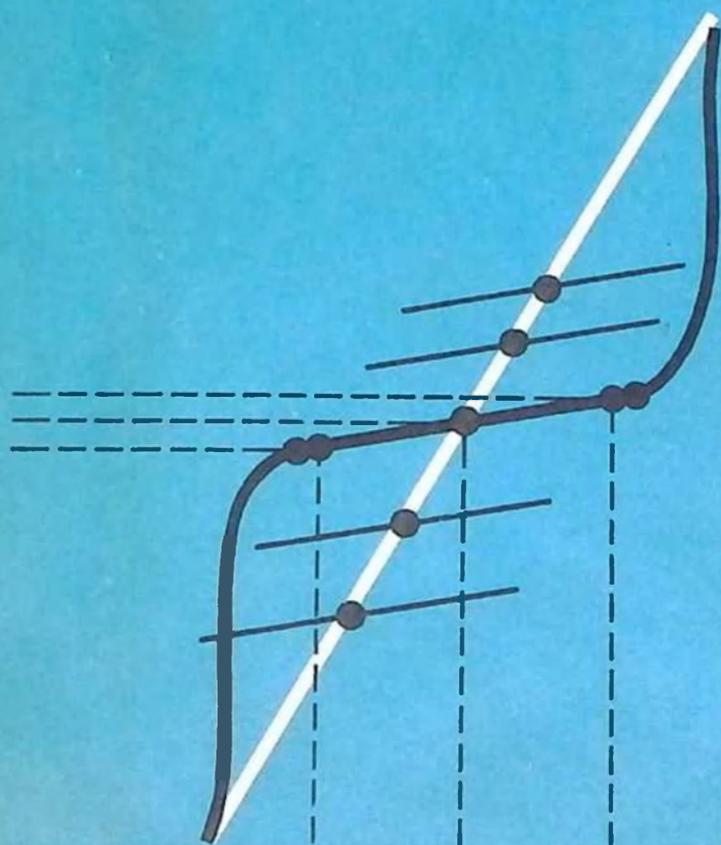


553
К-76

В.А.КОШЛЯК Е.В.СЕМЕНОВ И.Г.ЖУВАГИН

ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ РАДИОАКТИВНЫМИ МЕТОДАМИ

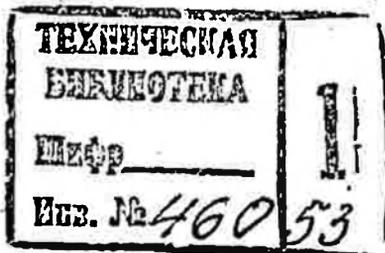


2004

553
K-76

В.А. КОШЛЯК
Е.В. СЕМЕНОВ
И.Г. ЖУВАГИН

ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ РАДИОАКТИВНЫМИ МЕТОДАМИ



МОСКВА "НЕДРА" 1988

ББК 26.2 -
К76
УДК 550.832.5:553.98

Рецензент канд. техн. наук В.А. Новгородов

К 1904050000-122 100-88
043(01)-88

ISBN 5-247-00052-8

© Издательство "Недра", 1988

ВВЕДЕНИЕ

Высокие темпы добычи нефти в СССР возможны при условии постоянного прироста запасов нефти и газа, которые из-за сокращения доли легкооткрываемых месторождений связаны с ростом глубин залегания коллекторов и значительным усложнением структуры и текстуры их порового пространства. В карбонатных отложениях возрастает роль трещинно-кавернозных коллекторов, а в терригенных — песчано-алевролитоглинистых сложного минерального состава, плохо проницаемых и т.д. В последние годы открыты месторождения нефти, связанные с эффузивными и глинистыми породами, которые в ряде случаев не имеют аналогов в мировой нефтедобывающей практике. К ним, например, относятся месторождения, связанные с глинистобитуминозными породами баженовской свиты Западной Сибири.

Вовлечение в разработку таких месторождений нефти и газа требует детального изучения емкостных свойств и характеристик насыщенности продуктивных пластов. Эти данные необходимы для изучения геологического строения месторождений и подсчета запасов нефти и газа, проектирования технологических систем разработки, обеспечивающих максимальное извлечение нефти и газа. Изучение емкостных свойств коллекторов со сложной структурой порового пространства по керновым данным затруднено, с одной стороны, сложностью отбора керна на больших глубинах, а с другой, — даже при высоком выносе керна из скважины определяемые характеристики не отражают в достаточной степени особенности строения коллектора со сложной структурой порового пространства. Бурение большого числа скважин с отбором керна на месторождении ведет к удорожанию и увеличению сроков строительства скважин.

В связи с этим наиболее полная информация о литолого-физических и коллекторских свойствах пород, условиях их залегания может быть получена по результатам промыслово-геофизических исследований скважин. Однако в силу недостаточной разработанности методов интерпретации геофизических данных для коллекторов со сложной структурой порового пространства результаты геофизических исследований скважин (ГИС) не всегда широко используются геологическими службами, а возможности геофизических методов при решении широкого круга геологических и нефтепромысловых задач остаются нераскрытыми. Поэтому разработка и совершенствование методов интерпретации, особенно комплексной интерпретации геофизических и геологических данных, приобретают актуальность и большое народнохозяйственное значение.

Особо важное значение вопросы разработки методик комплексной интерпретации приобрели в последние годы в связи с созданием аппаратуры таких методов определения пористости, как акустический (АК), плотностной гамма-гамма (ГГК) и многозондовый нейтронный

каротаж с компенсацией влияния условий измерения (КНК). Высокая разрешающая способность каждого из перечисленных методов, по-разному реагирующих на изменение структуры и минерального состава пород, обеспечивающих измерения с высокой точностью, позволяет решать основной круг геологических и нефтепромысловых задач, и прежде всего таких, как количественная оценка емкостных свойств пород-коллекторов и их компонентного состава. При этом решены вопросы автоматической компенсации влияния большинства условий измерения или их учета, метрологического обеспечения каждого метода и комплексного использования аппаратуры, обеспечивающего за один рейс в скважину регистрацию показаний, как минимум, двух методов пористости.

Широкое применение плотностного и компенсационного нейтронного каротажа для определения пористости продуктивных пластов началось в последнее десятилетие и является пока нетрадиционным, поэтому для широкого круга геологов и геофизиков представляет существенный интерес изложение в систематизированном виде физических основ этих методов, особенностей конструкции аппаратуры, методики проведения измерений, градуирования и метрологической поверки шкалы измерения и интерпретации результатов измерения для различных геолого-технических условий, встречающихся на территории СССР.

Приведенные в книге материалы являются обобщенными результатами теоретических, экспериментальных, опытно-конструкторских и опытно-экспериментальных работ по созданию серийной скважинной аппаратуры плотностного гамма-гамма (РКС1) и компенсационного нейтронного каротажа (РКС2), выполненных под руководством и при непосредственном участии авторов во Всесоюзном научно-исследовательском институте нефтепромысловой геофизики (ВНИИНефтепромгеофизика) в 1973—1983 гг., что позволило ввести исследования методами ГГК и КНК в обязательный комплекс геофизических исследований разведочных скважин [24]. Методики измерений и интерпретации данных этих методов разработаны также при участии авторов по материалам скважинных исследований, проведенных на нефтяных месторождениях Башкирии, Татарии, Пермской области, Западной Сибири, Южного Мангышлака и в некоторых других районах СССР. В книге учтен опыт, накопленный в Советском Союзе и за рубежом. Необходимо отметить существенный вклад в создание этой аппаратуры, обеспечение ее серийного выпуска и внедрение в практику геофизических исследований сотрудников ВНИИНефтепромгеофизики В.Ю. Вальштейна, В.Я. Иванова, Т.Е. Крутовой, В.В. Феоктистова, В.А. Поспелова, Ю.А. Хмелевского и работников производственных геофизических организаций Главного производственного управления промысловой и полевой геофизики Министерства нефтяной промышленности СССР Ю.В. Кустова, Б.И. Лызова, В.И. Широких, Г.П. Дубовика и В.Д. Чухвичева.

ГЛАВА I

АППАРАТУРА ПЛОТНОСТНОГО И КОМПЕНСАЦИОННОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

§ 1. ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЕМНОЙ ПЛОТНОСТИ АППАРАТУРОЙ РКС1

При прохождении гамма-излучения через вещество происходит его взаимодействие с ядрами и электронами атомов. Известно несколько видов взаимодействия, из которых для условий плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК) основными являются фотоэлектрическое поглощение и рассеяние на атомных электронах (комpton-эффект) [5, 28]. Вероятность того или иного вида взаимодействия зависит от объемной плотности вещества, энергии гамма-излучения и атомного номера Z .

При фотоэлектрическом поглощении гамма-квант передает всю свою энергию одному из электронов на внутренней оболочке атома, который освобождается из атома с энергией гамма-кванта за вычетом энергии связи электрона с ядром атома. Вероятность этого процесса резко увеличивается с увеличением атомного номера Z и уменьшением энергии гамма-излучения E . Если вещество представлено элементами с небольшим атомным номером ($Z < 20$), что характерно для основных минералов осадочных горных пород, то влияние фотоэффекта при энергии гамма-излучения более 0,3 МэВ пренебрежимо мало. При наличии в горной породе примесей элементов с $Z > 20$ (например, бария, железа, свинца и др.) влияние фотоэлектрического поглощения становится существенным.

Для комpton-эффекта характерна передача электрону части энергии гамма-кванта. При этом гамма-квант изменяет направление первоначального движения — происходит процесс рассеивания. Такой вид взаимодействия наиболее вероятен при взаимодействии гамма-излучения с энергией 0,1–1,0 МэВ с веществом, состоящим из легких ($Z < 20$) элементов, что типично при проведении плотностного гамма-гамма-каротажа.

Угол рассеяния φ гамма-кванта от первоначального направления связан с его энергией соотношением

$$E' = E / [1 + E(1 - \cos \varphi)], \quad (1)$$

где E , E' — энергии гамма-кванта до и после рассеяния соответственно. В зависимости от угла φ гамма-квант может иметь энергию от $E'_1 = E$ ($\varphi = 0$) до $E'_2 = 1/(1 + 2E)$ ($\varphi = \pi$). В результате нескольких актов рассеяния энергия гамма-кванта уменьшается до величины, при которой он полностью поглощается за счет фотоэффекта. Среднее число актов рассеяния до полного поглощения определяется энергией излучения и атомным номером вещества и при ГГК составляет 6–8.

Вероятность комpton-эффекта определяется числом электронов

N в единице объема вещества, которое для однородного и сложного по составу вещества описывается выражением:

$$N = N_0 \delta_{об} Z/A = \sigma_{об} N_0 \frac{\sum N_i Z_i}{M}, \quad (2)$$

где $\delta_{об}$ — объемная плотность вещества, г/см³; N_0 — $6,02 \cdot 10^{23}$ — число Авогадро; N_i — число атомов с атомным номером Z_i в молекуле; M — молекулярная масса вещества; A — атомная масса.

Так как N_0 величина постоянная, вероятность комптон-эффекта пропорциональна объемной плотности вещества и значению $\sum N_i Z_i / M$ (для однородного вещества — Z/A).

При плотностном гамма-гамма-каротаже гамма-излучение с энергией от 0,1 до 1,0 МэВ взаимодействует с горными породами, состоящими в основном из легких элементов с $Z < 20$ (песчаник, известняк, доломит), поэтому регистрируемые гамма-кванты связаны с комптон-эффектом. При постоянстве или незначительном изменении значения Z/A число гамма-квантов, регистрируемых при ГГК, пропорционально объемной плотности горной породы. В табл. 1 приведены значения атомной массы A и атомного номера Z основных элементов, входящих в состав осадочных горных пород, чаще всего встречающихся при бурении нефтяных и газовых скважин.

Из табл. 1 следует, что отношение Z/A для элементов с $Z < 20$ (кроме водорода) с точностью до 3 % можно считать постоянным и равным 0,5.

