда. Освещение рабочих мест и производственных помещений должно обеспечивать безопасное выполнение работ и передвижение людей.

В зарядных мастерских, хранилищах радиоактивных веществ стены и потолки окрашиваются масляной краской и систематически протираются влажной тряпкой. Хранилища радиоактивных веществ, контейнеры для их перевозки и инструменты должны соответствовать требованиям санитарных правил. На предприятии должен проводиться систематический учет дозы облучения лиц, соприкасающихся с радиоактивными веществами. При работе со свинцом и его соединениями, гексогеном, тротилом и другими ВВ, а также с фторопластом, учитывая их вредное действие на организм, следует тщательно мыть руки. Все члены геофизических партий в зависимости от характера выполняемой работы в соответствии с действующими нормами обеспечиваются спецодеждой и спецобувью, а также средствами индивидуальной защиты и медицинскими аптечками для оказания первой медицинской помощи. В соответствии с эпидемическими показаниями делаются профилактические прививки.

Сотрудники геофизических предприятий, связанные с вредными условиями труда (этилированным бензином, пайкой свинцовыми соединениями, радиоактивными веществами и т. д.) должны периодически проходить медицинское освидетельствование.

На всех участках и этапах промыслово-геофизических работ, а также во время переездов необходимо соблюдение условий, исключающих возможность возникновения пожара. Противопожарные мероприятия изложены в Типовых правилах пожарной безопасности в нефтяной промышленности. Согласно требованиям этих правил в каждом подразделении геофизического предприятия (партии, цехе, мастерской, складе) назначаются лица, ответственные за пожарную безопасность своего подразделения. Все работники предприятия и его подразделений должны знать: 1) правила

пожарной безопасности, установленные инструкцией для своего рабочего места и предприятия в целом; 2) размещение на рабочем участке и вблизи него средств пожаротушения и правила обращения с ними; 3) местоположение ближайших телефонов и порядок вызова местной пожарной охраны; 4) обязанности на случай аварии и пожара.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо: 1) территорию предприятия, производственные и служебные помещения, лаборатории и подъемники каротажных станций содержать в чистоте и порядке, не загрязнять мусором, горючей жидкостью и маслами; 2) обтирочный материал хранить в железных ящиках с плотно закрывающимися крышками; 3) в перфораторных подъемниках и зарядных мастерских иметь огнетушитель, топор, лопату, ведро и другие первичные средства пожаротушения, которые не должны использоваться для других целей; 4) курить только в специально отведенном для этого месте; 5) пользоваться открытым огнем на расстоянии не менее 15 м от буровой и 10 м от подъемника и лаборатории; 6) жидкие горючие материалы перевозить только в плотно закрывающейся небьющейся таре, переливать их при помощи насоса, шланга. При возникновении пламени для его тушения пользуются огнетушителем, песком, землей, кошмой; при тушении воспламенившихся жидких горючих материалов не следует употреблять воду.

Все виды геофизических работ, хранение, транспортировка и ликвидация взрывчатых, радиоактивных и других вредных веществ должны выполняться в соответствии с законодательством по охране окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геофизические исследования в скважинах являются в настоящее время неотъемлемым этапом в геологических, буровых и эксплуатационных работах, проводимых при разведке и разработке месторождений нефти, газа и других полезных ископаемых. Перспективы дальнейшего развития геофизических исследований скважин связаны с решением следующих задач.

1. Совершенствование теории и дальнейшее развитие методов геофизических исследований скважин, базирующихся на основе изучения электромагнитных, радиоактивных, акустических и гравитационных полей.

2. Разработка и внедрение аппаратуры и оборудования, дающих возможность за один спуско-подъем измерить несколько геофизических параметров в цифровой и аналоговой записи.

3. Научное обоснование рационального комплекса геофизических исследований для различных геологических условий, специфики бурения и разработки залежи.

4. Совершенствование теории и практики автоматизированной комплексной геолого-геофизической интерпретации данных промысловой геофизики.

5. Теоретические разработки новых эффективных геофизических методов исследования скважин, в том числе изучение физических полей на расстоянии.

6. Разработка и внедрение автоматизированных систем сбора и обработки геолого-геофизической и технологической информации в процессе бурения.

7. Совершенствование методов оценки экономической эффективности ГИС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А.* Геофизические методы определения параметров нефтяных коллекторов. М., Недра, 1978.

2. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М., Недра, 1975.

3. *Добрынин В. М.* Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970.

4. *Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С.* Общий курс геофизических исследований скважин. М., Недра, 1977.

5. *Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л.* Акустический метод исследования скважин. М., Недра, 1978.

6. *Итенберг С. С.* Промысловая геофизика. М., Гостоптехиздат, 1961.

7. *Итенберг С. С.* Интерпретация результатов каротажа скважин. М., Недра, 1978.

8. *Комаров С. Г.* Геофизические методы исследования скважин. 2-е изд. М., Недра, 1973.