Между двумя последовательными актами рассеяния гамма-квант может проходить в веществе значительное расстояние [5] и его полный пробег до полного поглощения может составлять десятки сантиметров. Это позволяет регистрировать гамма-излучение, рассеянное в горной породе, детектором, расположенным на расстоянии 30–60 см от источника излучения. При этом интенсивность регистрируемого излучения будет определяться в основном объемной плотностью по-

Таблица 1

Атомные номера и атомные массы основных элементов осадочных пород

Элемент	Z	A	Z/A
Водород	1	1,098	0,99
Углерод	6	12,01	0,499
Кислород	8	16,0	0,500
Натрий	11	22,99	0,478
Магний	12	24,31	0,496
Алюминий	13	26,98	0,483
Кремний	14	28,09	0,498
Хлор	17	35,45	0,480
Калий	19	39,10	0,486
Кальций	20	40,08	0,499

роды и весьма слабо зависеть от ее химического состава. Тем не менее при оценке реальной точности измерения объемной плотности горных пород следует учитывать, что вероятность рассеяния гамма-излучения в горной породе пропорциональна не только ее объемной плотности, но и значению $q = \frac{\sum N_i Z_i}{M}$. В связи с этим измеряемая при ГГК объемная плотность δ_0 отличается от реальной плотности $\delta_{об}$ породы и эти величины связаны следующим соотношением:

$$\delta_0 = P \cdot \delta_{об} \frac{\sum N_i Z_i}{M} = P q \delta_{об} \quad (3)$$

где P — коэффициент пропорциональности. С учетом того, что для большинства сред q близко к 0,5, принимают $P = 2$. При этом $\delta_0 = 2q \delta_{об}$.

Для основных породообразующих минералов (кварц, кальцит, доломит) значение q в среднем составляет 0,499 и при отсутствии пор и каверн в породе (коэффициент общей пористости $k_n = 0$) $\delta_0 = \delta_{об}$, т.е. δ_0 соответствует объемной плотности скелета $\delta_{ск}$. При наличии пор, насыщенных водой или нефтью, для которых $q = 0,555$, δ_0 существенно отличается от $\delta_{об}$ и требуется введение поправок. Истинное значение объемной плотности для пород с мономинеральным скелетом вычисляется с помощью выражения:

$$\delta_{об} = 0,5 \delta_0 / [q_1 (1 - k_n + q_2 k_n)] \quad (4)$$

где q_1, q_2 — соотношения Z/A для породы и насыщающего ее флюида соответственно. Для пород полимиктового состава

$$\delta_{об} = 0,5 \delta_0 / [(\sum q_j^i V_j) (1 - k_n + q_2 k_n)], \quad (5)$$

где q_j^i — отношение Z_i/A_j для каждого компонента; V_j — относительное объемное содержание каждого компонента.

Таким образом, для определения истинного значения объемной плотности горной породы по показаниям ГГК необходимо иметь достоверные сведения о ее химическом составе, которые в большинстве практических случаев либо отсутствуют, либо недостаточно достоверны. Однако результаты экспериментальных исследований показывают, что истинные значения объемной плотности некоторых, наиболее распространенных горных пород незначительно отличаются от значений объемной плотности, регистрируемых при ГГК [5, 28]. Результаты такого сопоставления приведены в табл. 2. В пересчете на абсолютную ошибку в определении общей пористости эта разница не превышает 1–1,5 % объема, что позволяет использовать плотностной гамма-гамма-каротаж для количественного определения емкостных свойств реальных пород-коллекторов при регистрации объемной плотности пород с точностью $\pm 0,05$ г/см³.

Таблица 2

Объемные и электронные плотности основных осадочных пород и насыщающих их жидкостей

Порода, состав, k_n , %	$\sum N_i Z_i / M$	$\delta_{об}$, г/см ³	δ_0 , г/см ³	Поправка, г/см ³
Известняк, CaCO_3 , $k_n = 0$	0,4996	2,71	2,71	0
Песчаник кварцевый, SiO_2 , $k_n = 0$	0,4993	2,65	2,65	0
Песчаник поликомпонентный $\text{K}_2\text{O} = 20\%$, $\text{SiO}_2 = 60\%$, $\text{Al}_2\text{O}_3 = 20\%$, $k_n = 0$	0,4941	2,58— 2,60	2,54— 2,56	0,04
Доломит, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, $k_n = 0$	0,4989	2,87	2,87	0
Доломит $k_n = 20\%$ (при насыщении пресной водой)	0,5002	2,495	2,49	0,005
Песчаник кварцевый $k_n = 20\%$ (при насыщении пресной водой)	0,5032	2,32	2,32	0
Известняк $k_n = 20\%$ (при насыщении пресной водой)	0,5020	2,37	2,37	0
Песчаник поликомпонентный $k_n = 20\%$ (при насыщении пресной водой)	0,4976	2,26— 2,28	2,24— 2,26	0,02
Ангидрит, CaSO_4 , $k_n = 0$	0,4995	2,96	2,96	0
Гипс, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	0,5111	2,32	2,36	-0,04
Каменная соль (галит), NaCl	0,4791	2,20— 2,30	2,10— 2,20	0,1
Вода	0,5551	1,00		
Нефть	0,5700	0,85		
Алюминий	0,4820	2,70	2,58	0,12

Конструкция и техническая характеристика аппаратуры РКС1

Наибольшее распространение при измерении объемной плотности горных пород в нефтяных и газовых скважинах получили двухзондовые скважинные приборы с азимутальной коллимацией излучения [2, 18]. Зондовая установка прибора содержит источник гамма-излучения и два индикатора, расположенные на различных расстояниях от источника и образующие два зонда — большого и малого размеров, регистрирующих значения $n_{бз}$ и $n_{мз}$ соответственно. Общая схема определения объемной плотности по показаниям $n_{бз}$ и $n_{мз}$ приведена на рис. 1, где в прямоугольной системе координат сопоставляются значения $\lg n_{бз}$ и $\lg n_{тз}$ для различных значения объемной плотности при наличии и отсутствии между породой и зондовой установкой промежуточного слоя (глинистой корки, промывочной жидкости) различной плотности и химического состава.

Геометрическое место точек, образующих в рассматриваемой системе координат прямую линию 1 (линия плотности), соответствует пластам различной объемной плотности без промежуточного слоя. Каждому значению объемной плотности соответствуют определенные значения $n_{бз}$ и $n_{мз}$, принадлежащие линии 1. Например, пласт с координатами $\lg n_1$ и $\lg n_2$ (точка A_1 на линии плотности) характеризуется объемной плотностью δ_0 . Угол наклона линии $\lg n_{бз} = \bar{\tau} (\lg n_{мз})$ к оси абсцисс определяется дифференциацией обоих зондов по плотности, т.е. геометрией измерительной установки.

Если между прибором и пластом имеется промежуточный слой, то пласт будет характеризоваться показаниями $n_1 + \Delta n_1$ по большому зонду и $n_2 + \Delta n_2$ по малому зонду. Если плотность промежуточного слоя $\delta_{пс}$ будет больше плотности пласта ($\delta_{пс} > \delta_0$), то $\Delta n_1, \Delta n_2$ отрицательны, а при $\delta_{пс} < \delta_0$ $\Delta n_1, \Delta n_2$ — положительны. Таким образом, при увеличении толщины промежуточного слоя различной объемной плотности точка A для рассматриваемых случаев будет перемещаться вдоль прямой линии 2 (линия глинистой корки) в положение A'_1 или A'_2 . Угол наклона линии 2 к оси абсцисс зависит от дифференциации обоих зондов по параметрам промежуточного слоя. Так как показания малого зонда более чувствительны к изменению толщины и объемной плотности промежуточного слоя, чем показания большого зонда, линия 1 всегда идет круче, чем линия 2, и пересекает ее в точке A_1 .

При увеличении толщины промежуточного слоя $h_{пс}$ до определенного критического значения малый зонд из-за своей ограниченной глубинности перестает "чувствовать" пласт и отражает только объемную плотность промежуточной среды $\delta_{пс}$. При этом точки A'_1 и A'_2 перемещаются в положения $A'_{1кр}$ и $A'_{2кр}$ соответственно, которые зависят от соотношения объемной плотности пласта и промежуточного слоя. При дальнейшем увеличении толщины промежуточного слоя ($h_{пс} > h_{кр}$) значения $n_{мз}$ достигают предела, а значения $n_{бз}$ за счет большей глубинности продолжают изменяться. Поэтому линия 2, начиная с точек $A'_{1кр}$ и $A'_{2кр}$, круто поднимается вверх при $\delta_{пс} > \delta_0$ и опускается вниз при $\delta_{пс} < \delta_0$, стремясь пересечь линию 1 в точках, где $\delta_{пс} = \delta_0$.

Рабочей областью двухзондовой измерительной системы является участок линии 2 между точками $A'_{1кр}$ и $A'_{2кр}$. Множество линий 2,

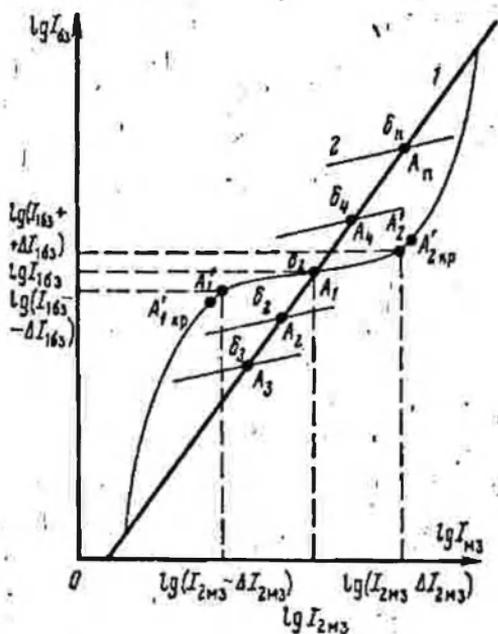


Рис. 1. Общая схема измерения объемной плотности

характеризующих пласты с различной объемной плотностью, образуют палетку для определения объемной плотности по показаниям двухзондовой аппаратуры ГГК (плотность увеличивается при перемещении сверху вниз вдоль линии 1). Таким образом, процесс определения объемной плотности сводится к сопоставлению текущих показаний зондов с палеткой, на линии 1 которой нанесена шкала реальной объемной плотности по данным измерений в средах с известной объемной плотностью или ее имитаторах. Эта операция в принципе может выполняться вручную, но в современной аппаратуре плотностного ГГК (аппаратура РКС1) осуществляется автоматически вычислительным устройством [19]. Алгоритм вычисления объемной плотности определяется уравнением линии 2 в рассматриваемой системе координат и в общем виде представляет собой выражение

$$\lg n_{\text{об}} = B \lg n_{\text{мз}} + C (\delta_{\text{сб}}), \quad (6)$$

где B — тангенс угла наклона линии 2 к оси абсцисс; C — линейная функция объемной плотности.

Радиометр комплексный скважинный РКС1, наиболее широко применяющийся при исследовании нефтяных и газовых скважин, предназначен для измерения объемной плотности горных пород по каналам гамма-гамма-каротажа и мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения горных пород по каналу ГК и характеризуется следующими параметрами.

Основные геолого-технические характеристики радиометра РКС1

Диапазон измерения объемной плотности, г/см ³	2,0–2,9
Основная относительная погрешность измерения объемной плотности, %	± 1,5
Литологические типы пород, для которых не требуется вносить поправку на влияние химического состава	Кварцевый песчаник, известняк, доломит
Диаметр исследуемых скважин, мм	160–270
Глубина скважин, м	4500
Максимальная толщина промежуточного слоя (глинистой корки, промывочной жидкости), мм/его объемная плотность, г/см ³	20/1,0–2,0
Максимальное гидростатическое давление, МПа	60
Рабочий диапазон температур скважинного прибора, °С	– (10) –120
Число эталонных точек для градуирования радиометра и установки масштаба записи на скважине	3
Длина скважинного прибора, мм	2850
Масса скважинного прибора, кг	105

Радиометр РКС1 состоит из скважинного прибора, наземной измерительной панели с вычислителем объемной плотности и контрольно-калибровочного устройства. При работе используют каротажные подъемники с трехжильным бронированным кабелем и источники гамма-излучения цезий-137 активностью 100 мг экв Ra [(5,4 – 6) × 10⁻⁹ А/кг].

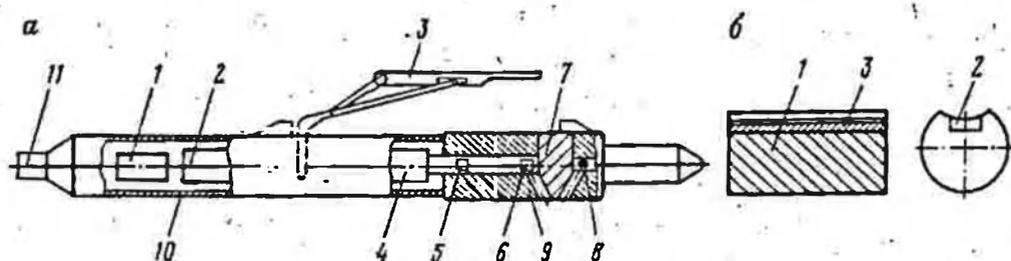


Рис. 2. Схемы скважинного прибора радиометра РКС1 (а) и контрольно-калибровочного устройства (б)

Скважинный прибор (рис. 2,а) состоит из зондовой части, содержащей свинцовый экран 9 с коллимационными окнами для детекторов малого 6 и большого 5 измерительных зондов ГГК и источника 8. Для исключения прямого воздействия излучения на детекторы, между детектором малого зонда и источником устанавливают экран из вольфрама или свинца 7. Скважинный прибор оснащен прижимным устройством 3, управляемым с поверхности электроприводом 2. Индикаторы, электронная схема 4 и механизм привода размещаются в стальном охранном корпусе 10 для защиты от давления скважинной жидкости. Присоединение скважинного прибора к кабелю, выполняющему функции линии связи и грузонесущие, осуществляют с помощью головки 11 под стандартный кабельный наконечник. Индикатор ГГК 1 расположен отдельно в верхней части скважинного прибора.

Передача информации по кабелю на поверхность осуществляется в виде разнополярных, стандартизированных по амплитуде и длительности импульсов, причем сигналы большого и малого зондов ГГК передаются по одной жиле кабеля, а от индикатора ГГК — по другой. Третью жилу кабеля используют для управления электромеханизмом привода прижимного устройства.

Контрольно-калибровочное устройство (см. рис. 2,б), входящее в комплект радиометра РКС1, предназначено для установки масштаба записи диаграмм объемной плотности и используется при градуировании и метрологической поверке. Контрольно-калибровочное устройство (ККУ) представляет собой блок из дюралюминия Д16Т диаметром 250 мм и длиной 600 мм 1 с выемкой на протяженной стороне по форме поверхности зондовой части скважинного прибора, прижимаемой к стенке скважины. В блоке имеется паз прямоугольного сечения 2, в котором устанавливают три сменных вкладыша 3. Показания радиометра РКС1 в ККУ, которое устанавливают на зондовую часть скважинного прибора, эквивалентны показаниям против пластов без глинистой корки, различающихся по объемной плотности на $0,4-0,5 \text{ г/см}^3$ и попадающих в диапазон измерений ($\delta_{\text{в}1}$ — с вкладышем № 1, $\delta_{\text{в}2}$ — с вкладышем № 2). При установке в ККУ вкладыша № 3 воспроизводят показания радиометра РКС1 в пласте с объемной плотностью $\delta_{\text{к}1}$ при наличии на стенке скважины глинистой корки толщиной 10 мм.

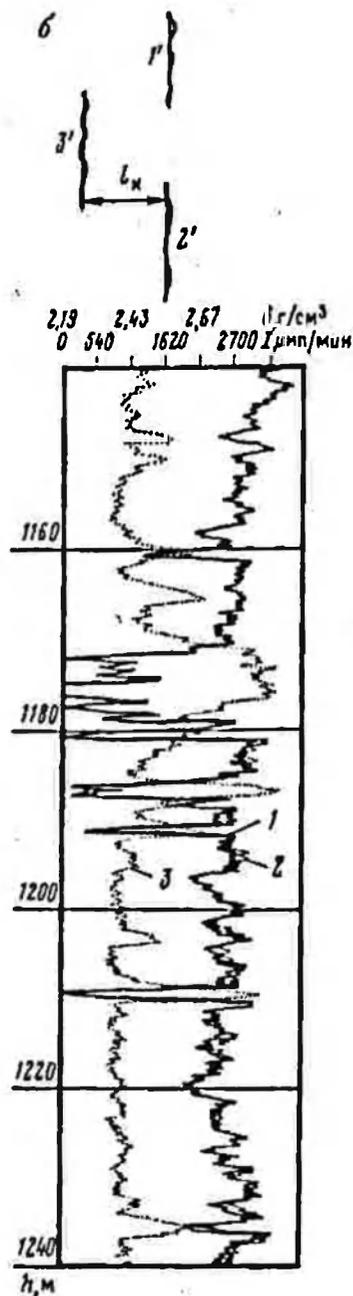


Рис. 3. Пример оформления диаграмм зарегистрированных радиометром РКС1:
 1, 2 — основной и повторный замеры соответственно; 3 — кривая ГК. Данные калибровки: а — до замера; б — после замера; 1, 2 — показания в имитаторе плотности $\delta_{к1} = 2,55 \text{ г/см}^3$ при толщине глинистой корки 1 см и без нее соответственно; 3 — показания в имитаторе с $\delta_{к2} = 2,25 \text{ г/см}^3$; l_n — расстояние между градуировочными кривыми

Сигналы измерения от индикаторов ГГК и ГК поступают на входы измерительной панели, которая осуществляет непрерывное вычисление объемной плотности по показаниям зондов ГГК. Аналитически эта операция описывается выражением

$$\delta_{об} = k_1 \lg \frac{n_{мз}}{n_{мзт}} + k_2 \lg \frac{n_{бз}}{n_{бзт}} + k_3, \quad (7)$$

где k_1, k_2, k_3 — коэффициенты, задающие положение линии "глинистой корки".

С помощью радиометра РКС1 регистрируют в аналоговой форме на диаграмме изменение объемной плотности относительно $\delta_{к1}$, так как при $n_{мз} = n_{мзт}$ и $n_{бз} = n_{бзт}$ выражение (7) приобретает вид

$$\Delta\delta = \delta_{об} - \delta_{к1} = k_1 \lg \frac{n_{мз}}{n_{мзт}} + k_2 \lg \frac{n_{бз}}{n_{бзт}} \quad (8)$$

Выражение (8) является частным случаем наиболее общего алгоритма определения объемной плотности [см. выражение (6)].

Запись диаграммы $\Delta\delta$ в аналоговой форме осуществляют в масштабе объемной плотности, устанавливаемом с помощью ККУ. Абсолютное значение объемной плотности исследуемого объекта определяют путем алгебраического суммирования зарегистрированного значения $\Delta\delta$ и $\delta_{к1}$. На рис. 3 приведен пример оформления диаграмм, зарегистрированных радиометром РКС1. Как видно из приведенного примера, масштаб объемной плотности на диаграмме устанавливают с помощью

усредненных калибровочных показаний, которые для контроля стабильности работы радиометра регистрируют до и после замера в скважине.

Метрологическая поверка радиометра РКС1

Градуирование и поверку радиометра РКС1 как измерителя плотности осуществляют при его выпуске и во время эксплуатации с помощью комплекса стандартных образцов объемной плотности или комплекса имитаторов плотности [21, 22]. Техническая характеристика комплекса стандартных образцов приведена в табл. 3. Значение аттестуемой характеристики (объемная плотность в $\text{кг}/\text{м}^3$) установлено с погрешностью для доверительной вероятности 0,93 и с учетом коэффициента электронной плотности (отношение значений электронной и объемной плотностей).

По конструкции каждый стандартный образец представляет собой модель пласта с пробуренной в нем скважиной диаметром 200 мм. Габаритные размеры стандартного образца обусловлены особенностями измерительной установки РКС1 и необходимостью обеспечения радиационной безопасности персонала. В качестве имитаторов плотности используют однородные или гетерогенные среды, выполненные в виде прямоугольного параллелепипеда размерами 350x350x700 мм с выемкой на протяженной стороне по форме зондовой части скважинного прибора. В комплект имитаторов плотности обычно входят три образца, изготовленные из дюралюминия и последовательно чередующихся пластин дюралюминия и гетинакса толщиной 3–5 мм. Градуирование имитаторов плотности с целью определения значений эквивалентных объемных плотностей, воспроизводимых каждым имитатором, осуществляют с помощью образцового комплекта радиометра РКС1 и стандартных образцов объемной плотности.

Таблица 3

Техническая характеристика стандартных образцов объемной плотности

Индекс образца	Состав	Составляющие элементы (массовая доля)	Значение плотности, $\text{кг}/\text{м}^3$	Погрешность изготовления стандартного образца, $\text{кг}/\text{м}^3$	Коэффициент электронной плотности
ГГК-П-1-1	Песчаный	Кварцевый песок (0,793), пресная вода (0,207)	1957	7	1,018
ГГК-П-1-2	"	Стеклянные шарики диаметром 1,7 мм (0,662), кварцевый песок (0,260), пресная вода (0,078)	2284	16	1,0056
ГГК-П-2-2	Карбонатный	Мрамор монолитный (0,996), вода (0,004)	2709	4	0,99926

Градуировочное значение эквивалентной объемной плотности имитатора определяют с помощью выражения

$$\delta_{i \text{ экв}} = \delta_1 - a_1 \lg \frac{n_{i \text{ мз}}}{n_{3 \text{ мз}}} + a_2 \lg \frac{n_{i \text{ бз}}}{n_{3 \text{ бз}}}, \quad (9)$$

где δ_1 — значение плотности стандартного образца ГГП-П-1-1; $n_{i \text{ мз}}$, $n_{i \text{ бз}}$ — скорости счета по каналам малого и большого зондов радиометра РКС1 в i -м имитаторе; $n_{3 \text{ мз}}$, $n_{3 \text{ бз}}$ — аналогичные скорости счета в стандартном образце ГГП-П-2-2. Коэффициенты a_1 и a_2 определяют следующим образом:

$$a_1 = d \lg \frac{n_{3 \text{ бз}}(1)}{n_{3 \text{ бз}}}; \quad a_2 = d \lg \frac{n_{3 \text{ мз}}(1)}{n_{3 \text{ мз}}}; \quad (10)$$

$$d = \frac{\delta_3 - \delta_1}{\lg(n_{1 \text{ бз}}/n_{3 \text{ бз}}) \cdot \lg(n_{1 \text{ мз}}/n_{3 \text{ мз}}) \cdot \lg(n_{1 \text{ мз}}/n_{3 \text{ мз}}) \cdot \lg(n_{3 \text{ бз}}(1)/n_{3 \text{ бз}})}, \quad (11)$$

где δ_3 — значение плотности стандартного образца ГГП-П-2-2; $n_{1 \text{ бз}}$, $n_{1 \text{ мз}}$ — скорости счета по каналам большого и малого зондов радиометра РКС1 в стандартном образце ГГП-П-1-1; $n_{3 \text{ бз}}(1)$, $n_{3 \text{ мз}}(1)$ — аналогичные скорости счета в стандартном образце ГГП-П-2-2 с имитатором глинистой корки. Значения $\delta_{i \text{ экв}}$ обычно принадлежат диапазону измерений радиометра РКС1 и примерно соответствуют характеристикам стандартного образца.

Определение метрологических параметров выполняют в два этапа: вначале градуируют рабочий комплекс РКС1 (получают значения эквивалентных объемных плотностей $\delta_{\text{к}}$, воспроизводимых с помощью калибратора), а затем определяют основную погрешность при измерении объемной плотности горных пород. Процессы градуирования радиометра РКС1 и имитаторов плотности аналогичны, поэтому при определении $\delta_{\text{к}i}$ (i — порядковый номер вкладыша) следует пользоваться выражением (9), подставляя в него вместо $\delta_{i \text{ экв}}$ значение $\delta_{\text{к}i}$.

Проверке с помощью стандартных образцов плотности или имитаторов при выпуске подвергают каждый рабочий комплект радиометра РКС1 (скважинный прибор, калибратор, наземная панель). В процессе проверки калибруют шкалу вычислителя плотности, устанавливают масштаб записи и записывают калибровочные кривые на диаграмме в масштабе 0,05 г/см³ на 1 см, затем в каждом стандартном образце (или имитаторе) записывают диаграмму объемной плотности в течение 1–2 мин при протяжке в масштабе 1:1000. Аналогичные диаграммы записывают при наличии имитатора глинистой корки толщиной 20 мм с объемной плотностью 1,35 г/см³. Результаты всех измерений оформляют в соответствии с требованиями, предъявляемыми к оформлению диаграмм объемной плотности (см. рис. 3).

Основную погрешность измерений объемной плотности определяют с помощью выражения

$$\Delta\delta = \sqrt{(\delta_i - \delta_{i\infty})^2 + (\Delta\delta_{i\infty})^2}, \quad (12)$$

где δ_i — измеренное в i -м стандартном образце (имитаторе) значение объемной плотности; $\delta_{i\infty}$ — фактическая объемная плотность стандартного образца (имитатора); $\Delta\delta_{i\infty}$ — абсолютная погрешность определения объемной плотности стандартного образца (имитатора). Абсолютное значение основной погрешности измерения объемной плотности радиометром РКС1 не должно превышать $\pm(0,03 - 0,04)$ г/см³. Определение метрологических параметров (градуирование и поверку) необходимо осуществлять периодически (не реже 1 раза в 6 мес), а также после каждого ремонта рабочих образцов аппаратуры.