9. *Латышева М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П.* Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1975.

10. *Определение* петрофизических характеристик по образцам/В. Н. Кобранова, Б. И. Извеков, С. Л. Пацевич и др. М., Недра, 1977.

11. Прострелочные и взрывные работы в скважинах/Н. Г. Григорян, Д. Е. Пометун, Л. А. Горбенко и др. М., Недра, 1972.

12. *Сохранов Н. Н.* Машинные методы обработки и интерпретации результатов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1973.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ПЕТРОФИЗИКА

Глава I. **Коллекторские свойства и нефтенасыщенность пород** 9

§ 1. Пористость 9
Форма и размеры пор 9
Коэффициент пористости 11
Влияние различных факторов на коэффициент пористости 12
Определение коэффициента пористости 14
§ 2. Водонасыщенность и нефтегазонасыщенность 15
Водонасыщенность 15
Нефтегазонасыщенность 18
Определение коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности . . 19
§ 3. Плотность 21
Плотность твердой, жидкой и газообразной фаз пород 22
Плотность пород 23
Определение плотности 25
§ 4. Проницаемость 27
Физическая проницаемость 27
Фазовая и относительная проницаемости 31
Определение проницаемости пород 33

Глава II. **Электрические, радиоактивные, акустические и другие свойства пород** 36

§ 5. Удельное электрическое сопротивление 36
Удельное электрическое сопротивление твердой фазы, водных растворов солей, нефтей и газов 36
Удельное сопротивление неглинистых пород 39
Удельное сопротивление глинистых пород 43
Удельное сопротивление пород с трещинной и каверновой пористостью 46
Влияние эффективного давления на удельное сопротивление пород 50
Определение удельного сопротивления пород 51
§ 6. Электрохимическая активность 53
Диффузионно-адсорбционная активность 53
Фильтрационная активность 59
Определение диффузионно-адсорбционной активности пород . . 60
Вызванная электрохимическая активность 62
Определение вызванной электрохимической активности пород . . 63
§ 7. Радиоактивность 64
Естественная радиоактивность 64
Определение естественной радиоактивности пород 70
Искусственная радиоактивность (нейтронные свойства горных пород) 72
Определение нейтронных параметров пород 76
§ 8. Упругие свойства горных пород 77
Упругие параметры 77
Скорость распространения упругих волн 79
Определение скорости распространения упругих волн 85
§ 9. Другие свойства горных пород 87

Диэлектрическая проницаемость 87
Определение диэлектрической проницаемости пород 89
Магнитные свойства горных пород 90
Определение магнитных свойств пород 92
Тепловые свойства 92
Определение тепловых свойств пород 94

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Глава III. **Электрический каротаж** 101

§ 10. Каротаж сопротивления нефокусированными зондами 101
Основы теории потенциала электрического поля 102
Измерение кажущегося удельного сопротивления обычными зондами 107
Кривые кажущегося удельного сопротивления против пластов ограниченной мощности 113
Кажущееся удельное сопротивление пласта неограниченной мощности (боковое каротажное зондирование) 116
Определение истинного удельного сопротивления пласта 119
Микрокаротаж 123
Резистивиметрия скважины 128
§ 11. Боковой каротаж 129
Основные зонды бокового каротажа 129
Принципиальная схема аппаратуры бокового каротажа 133
Кривые сопротивления при боковом каротаже и определение границ пластов 134
Боковой микрокаротаж 139
§ 12. Индукционный каротаж 141
Физические основы индукционного каротажа 141
Техника измерений при индукционном каротаже 144
Кажущаяся электрическая проводимость и форма кривой 145
§ 13. Диэлектрический каротаж 150
Физические основы и принцип измерений диэлектрического каротажа 150
Волновой диэлектрический каротаж 151
Интерпретация данных ВДК 153
§ 14. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации 156
Физические основы метода самопроизвольной поляризации . . . 156
Измерение потенциалов ПС в скважинах 162
Кривые потенциалов ПС 164
Вызванные потенциалы 166
§ 15. Техника измерений при электрическом каротаже 167
Измерение разности потенциалов 167
Регистраторы 168
Схемы электрического каротажа на трехжильном и многожильном кабеле 170
Электрический каротаж на одножильном кабеле 174
Комплексирование электрических измерений в скважине . . . 178
Выбор масштабов регистрации и оформление диаграмм 180

Глава IV. **Радиоактивный каротаж** 181

§ 16. Гамма-каротаж 182
§ 17. Гамма-гамма-каротаж 185
§ 18. Нейтронный каротаж (стационарные нейтронные методы) . . 188
Нейтронный гамма-каротаж (НГК) 188
Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым нейтронам (ННК-Н) 190