Учет влияния естественной радиоактивности горных пород при измерении плотности

В связи с тем что индикаторы зондов ГГК регистрируют не только гамма-излучение от источника, рассеянное в горной породе, но и ее естественное гамма-излучение, при измерении объемной плотности необходим учет этого фактора. Осуществляют это с привлечением данных диаграммы ГГК, зарегистрированной одновременно с диаграммой объемной плотности. Поправку $\Delta\delta_{об}$ за счет влияния естественной радиоактивности горных пород определяют с помощью семейства кривых, приведенных на рис. 4. Кривые на рис. 4 построены для фиксированного значения активности рабочего источника гамма-излучения, используемого в РКС1, и отражают связь между $\Delta\delta_{об}$ и мощностью экспозиционной дозы естественного гамма-излучения по каналу ГГК для заданного фиксированного значения объемной плотности породы.

Для учета отклонения активности реального источника от заданного расчетного значения поправку $\Delta\delta_{об}$, полученную с помощью кривых на рис. 4, предварительно умножают на коэффициент $Q/6 \cdot 10^{-9}$, а затем прибавляют к зарегистрированному на диаграмме значению объемной плотности [Q — активность рабочего источника (А/кг) на расстоянии 1 м]. Как видно из рис. 4, в практических случаях, когда исследуемый разрез имеет средний или невысокий уровень естественной гамма-активности $[(7,15 - 71,5) \cdot 10^{-14}$ А/кг], поправка мала и ее можно не учитывать.

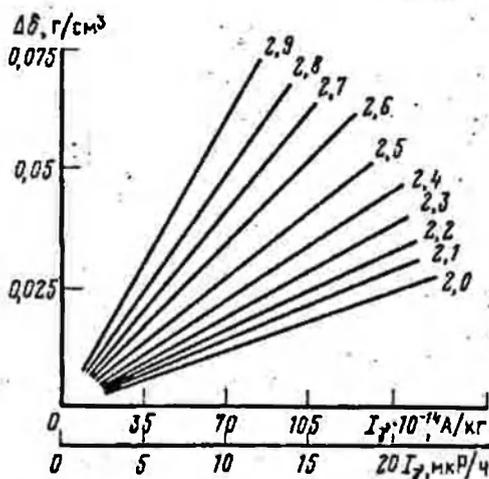


Рис. 4. График для определения поправки к значениям объемной плотности $\delta_{об}$ за счет влияния естественной гамма-активности.

Шифр кривых — объемная плотность, г/см³

§ 2. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДВУХЗОНДОВОГО МЕТОДА НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА С КОМПЕНСАЦИЕЙ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ ИЗМЕРЕНИЙ

Определение объемного влагосодержания по данным двухзондового нейтронного каротажа

В основу многозондового нейтронного каротажа (МНК) положены теоретические и экспериментальные исследования отечественных [16, 25, 27] и зарубежных [29, 32] авторов. Многозондовый нейтронный каротаж предусматривает в принципе выполнение измерений двумя и более зондами, которые проводят одновременно или поочередно. Основными достоинствами многозондового метода по сравнению с однозондовым (НГК и НК) являются следующие: а) ослабление влияния условий измерения и конструкторских особенностей аппаратуры (диаметр прибора, длина зонда, экранирование индикаторов); б) ослабление влияния колонны и цементного кольца и возможность количественного определения пористости в обсаженных скважинах; в) однозначность связи показаний с общей пористостью, возможность градуирования аппаратуры без привлечения сведений об опорных пластах.

На практике широкое применение нашли двухзондовые приборы нейтронного каротажа с регистрацией отношения показаний зондов в качестве основного информационного параметра при определении пористости горных пород. В частности, в последнее время применяют двухзондовые приборы нейтронного каротажа типа К-7, обеспечивающие определение декремента пространственного затухания плотности тепловых нейтронов (в см^{-1}) по соотношению

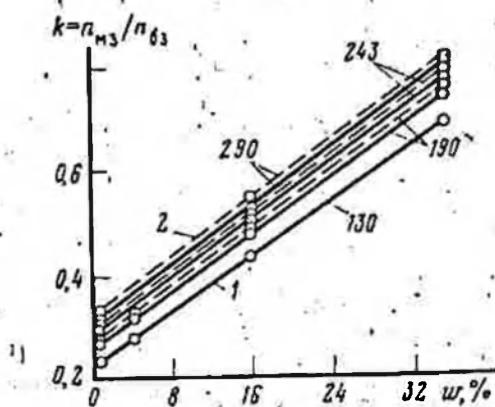
$$\lambda_r = \ln(I_1/I_2 - \ln k_r/(I_2 - I_1)),$$

где I_1, I_2 — показания двух зондов НК-Т; k_r — отношение чувствительностей детекторов; I_2, I_1 — длина большого и малого зондов.

Зависимость λ_r от коэффициента пористости k_p при заполнении порового пространства водой или нефтью близка к функциональной и значительно слабее, чем показания каждого зонда, зависит от условий измерения. Многозондовый нейтронный каротаж двумя зондами НК-Т по чувствительности к изменению пористости превосходит НГК, но в то же время уступает НК-Т зондами большой длины. В связи с этим реализация МНК требует более высокой статистической точности, стабильности и однозначности связи с пористостью. Зондовая установка аппаратуры К-7 для калибровки в глубоких скважинах снабжена системой перемещения блока детекторов на фиксированное расстояние $I_2 - I_1$, образующей дополнительную пару зондов с теми же детекторами.

По измерениям на основной и дополнительной паре зондов определяют λ_r , а по измерениям на основной паре зондов — отношение показаний малого и большого зондов α . Для исключения вариаций чувствительности счетчиков и других индивидуальных характеристик

Рис. 5. Палетка для определения объемного влагосодержания кажущейся пористости известняка аппаратурой РКС2 при плотном контакте зондовой части со стенкой скважины (1) и отклонении от стенки на 10 мм (2). Шифр кривых — диаметр скважины, мм

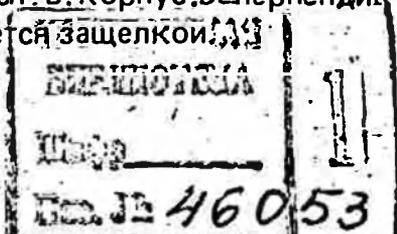


прибора параметр α , измеренный по всему изучаемому разрезу, калибруют в единицах λ_r , выполняя в нескольких характерных точках этого разреза измерения на основной и дополнительной паре зондов. По результатам измерений α и λ_r определяют основную градуировочную зависимость аппаратуры К-7 в виде $\lambda_r = f(k_n)$ или $\alpha = f(k_n)$. Отношение показаний зондов α для аппаратуры К-7 нелинейно связано с пористостью, так как основной и дополнительный зонды выбраны в заинверсионной области при сопоставлении нормированных зависимостей $I_1 = f(k_n)$ и $I_2 = f(k_n)$.

В аппаратуре РКС2 [20] регистрируемое отношение показаний зондов НК-Т (рис. 5) практически линейно связано с пористостью в диапазоне от 0 до 40 % при условии насыщения пласта и заполнении скважины пресной водой, так как длины большого и малого зондов выбраны соответственно в заинверсионной и доинверсионной областях, определяемых при пересечении кривых $n_{бз} = f(k_n)$ и $n_{мз} = f(k_n)$.

Конструкция и техническая характеристика аппаратуры РКС2

В комплект радиометра РКС2 входит скважинный прибор, наземная панель с вычислителем отношения показаний зондов НК и контрольно-калибровочное устройство (ККУ). Основными узлами скважинного прибора радиометра РКС2; общий вид которого приведен на рис. 6,а, являются зондовая установка, содержащая плутоний-бериллиевый источник быстрых нейтронов 11, счетчики нейтронов малого 7 и большого 6 зондов и защитный экран 8; электронный блок 5 для преобразования электрических сигналов от индикаторов; прижимное устройство 4 с электромеханизмом привода 3; индикатор канала ГК 1. Все элементы скважинного прибора размещены в стальном охранном корпусе 2. Зондовая установка оканчивается колодкой разъема 12 для соединения со скважинным прибором РКС1 при выполнении измерений полным комплексом. При автономной работе РКС2 колодка разъема закрывается заглушкой 13. Источник быстрых нейтронов размещается в герметичной ампуле 10, которая с помощью манипулятора вставляется в корпус 9 перпендикулярно к оси скважинного прибора и фиксируется защелкой 11.



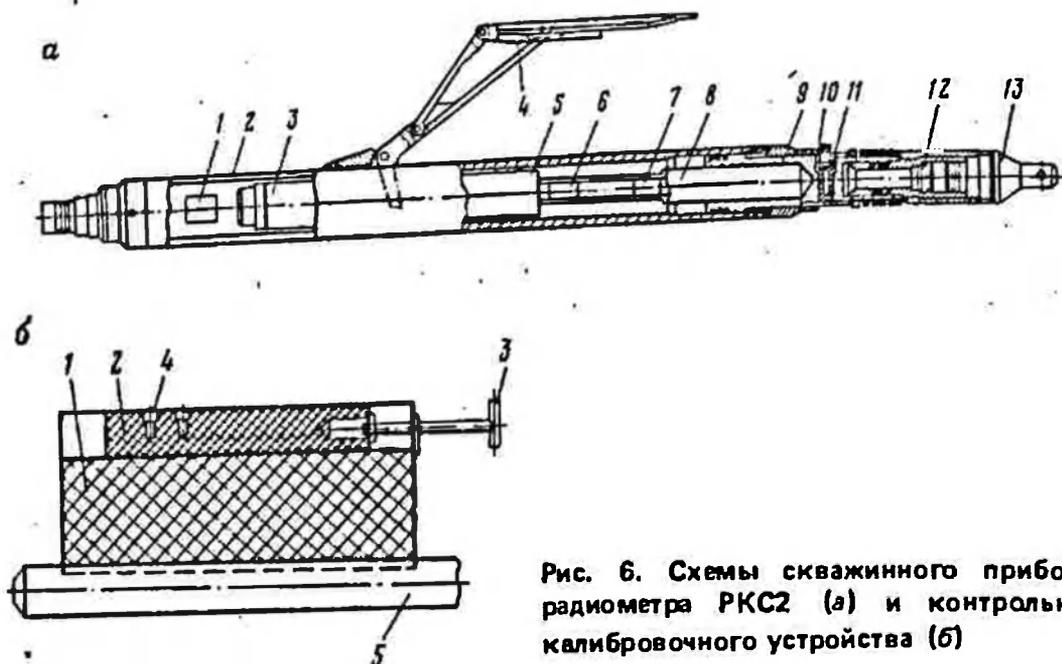


Рис. 6. Схемы скважинного прибора радиометра РКС2 (а) и контрольно-калибровочного устройства (б)

В качестве индикаторов каналов НК используют люминесцентные детекторы ДМН-30Б с фотоэлектронными фотоумножителями ФЭУ-74А. Электронная схема скважинного прибора РКС2 по конструкции идентична аналогичному блоку РКС1. Принципиальная схема наземной измерительной панели в соответствии с алгоритмом обработки сигналов НК (помимо традиционного канала ГК) содержит двухполярный амплитудный дискриминатор для разделения разнополярных импульсов, поступающих с ближнего и дальнего детекторов нейтронов, линейные интенсиметры, схему вычисления отношения и выходной усилитель.

При подготовке к измерению объемного влагосодержания необходимо градуировать аппаратуру в двух средах с известным объемным влагосодержанием и постоянным компонентным составом. Для этого используют контрольно-калибровочное устройство (ККУ), с помощью которого воспроизводят необходимые для градуирования условия измерений. ККУ (см. рис. 6,б) представляет собой блок 1 из органического стекла с выемкой вдоль протяженной стороны, выполненной по форме зондовой части скважинного прибора 5. На противоположной протяженной стороне блока расположен паз прямоугольного сечения, в котором размещают подвижный вкладыш из органического стекла 2 с двумя гнездами 4. Перемещение вкладыша осуществляют с помощью связанной с ним винтовой пары 3. При выполнении градуирования ККУ закрепляют на зондовой части скважинного прибора 5, установленного горизонтально на подставках высотой 1—1,2 м. Камеру с рабочим источником нейтронов с помощью дистанционного инструмента последовательно устанавливают в гнезде подвижного вкладыша и регистрируют показания аппаратуры, эквивалентные показаниям в средах с различным объемным влагосодержанием. Изменение воспроизводимых в ККУ показаний можно про-

водить путем перемещения вкладыша с помощью винтовой пары 3.

Зависимость показаний аппаратуры РКС2 от объемного влаго- содержания w (или кажущейся общей пористости пород с мономинеральным скелетом и гранулярной структурой порового пространства) описывается выражением

$$w = C (n_{M3} / n_{M3a}) (n_{63a} / n_{63}) + D, \quad (13)$$

где n_{63} , n_{M3} — скорости счета, регистрируемые детекторами малого и большого зондов; n_{63a} , n_{M3a} — аналогичные показания в эталонной среде с условным обозначением a ; C , D — постоянные коэффициенты. В процессе градуирования аппаратуры (например, в средах a и b) коэффициенты C и D могут быть вычислены в помощью выражений

$$D = w_a \frac{w_a - w_b}{(1 - n_{M3b} / n_{M3a}) (n_{63a} / n_{63b})}; \quad (14)$$

$$C = \frac{w_a - w_b}{(1 - n_{M3b} / n_{M3a}) (n_{63a} / n_{63b})}; \quad (15)$$

$$w_b = C (n_{M3b} / n_{M3a}) (n_{63a} / n_{63b}) + D; \quad (16)$$

$$w_a = C + D. \quad (17)$$

Выражения (14) — (17) представляют собой алгоритмы обработки информации, поступающей с индикаторов нейтронов скважинного прибора, и определяют структурную схему наземного вычислительного устройства (w_a , w_b — объемное влаго-содержание эталонных пород).

Основные геолого-технические характеристики аппаратуры РКС2

Диапазон измерений:

объемного влаго-содержания, % ----- 0—40

мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, А/кг ---- (36—286) · 10⁻¹⁴

Пределы приведенной погрешности измерений:

объемного влаго-содержания, % ----- ≤ 5

мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, % ---- ≤ 15

Литологические типы пород, для которых не требуется ----- Известняк, песча-
вносить поправку за влияние литологии ----- ник, доломит

Диаметр исследуемых скважин, мм ----- 160—270

Глубина скважин, м ----- 4500

Давление гидростатическое максимальное, МПа ----- 80

Рабочий диапазон температур скважинного прибора, °С ----- (10) —120

Метрологическая поверка радиметра РКС2

Определение метрологических параметров радиометра РКС2 предусматривает выполнение этапов градуирования и поверки и осуществляется с помощью комплекта стандартных образцов объемного влаго-содержания карбонатных пород, характеристики которых приведе-

Таблица 4

Характеристике стандартных образцов
объемного влагосодержания карбонатных пород

Индекс образца	Значение объемного влагосодержания, отн. в.д.	Состав образца
1	0,041	Мрамор монолитный
2	0,23	Смесь мраморной крошки двух фракций (5 и 15 мм), насыщенная пресной водой
3	0,381	Мраморная крошка одной фракции (15 мм), насыщенная пресной водой

ны в табл. 4. Номинальное значение объемного влагосодержания каждого образца определено с помощью образцовых мер объема с относительной погрешностью не более 0,5 %. По конструкции каждый стандартный образец представляет собой модель пласта размерами 1200 x 1200 x 1500 мм, в котором имеется скважина с диаметром 200 мм.

При градуировании определяют значения объемного влагосодержания $w_{1к}$, $w_{2к}$, воспроизводимые данным комплектом радиометра РКС2 в ККУ, с помощью следующих выражений:

$$w_{1к} = w_{1с} + (w_{2с} - w_{1с}) (\alpha_{1к} / \alpha_{2к}); \quad (18)$$

$$w_{2к} = w_{1с} + (w_{2с} - w_{1с}) (\alpha_{2к} / \alpha_{2с}),$$

где $w_{1с}$, $w_{2с}$ — объемное влагосодержание стандартных образцов 1 и 2; $\alpha_{1к}$, $\alpha_{2к}$ — показания аппаратуры в ККУ (гнезда 1 и 2); $\alpha_{2с}$ — показание в стандартном образце 2.

При выполнении поверки определяют абсолютную случайную погрешность измерения объемного влагосодержания $\Delta w_{спл}$ в каждом стандартном образце с помощью выражений

$$\Delta w_{спл} = w_{сп} - w'_{сп}; \quad (19)$$

$$w'_{сп} = w_{1к} + (\alpha_{сп} / \alpha_{2к}) (w_{2к} - w_{1к}),$$

где $w_{сп}$ — аттестованное значение объемного влагосодержания стандартного образца с номером n ; $w'_{сп}$ — измеренное с помощью поверяемого комплекта РКС2 объемное влагосодержание в стандартном образце с номером n .

Абсолютную основную погрешность измерения объемного влагосодержания в каждом стандартном образце следует определять по формуле

$$\Delta w_{сно} = (\Delta w_{спл})^2 + (\Delta w_{сп})^2, \quad (20)$$

где $\Delta w_{сп}$ — абсолютная погрешность определения аттестованного значения объемного влагосодержания стандартного образца с номером $л$. Метрологические параметры каждого комплекта радиометра РКС2 определяют при его выпуске и затем в процессе эксплуатации не менее 1 раза в течение 6 мес. Значения $w_{1к}$, $w_{2к}$, $w_{сп0}$, определяемые в процессе градуирования и поверки, заносят в паспорт радиометра РКС2.

Учет влияния литологии и условий измерения при определении пористости

При проведении измерений радиометром РКС2 в скважинах регистрируют диаграммы объемного влагосодержания, градуируемые с помощью ККУ непосредственно перед спуском прибора в скважину. Масштаб записи при этом определяют по формуле

$$M = (w_{2к} - w_{1к}) / \Delta\alpha,$$

где $\Delta\alpha$ — задаваемое оператором отклонение регистрирующего прибора. Градуировочные показания, с помощью которых определяют значение $\Delta\alpha$, записываются оператором на диаграмме до и после проведения измерений. При этом уровень флуктуаций градуировочных записей по абсолютной величине не должен превышать 2 мм, а усредненные значения до и после выполнения измерения не должны различаться более чем на 2 мм. Пример оформления диаграмм влагосодержания приведен на рис. 7.

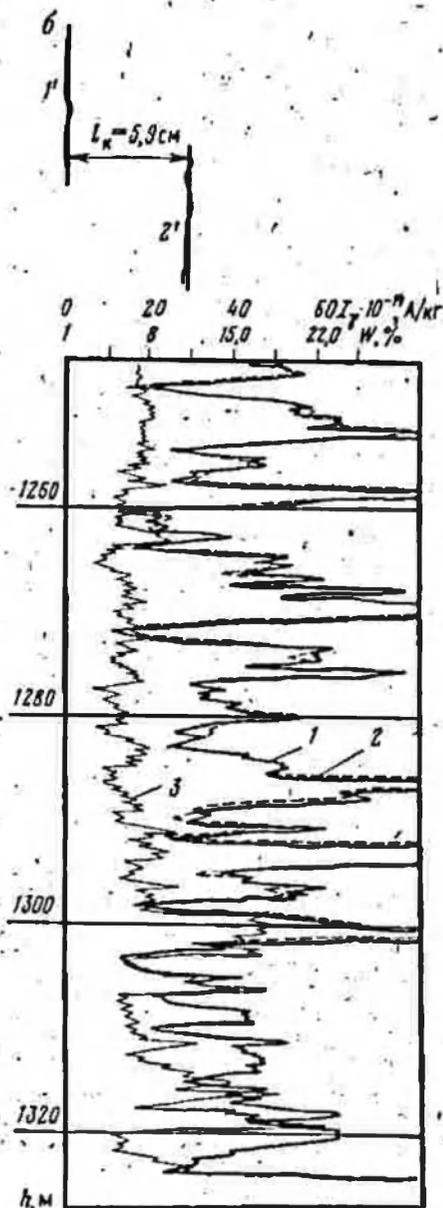


Рис. 7. Пример диаграмм, зарегистрированных радиометром РКС2:

1, 2 — основной и повторный замер соответственно; 3 — диаграмма ГК. Данные калибровки до замера (а) и после замера (б) при пористости известняка 1% (1) и 11,5% (2)

Диаграмма объемного' влагосодержания в соответствии с условиями градуирования и поверки радиометра РКС2 будет строго соответствовать общей пористости пород только для номинальных условий измерения (известняк, диаметр скважины 200 мм, отсутствие минерализации пластовой и промывочной жидкости, отсутствие каверн и глинистых корок, отсутствие колонны и цементного камня). Реально учет влияния литологии и условий измерения, отличающихся от номинальных, осуществляют путем введения поправок, которые могут быть вычислены или учтены с помощью номограммы, приведенной на рис. 8. Номограмма построена для использования в аппаратуре

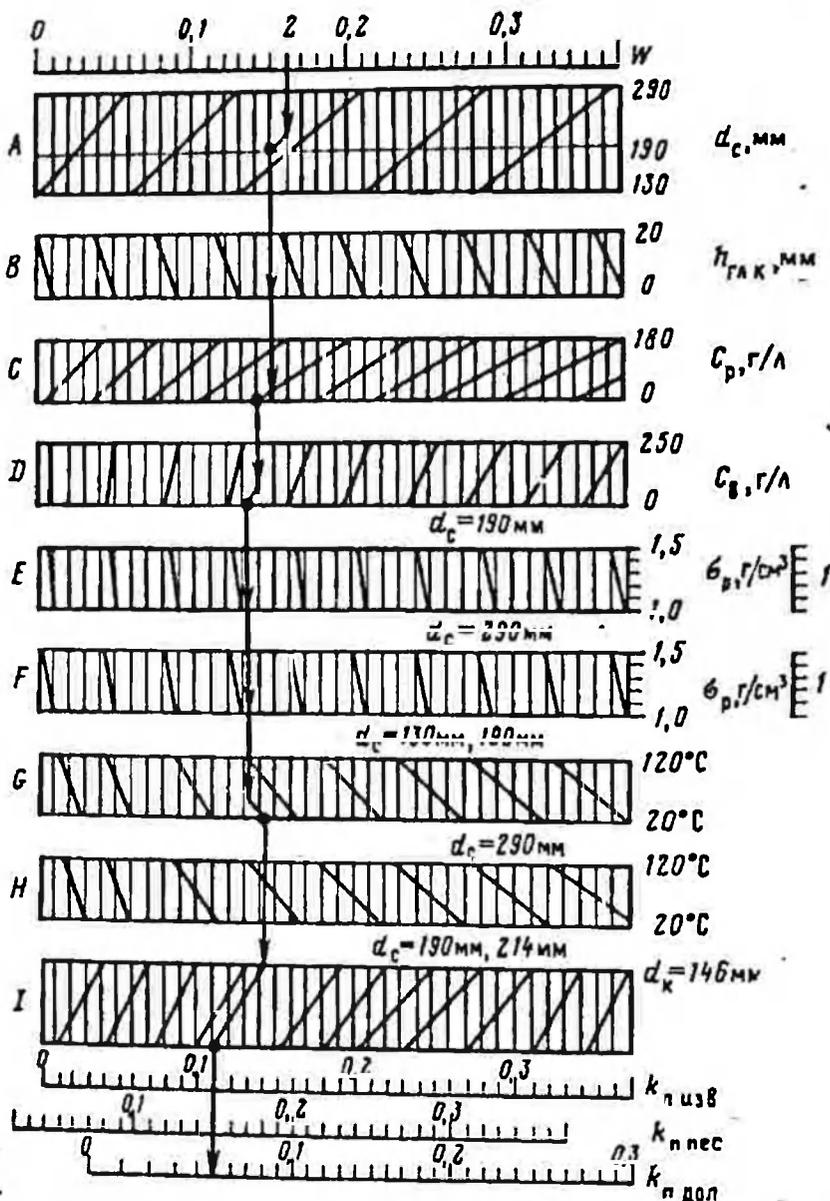


Рис. 8. Номограмма для учета влияния условий измерений и литологии при определении пористости пород по компенсационному нейтронному каротажу (РКС2):

$k_{п изв}$, $k_{п пес}$, $k_{п дол}$ — шкалы для известняков, песчаника, доломита; 1 — шкалы, используемые при добавках в раствор барита; 2 — порядок определения поправки ΔW_d

РКС2 как полоний-бериллиевых, так и плутоний-бериллиевых источников нейтронов.

При учете влияния изменения диаметра скважины d_c от 130 до 290 мм абсолютную поправку к зарегистрированному на диаграмме значению объемного влагосодержания определяют с помощью выражения

$$\Delta w_d = a(d_c - d_n), \quad (22)$$

где $a = 0,5 \text{ мм}^{-1}$; $d_n = 200 \text{ мм}$ — номинальный диаметр скважины. Выражению (22) соответствует номограмма блока А на рис. 8. Порядок определения поправки Δw_d приведен на номограмме линией 2. Точка пересечения линии 2 и горизонтальной линии блока А для номинального диаметра соответствует искомому значению пористости, если влияние других факторов отсутствует.