Влияние скважины на результаты стационарных нейтронных методов . . . 190
Применение стационарных нейтронных методов . . . 191
§ 19. Импульсный нейтронный каротаж . . . 192
Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж . . . 192
Импульсный нейтронный гамма-каротаж . . . 194
Применение импульсных нейтронных методов . . . 196
§ 20. Метод радиоактивных изотопов . . . 197
§ 21. Форма кривой при радиоактивном каротаже . . . 198
§ 22. Аппаратура радиоактивного каротажа . . . 199
Индикаторы и источники излучений . . . 199
Двухканальная комплексная аппаратура типа ДРСТ . . . 204
Аппаратура импульсного нейтронного каротажа . . . 206
Эталонирование аппаратуры РК и проведение измерений . . . 208

Глава V. **Акустический каротаж** . . . 209

§ 23. Физические основы акустического каротажа . . . 209
§ 24. Акустический каротаж по скорости и затуханию . . . 212
§ 25. Форма кривой при акустическом каротаже и определение границ пластов . . . 215
§ 26. Аппаратура акустического каротажа . . . 217

Глава VI. **Другие виды исследования скважин** . . . 221

§ 27. Термометрия скважин . . . 221
Метод естественного теплового поля Земли (геотермия) . . . 222
Метод изучения местных тепловых полей . . . 224
Метод искусственного теплового поля . . . 226
Скважинные электрические термометры . . . 227
Применение термометрии скважин . . . 229
§ 28. Магнитный и ядерно-магнитный каротаж . . . 230
Магнитный каротаж . . . 230
Ядерно-магнитный каротаж . . . 232
§ 29. Геохимические и геолого-технологические методы исследования скважин . . . 239
Газовый каротаж в процессе бурения . . . 239
Газовый каротаж после бурения . . . 250
Газокаротажная станция . . . 251
Геолого-технологическая информация в процессе бурения . . . 252
§ 30. Пластовая наклонометрия . . . 256
Принцип действия пластового наклономера . . . 256
Изображение и интерпретация результатов наблюдений наклономером . . . 258

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН И ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Глава VII. **Контроль технического состояния скважин** . . . 260

§ 31. Измерение искривления скважин (инклинометрия) . . . 260
§ 32. Определение диаметра скважин . . . 264
Кавернометры . . . 265
Кавернометры-профилемеры . . . 268
§ 33. Определение уровня цемента в затрубном пространстве и качества цементирования обсадных колонн . . . 270
Термометрия . . . 270
Радиоактивные методы . . . 271
Акустический каротаж . . . 274
§ 34. Определение мест притока воды в скважину, зон поглощения

и затрубного движения жидкости 278
§ 35. Контроль технического состояния обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб 281

Глава VIII. **Методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений** 286

§ 36. Использование данных термометрии при контроле за разработкой залежи 288
§ 37. Определение положения водонефтяного и газожидкостного контактов и контроль за обводнением скважин 290
§ 38. Расходометрия скважин 294
§ 39. Исследования флюидов в стволе скважины 298

Глава IX. **Прострелочно-взрывные работы и опробование скважин в открытом стволе** 301

§ 40. Перфорация 301
§ 41. Отбор образцов пород 306
§ 42. Торпедирование 307
§ 43. Опробование пластов приборами на кабеле (ОПК) 311
§ 44. Опробование скважин испытателями пластов на трубах . . . 315

Глава X. **Промыслово-геофизическое оборудование** 320

§ 45. Геофизические кабели 320
§ 46. Зонды, электроды, грузы 322
§ 47. Спуско-подъемное оборудование 323
§ 48. Определение глубин 324
§ 49. Автоматические каротажные станции 326
Самоходные каротажные подъемники 327
Лаборатории 328
Источники питания 328
§ 50. Проведение спуско-подъемных операций 329

Глава XI. **Автоматические средства преобразования и интерпретации результатов геофизических исследований скважин** 330

§ 51. Подготовка данных ГИС для обработки на ЭВМ 330
§ 52. Преобразование каротажных диаграмм в цифровую форму . . 331
§ 53. Автоматизированная система обработки информации геофизических исследований скважин 333

Глава XII. **Организация, планирование геофизических исследований скважин; охрана труда и окружающей среды** 336

§ 54. Организация геофизических исследований скважин 336
§ 55. Планирование промыслово-геофизических работ в скважинах 337
§ 56. Охрана труда и окружающей среды 340
Основные правила техники безопасности при геофизических исследованиях скважин 340
Промышленная санитария, противопожарные мероприятия и охрана окружающей среды 344

Заключение 346

Список литературы 347

Семен Самуилович Итенберг,

Туган Даутханович Дахкильгов

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Редактор издательства *Т. А. Ярмахова*
Переплет художника *В. И. Казаковой*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *А. В. Трофимов*
Корректор *А. А. Передерникова*
ИБ № 3084

Сдано в набор 15.03.82. Подписано в печать 29.06.82. Т-13439. Формат 60×90 1/16. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл.-печ. л. 22,0. Усл. кр.-отт. 22,0. Уч.-изд. л. 22,8. Тираж 8350 экз. Заказ 789/7305—3. Цена 1 р. 10 к.
Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12. Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.