Аналогичную поправку за влияние толщины глинистой корки $h_{гн}$ на стенке скважины вычисляют с помощью выражения $\Delta w_{гн} = bh_{гн}$, где коэффициент $b = 0,5 \text{ мм}^{-1}$ и незначительно варьирует при изменении влагосодержания пород. Наличие глинистой корки приводит еще к уменьшению диаметра скважины, поэтому суммарная поправка для учета влияния этого фактора составляет

$$\Delta w_{гн} = (b - 2a)h_{гн}. \quad (23)$$

Этому выражению соответствует номограмма в блоке В на рис. 8. Влияние минерализации пластовой и промывочной жидкости изучалось путем измерений на моделях пластов и с помощью расчетов на ЭВМ. Анализ результатов расчета и экспериментов показывает, что увеличение минерализации пластовой жидкости изменяет зарегистрированное по РКС2 значение влагосодержания на величину $\Delta w = 0,08w$, увеличение минерализации промывочной жидкости дает обратный эффект (по крайней мере, до максимальной концентрации NaCl, составляющей 120–150 г/л). В связи с тем что радиус исследования при НК в большинстве практических случаев изучения коллекторов близок к размерам зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, степень минерализации пластовой и промывочной жидкости примерно одинакова, и вводить поправку нет необходимости. Исключение составляет бурение скважин с применением нефилтрующих промывочных жидкостей, а также изучение объектов с низкой общей проницаемостью. Определение поправки за влияние минерализации промывочной (C_p) и пластовой (C_b) жидкостей выполняют с помощью номограмм, приведенных в блоках С и D на рис. 8.

Поправку к значению влагосодержания, зарегистрированного РКС2, за счет изменения плотности промывочной жидкости δ_p определяют с помощью выражения

$$\Delta w_p = -a d_c \delta_p (d_c - d_n) SA, \quad (24)$$

где d_n — диаметр скважинного прибора; S, A — коэффициенты, учи-

Таблица 5

Значения отдельных составляющих и суммарной поправки за влияние давления и температуры [17]

Поправка	d_c , мм	Влагосодержание W					
		0,01	0,02	0,05	0,1	0,2	0,3
$\Delta W_{\text{скв}}$	130	-0,004	-0,002	-0,003	-0,0015	-0,016	-0,001
	190	-0,006	-0,004	-0,009	-0,008	-0,018	-0,003
	290	-0,009	-0,007	-0,007	-0,006	-0,021	-0,006
$\Delta W_{\text{пл}}$	130-190	-0,0033	-0,0042	-0,0053	-0,0058	-0,012	-0,03
$\Delta W_{\text{в}}$	130-190	-0,0004	-0,0008	-0,001	-0,002	-0,004	-0,012
ΔW_{Σ}	130	-0,0052	-0,0075	-0,0093	-0,017	-0,032	-0,043
	190	-0,0067	-0,009	-0,01	-0,02	-0,034	-0,045
	290	-0,0097	-0,012	-0,013	-0,023	-0,037	-0,048

тывающие минерализацию и наличие утяжелителей в растворе. Обычно для пресного раствора нормальной плотности $S = 1 \text{ см}^3/\text{г}$, $A = 0,75 \text{ мм}^{-1}$. Для минерализованного (до 200 г/л) утяжеленного раствора $S = 0,8 \text{ см}^3/\text{г}$, $A = 0,5 \text{ мм}^{-1}$. Выражению (24) соответствуют номограммы блока E ($d_c = 190 \text{ мм}$ и $d_c = 290 \text{ мм}$) на рис. 8. Для скважин, диаметр которых меньше 190 мм, влияние изменения плотности промывочной жидкости на показания РКС2 пренебрежимо мало.

Суммарный эффект воздействия температуры и давления на показания зондов НК-Т радиометра РКС2 в виде абсолютной поправки к зарегистрированному значению влагосодержания может быть представлен выражением

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{пл}} + \Delta W_{\text{скв}} + \Delta W_{\text{в}}, \quad (25)$$

где $\Delta W_{\text{пл}}$ — составляющая, учитывающая изменение длины диффузии нейтронов в пласте; $\Delta W_{\text{скв}}$ — составляющая, учитывающая изменение водородосодержания скважинной жидкости; $\Delta W_{\text{в}}$ — то же, для пластовой жидкости. Значения отдельных составляющих и суммарной поправки за счет комплексного влияния давления и температуры приведены в табл. 5.

Номограмма для учета поправки ΔW_{Σ} при определении пористости по показаниям РКС2 приведена в блоке G (для скважины диаметром 130-190 мм) и в блоке H (для скважин диаметром 290 мм) на рис. 8. Учет влияния колонны и цементного камня на показания РКС2 осуществляют с помощью номограммы в блоке J на рис. 8. Учет влияния минерального состава пород для основных породообразующих минералов (известняк, песчаник, доломит) осуществляется по шкалам пористости, приведенным в нижней части номограммы на рис. 8. Пример определения пористости для гипотетических условий измерения приведен на рис. 8 (линия 2).

ГЛАВА II

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ МОНОМИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА

§ 3. НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ

Основным назначением нейтронного гамма-каротажа (НГК) является изучение водородосодержания горных пород с использованием преимущественно однозондовых установок заинверсионных размеров для выделения пористых пластов, разделения коллекторов по характеру насыщения (газ—жидкость), определения пористости водо- и нефте-насыщенных пластов, количественного определения коэффициента газонасыщенности пластов при отсутствии проникновения (например, после обсадки скважины колонной и расформирования зоны проникновения). Кроме НГК для решения этих задач применяют также нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым (ННК-НТ) нейтронам [23]. В СССР ННК-НТ практически не применяют, а ННК-Т в методическом плане практически аналогичен НГК; поэтому эти методы здесь не рассматриваются. Следует лишь отметить, что в отличие от ННК-Т и ННК-НТ при интерпретации НГК необходимо учитывать естественную гамма-активность пород, а на ННК-НТ слабо влияет минерализация вод.

Чувствительность НГК к изменению объемного влагосодержания максимальна в области низких значений и снижается до минимума в области высоких. При полном насыщении порового пространства мономинеральной горной породы водой низкой минерализации или нефтью и отсутствии водорода в минеральном скелете, между показаниями НГК и общим водородосодержанием w_{Σ} существует зависимость, на которую не влияют структурно-текстурные особенности породы, а также тип порового пространства. В этом случае общее водородосодержание характеризует кажущуюся общую пористость коллектора, и в интервале $3 < k_{п} < 30\%$ (рис. 9) пористость может быть рассчитана по выражению

$$I_{\text{НГК}} = b - C \lg k_{п}, \quad (26)$$

где $I_{\text{НГК}}$ — показания нейтронного гамма-каротажа; b, C — постоянные коэффициенты, зависящие от типа аппаратуры и способа ее эталонирования.

При пористости более 30 % зависимость выполаживается и метод становится практически нечувствительным к изменению водородосодержания. При значительной минерализации пластовой и промывочной жидкости зависимость, приведенная на рис. 9, а, существенно искажается, особенно в области пористости, превышающей 15–20 %. Кроме

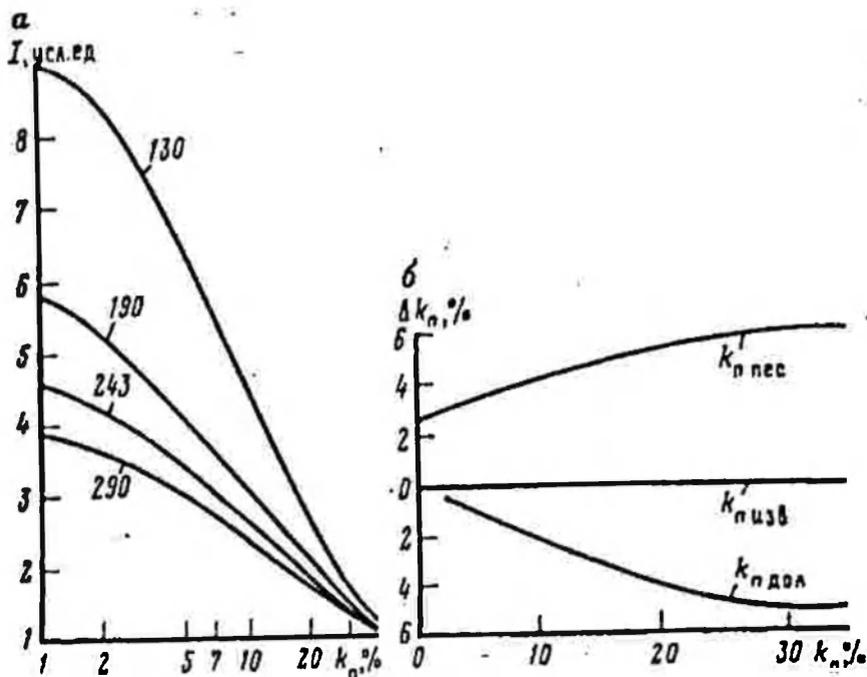


Рис. 9. Зависимость показаний НГК-60 от пористости известняка, насыщенного пресной водой (а), и кривые, учитывающие влияние литологии (б). Шифр кривых — d_c

того, на показания нейтронного каротажа влияет минеральный состав скелета породы. Это влияние зависит от применяемой модификации метода и для НГК-60 (аппаратура ДРСТ-3) изменяется для доломитов от 0 при $k_n = 1\%$ до 5% при $k_n = 35 \div 40\%$; для кварцевых песчаников соответствующие значения составляют 3–6%, а для полимиктовых песчаников они примерно в 2 раза меньше, чем для кварцевых при содержании в них 50% кварца и по 25% альбита и анортита.

В обсаженных скважинах показания НГК, во-первых, существенно уменьшаются, во-вторых, значительно искажается вид зависимости $I_{\text{НГК}} = f(I_0 k_n)$, особенно за счет эксцентриситета обсадной колонны в скважине или прибора в колонне. Учет этих факторов в практических случаях весьма затруднителен, поэтому точность метода в НГК в обсаженных скважинах значительно снижается.

Несмотря на отмеченные ограничения, метод НГК позволяет с достаточно высокой точностью оценивать пористость карбонатных и терригенных слабглинистых пород мономинерального состава, насыщенных водами низкой минерализации. При этом можно использовать усредненные зависимости, приведенные на рис. 9, а, где в качестве условной единицы используется отношение показаний прибора в породе к показаниям в пресной воде, а влияние основных литотипов учитывать с помощью зависимостей, приведенных на рис. 9, б.

Однако при использовании усредненной (типовой) зависимости ошибки в определении k_n могут быть весьма значительными за счет особенностей конкретной зондовой установки, определяемых техно-

логическими отклонениями при изготовлении. Поэтому на практике чаще используют индивидуальную градуировочную характеристику, для построения которой необходимо наличие двух или более опорных пластов. Для двух опорных пластов показания НГК выражают в единицах $y = (I_{\text{НГК}} - I_2) / (I_1 - I_2)$ (где $I_{\text{НГК}}, I_1, I_2$ — показания против исследуемого и опорных пластов соответственно). Если в качестве опорного принимают пласт доломита или песчаника, то необходимо вводить соответствующую поправку на литологию (см. рис. 9, б).

Значения k_n определяют обычно для номинальных условий измерения по градуировочной характеристике $y = f(I_{\text{НГК}})$. За номинальные принимают следующие условия: диаметр скважины 150; 200; 250; 300 мм; глинистая корка на стенке скважины отсутствует; минерализация пластовой и промывочной жидкости составляет не более 2 г/л; порода — известняк. Если условия измерений отличаются от номинальных, то в значение k_n , определенное по градуировочной зависимости, следует вносить поправки. Поправку за толщину глинистой корки вычисляют по формуле

$$\Delta k_n = bh + 0,135 k'_n - 0,0034 (k'_n)^2 - a, \quad (27)$$

где a, b — коэффициенты, зависящие от диаметра скважины; h — толщина глинистой корки; k'_n — кажущаяся пористость при номинальных условиях измерения. Поправку Δk_n вычитают из значения k_n .

Отклонение диаметра скважины от номинального учитывают с помощью номограммы, приведенной на рис. 10, когда длина скважинного прибора меньше длины каверны и он находится на стенке скважины. Если длина скважинного прибора больше размеров каверны, то используют формулу (27), где за h принимают полуразность диаметров скважины и каверны.

Влияние минерализации пластовой и промывочной жидкостей учитывают по градуировочным зависимостям, приведенным на рис. 11. При этом определяют значения пористости для пресных $k_{\text{пп}}$ и минерализованных $k_{\text{пм}}$ жидкостей, а истинное значение находят с помощью выражения

$$k_n = q (k_{\text{пм}} - k_{\text{пп}}) / q_m + k_{\text{пп}}, \quad (28)$$

где q, q_m — градуировочная и фактическая концентрации NaCl (г/л) соответственно.

При увеличении температуры плотность и водородный индекс воды, нефти и газа уменьшаются, что ведет соответственно к уменьшению кажущейся общей пористости k_n по сравнению с истинной. Кроме того, для НГК с увеличением температуры изменение интенсивности регистрируемого вторичного гамма-излучения связано не только с увеличением длины диффузии тепловых нейтронов, но и с уменьшением объемной плотности жидкости, насыщающей поровое пространство. Влияние температуры и давления учитывают по специальной папке [4], если в качестве опорных пластов используют модельные

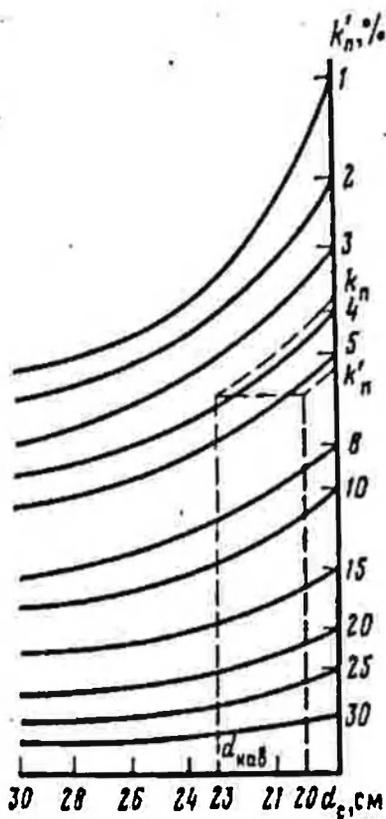


Рис. 10. Номограмма для учета влияния изменений диаметра скважин при определении пористости по НГК-60

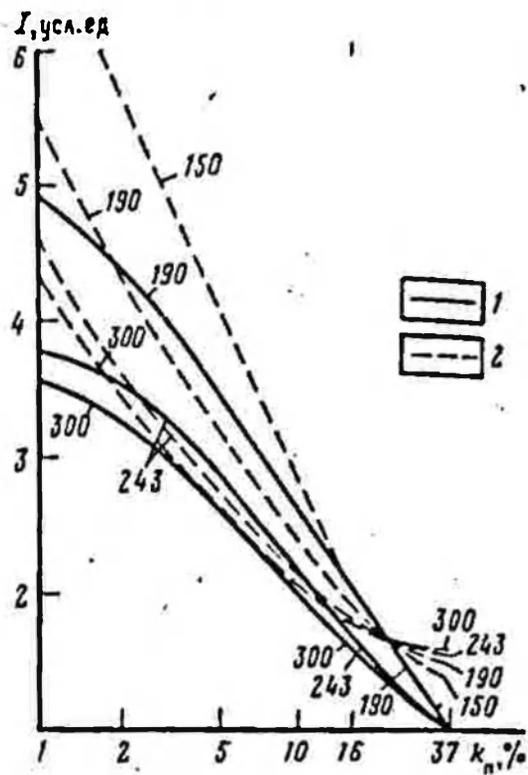


Рис. 11. Номограмма для учета влияния минерализации пластовой и промывочной жидкостей при определении пористости по данным НГК-60: 1 — пресная вода (нефть); 2 — минерализованная вода; $C_B = 300$ г/л. Шифр кривых — d_c , мм

среды или пласты, температура которых отличается от исследуемых на 50°C при насыщении пор пресной и на 100°C при насыщении пор соленой (200 г/л) водой. Влияние изменения литологии, как уже отмечалось, учитывают с помощью зависимостей, приведенных на рис. 9, б.

Наиболее благоприятными условиями применения НГК для непосредственного определения пористости являются измерения в слабоглинистых, незагипсованных карбонатных породах мономинерального состава с низким или средним объемом порового пространства. В качестве примера на рис. 12 приведено сопоставление материалов НГК с КНК и АК, а в табл. 6 — результаты определения k_n этими методами.

На рис. 13 приведено сопоставление кривой НГК-60, диаграммы объемной плотности, зарегистрированной РКС1 и материалов стандартного комплекса ГИС в песчано-глинистых отложениях с мономинеральным скелетом (каолинитовые глины, кварцевый песчаник). Значения k_n , определенные по данным НГК-60 методом двух опорных пластов и плотностному ГГК для пластов с минимальной глинистостью

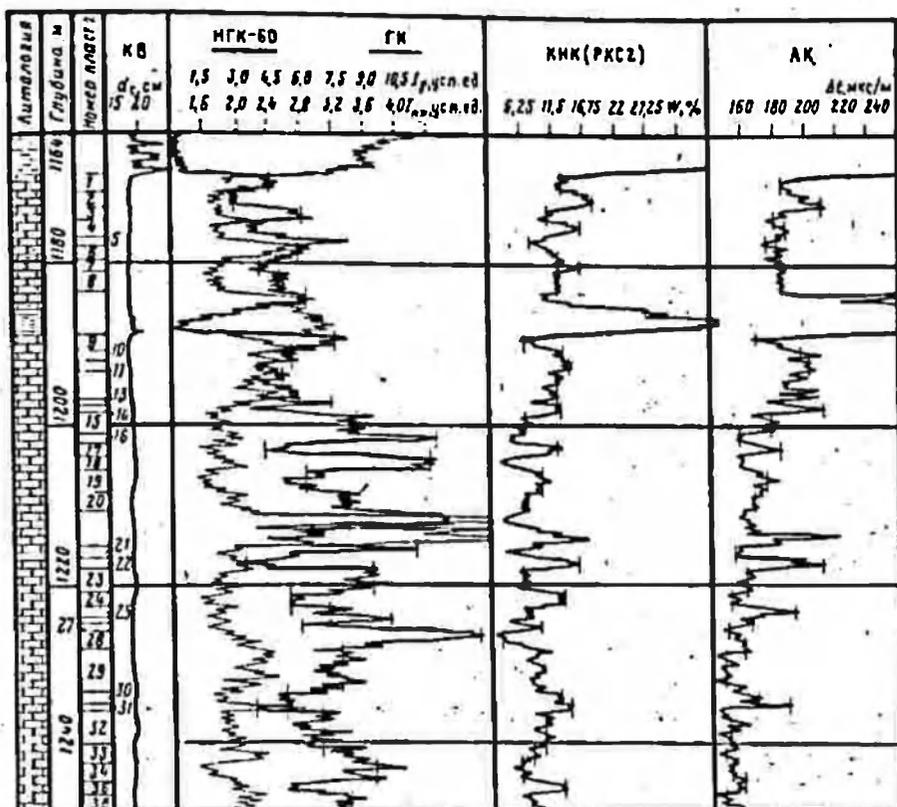


Рис. 12. Диаграммы объемного влаго содержания (PKC2), HMK-60, GK и AK (скв. 21 Тавдинской площади, Пермская область):
 1 — известняк; 2 — известняк глинистый; 3 — аргиллит

Таблица 6

Значения пористости известняков, определенные по материалам АК и HMK-60, их объемное влаго содержание (скв. 21 Тавдинской площади)

Номер пласта	w	k_n HMK	k_n АК	Номер пласта	w	k_n HMK	k_n АК
1	0,131	0,156	0,127	19	0,095	0,105	0,089
2	0,167	0,160	0,180	20	0,073	0,063	0,06
3	0,104	0,094	0,095	21	0,036	0,046	0,043
4	0,157	0,174	0,147	22	0,152	0,171	0,172
5	0,078	0,074	0,085	23	0,061	0,053	0,06
6	0,12	0,097	0,115	24	0,125	0,129	0,006
7	0,155	0,170	0,139	25	0,061	0,094	0,97
8	0,125	0,137	0,130	26	0,045	0,047	0,05
9	0,071	0,074	0,07	27	0,099	0,11	0,04
10	0,12	0,114	0,135	28	0,026	0,03	0,05
11	0,14	0,15	0,156	29	0,063	0,07	0,03
12	0,12	0,128	0,131	30	0,12	0,135	0,13
13	0,078	0,095	0,092	31	0,136	0,142	0,148
14	0,125	0,16	0,158	32	0,094	0,097	0,04
15	0,062	0,067	0,069	33	0,073	0,065	0,04
16	0,047	0,028	0,05	34	0,057	0,067	0,06
17	0,129	0,145	0,119	35	0,125	0,124	0,04
18	0,03	0,028	0,035	36	0,07	0,066	0,05

Шкалу вычислителя объемного влагосодержания калибруют по моделям пластов чистого известняка, различной пористости, поэтому наиболее благоприятными условиями использования КНК для непосредственного (практически без введения поправок и корректив) определения пористости являются слабоглинистые без примесей доломитов и гипсов известняки, насыщенные водами низкой (не более 3 г/л NaCl) минерализации. Если изучаемые породы имеют другой минеральный состав (песчаник, доломит), то для перехода от кажущейся пористости известняка к истинной пористости используют специальную номограмму (см. рис. 8).

В качестве примера рассмотрим результаты детального исследования комплексом НГК, КНК (РКС2) и АК карбонатных слабоглинистых пород верейского горизонта и башкирского яруса в скв. 21 Тавдинской площади в Башкирии. Условия измерений в скв. 21 близки к номинальным (диаметр — 200 мм, в скважине и пласте с учетом проникновения — пресная вода, отсутствуют каверны и глинистые корки на стенках скважины), поэтому основным фактором, искажающим связь объемного влагосодержания по данным КНК с истинной пористостью пород, является степень доломитизации известняков.

В интервале исследований выделено 36 объектов толщиной (см. рис. 12) не менее 2 м и однородных по показаниям сравниваемых методов. В табл. 6 приведены значения пористости, определенные по данным НГК-60 методом двух опорных пластов $k_{\text{НГК}}$ и по кривой АК ($k_{\text{АК}}$) для матрицы известняка, которые сопоставляются с объемным влагосодержанием w , полученным по измерениям РКС2 для всех объектов, выделенных в разрезе скв. 21 Тавдинской площади. Из табл. 6 видно, что по большинству выделенных объектов в скв. 21 Тавдинской площади наблюдается удовлетворительное соответствие значений пористости по данным НГК-60 и АК и их объемного влагосодержания (разница в значениях не превышает 1,5–2,5 % в диапазоне пористости от 2 до 17 %). Это свидетельствует о том, что исследуемый разрез представлен преимущественно неглинистыми и незагипсованными известняками, а диаграмма объемного влагосодержания, зарегистрированная РКС2, однозначно отражает пористость пород.

Показательным для рассматриваемого примера является и следующее: а) объемное влагосодержание по данным КНК, шкала которого калибруется в единицах объемного влагосодержания (пористости) известняка, в доломитах (пласты 24, 27, 32, 35) завышено по сравнению с истинной пористостью на 5–6,5 %, что хорошо согласуется с результатами экспериментальных исследований на моделях пластов и теоретическими расчетами (см. рис. 8); б) при наличии в карбонатном разрезе песчаных примесей (пласты 14 и 25) показания КНК соответственно занижаются по сравнению с истинной пористостью на 3–4 %, что также хорошо согласуется с экспериментальными и теоретическими оценками степени влияния литологии на показания КНК.

Таким образом, компенсационный нейтронный каротаж как средство определения общей пористости дает наиболее достоверные резуль-

таты при исследовании неглинистых, незагипсованных карбонатно-терригенных объектов, представленных породами мономинерального состава. Погрешность определения объемного влагосодержания по данным КНК для этих условий составляет не более $\pm 1\%$ при $w = 0 \div 30\%$ и не превышает $\pm 2\%$ при $w = 30 \div 40\%$. Во всех остальных случаях для количественной оценки пористости по данным КНК требуется привлечение дополнительной информации для введения поправок с помощью номограммы на рис. 8. Нередко подобная информация отсутствует или недостаточно достоверна, в связи с чем требуется привлечение данных дополнительных методов определения пористости.

§ 5. ПЛОТНОСТНОЙ ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖ

Объемная плотность горной породы $\delta_{об}$ с минеральной плотностью $\delta_{ск}$ и плотностью насыщающей ее жидкости $\delta_{ж}$ связана с пористостью следующим соотношением:

$$\delta_{об} = k_n \delta_{ж} + (1 - k_n) \delta_{ск} \quad (29)$$

Решая уравнение (29) относительно k_n , получим

$$k_n = (\delta_{ск} - \delta_{об}) / (\delta_{ск} - \delta_{ж}). \quad (30)$$

На рис. 14 приведено в виде номограммы графическое решение уравнения (30) для известняка ($\delta_{ск} = 2,72 \text{ г/см}^3$), доломита ($\delta_{ск} = 2,87 \text{ г/см}^3$), кварцевого песчаника ($\delta_{ск} = 2,65 \text{ г/см}^3$) и глинистого (каолинит) кварцевого песчаника ($\delta_{ск} = 2,67 \text{ г/см}^3$) при $\delta_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$. Аналогичные номограммы могут быть построены для иных значений $\delta_{ж}$, отличающихся от объемной плотности пресной воды (например, для нефти или минерализованной воды).

С учетом того, что глубина исследования при ГГК относительно невелика (10–12 см) и ограничена промытой прискважинной зоной пласта, которая насыщена фильтратом промывочной жидкости, за $\delta_{ж}$ обычно принимают плотность фильтрата $\delta_{ф}$ промывочной жидкости. Зависимость $\delta_{ф}$ от минерализации и температуры можно принимать такой же, как и для воды, объемная плотность которой при небольших (до 70 °С) пластовых температурах связана с концентрацией NaCl соотношением

$$\delta_{ж} = 1 + 0,64C, \quad (31)$$

где C — минерализация пластовой воды (г/см^3).

В реальных условиях плотность насыщающей пласт жидкости может изменяться от $0,8 \text{ г/см}^3$ (нефть) до $1,2 \text{ г/см}^3$ (воды предельной минерализации). Абсолютная погрешность в определении пористости за счет неучтенной вариации плотности насыщающей пласт жидкости при $\delta_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$ составляет не более $\pm 1\%$. Наиболее сильное влияние на

точность определения пористости по данным ГГК оказывает наличие газа в пласте, так как в газоносных пластах в зависимости от характера проникновения и полноты вытеснения газа плотность $\delta_{ж}$ может изменяться от 0,3 до 1,2 г/см³.

При непосредственном определении пористости пород по материалам ГГК в песчано-глинистом разрезе наиболее благоприятными являются условия, при которых выдерживается постоянство компонентного состава песчаников и глин, а минеральные плотности компонентов различаются незначительно. При исследовании карбонатного слабоглинистого разреза с мономинеральным скелетом диаграмма, зарегистрированная радиометром РКС1, также непосредственно отражает пористость породы, которую определяют с помощью номограммы на рис. 14 по шкалам известняка или доломита.

На рис. 15 приведены диаграммы объемной плотности, зарегистрированные радиометром РКС1, и материалы стандартного комплекса ГИС в песчано-алевролитовых отложениях верхнего девона. Исследуемый разрез представлен кварцевыми песчаниками с различным содержанием (до 20 %) алевролитов и каолинистых глин. В связи с тем что минеральные плотности компонентов, входящих в исследуемый разрез, различаются на 0,01 г/см³, скелет его можно рассматривать как мономинеральный и пористость определять с помощью номограммы на рис. 14 по шкале песчаника.

В табл. 7 приведены значения общей пористости, определенные по керну и данным методов ГГК, АК и НГК-60 в песчано-алевролитовом разрезе скв. 2005 Туймазинской площади.

Из табл. 7 видно, что результаты определения пористости по материалам ГГК в песчано-алевролитовом разрезе с мономинеральным скелетом наиболее достоверны. Значения пористости по данным АК и НГК-60 по сравнению с керном существенно завышены за счет влияния глинистой и алевролитовой компонент породы. Таким образом, по материалам плотностного каротажа в модификации РКС1, который

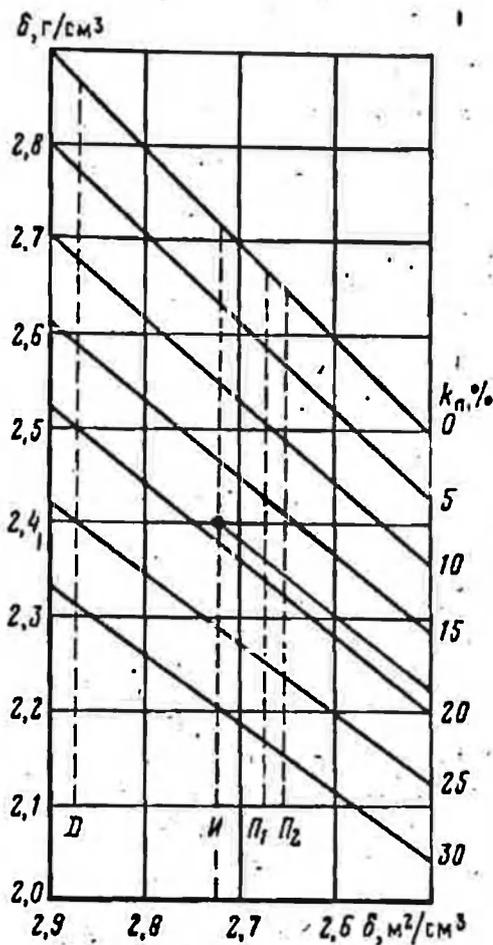


Рис. 14. Номограмма для определения общей пористости известняка (И), доломита (Д), кварцевого песчаника (П₁) и глинистого (каолинитового) кварцевого песчаника (П₂) по данным ГГК

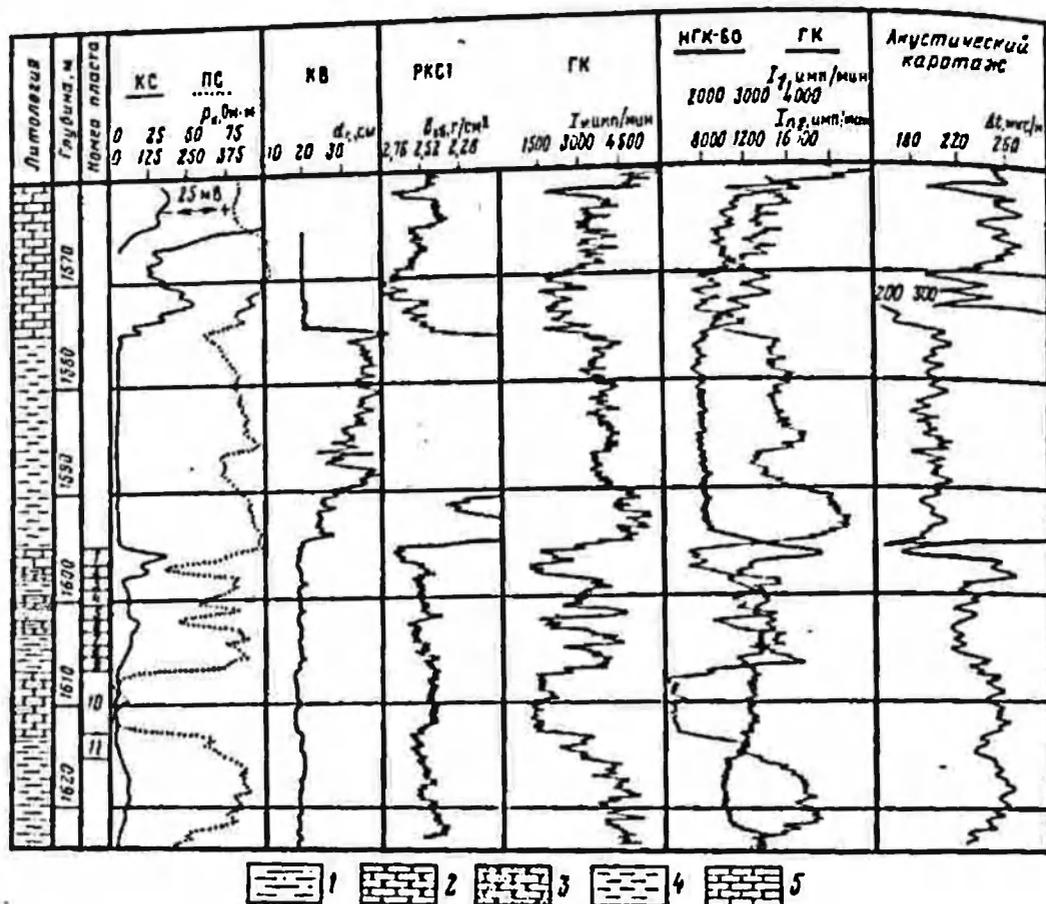


Рис. 15. Диаграммы геофизических методов определения пористости (ГГК, АК, НГК) в песчано-алевролитовых отложениях (скв. 2005, Туймазинская площадь, Башкирия).

1 — глина алевритистая; 2 — песчаник глинистый; 3 — песчаник; 4 — глина; 5 — известняк

позволяет получать плотность пород с точностью $0,03-0,05 \text{ г/см}^3$, общая пористость карбонатных и терригенных пород мономинерального состава (неглинистые известняки и доломиты, кварцевые песчаники, алевролиты и аргиллиты) независимо от структуры порового пространства определяется с погрешностью $1-1,5 \%$.

Если исследуемые породы содержат различные минералы или примеси, содержание и плотность которых $\delta_{\text{пр}}$ известны и отличны от плотности основного скелета $\delta_{\text{ск}}$, то коэффициент пористости по данным ГГК будет отличаться от истинной пористости на величину

$$\Delta k_n = k_{\text{пГГК}} - k_{\text{ист}} = k_{\text{пр}} (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{пр}}) / (\delta_{\text{ск}} - \delta), \quad (32)$$

где $k_{\text{пр}}$ — содержание примесей; δ — текущее значение плотности. Значение Δk_n вычитают из $k_{\text{пГГК}}$.

Таблица 7

Значения пористости по данным АК, ГГК, НГК и керну

Номер пласта	Интервал исследования, м	Мощность пласта, м	Пористость, %			
			ГГК	АК	НГК-60	Керн
1	1595,2–1596,8	1,6	3,5	4,0	7,0	3,6
2	1596,8–1598,0	1,2	18,5	20,0	19,0	19,0
3	1598,0–1599,2	1,2	9,0	20,0	21,5	9,26
4	1599,2–1600,6	1,4	9,4	13,7	15,0	9,26
5	1600,6–1602,0	1,4	8,0	13,7	18,0	7,35
6	1602,0–1603,2	1,2	7,0	10,9	13,0	6,2
7	1603,2–1604,4	1,2	6,9	10,9	20,0	6,2
8	1604,4–1605,6	1,2	10,5	10,5	20,0	12,5
9	1605,6–1606,8	1,2	15,9	16,3	23,5	18,2
10	1606,8–1612,8	6,0	18,8	19,5	23,5	20
11	1612,8–1615,2	2,4	8,8	8,2	12,1	9,0

§ 6. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРТАЖ

Современная аппаратура акустического каротажа позволяет регистрировать кинематические параметры продольной (P) волны (Δt) и динамические параметры продольной и поперечной (S) волн (амплитуды волн A и коэффициента их затухания α) и их относительные параметры A_S/A_P , α_S/α_P и т.п. Однако в практике геофизических исследований количественно обрабатывают только скорость продольной волны или, вернее, ее обратную величину — интервальное время Δt , которое наиболее тесно связано с пористостью горных пород и зависит от упруго-механических свойств пород, их минерального состава, структуры, характера и свойств насыщающих породу жидкостей.

Обычно для расчета пористости используют уравнение среднего времени

$$k_n = (\Delta t - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}), \quad (33)$$

которое применимо для пород различного литологического состава при изменении пористости от 5 до 25 % и учете фактических термобарических условий залегания изучаемых пород. Достоверность определения k_n по уравнению (33) в значительной степени зависит от достоверности определения интервального времени в скелете $\Delta t_{ск}$ и насыщающей ее жидкости $\Delta t_{ж}$. Поэтому высокая точность определения пористости возможна, если при расчете используют значение $\Delta t_{ск}$, соответствующее минеральному составу изучаемых в разрезе пород и их реальным термобарическим условиям.

Таблица 8

Средние характеристики распространения звуковой волны для мономинеральных пород

Порода	Скорость звуковой волны в скелете породы, м/с	$\Delta t_{ск}$ мкс/м	Рекомендуемое значение $\Delta t_{ск}$ мкс/м
Песчаник:	5500—6400	182—156	—
хорошо цементированный	5900	170	170
глинистый			
уплотненный плохо цементированный	5500	182	182
Известняк	6400—7000	156—143	155
Доломит	7000	142	142
Ангидрит	6100	164	164
Гипс	5050	171	171
Соль	4350—4600	277—230	225

Если изучаемый разрез представлен мономинеральными породами известной литологии, то для расчета k_n можно использовать значения $\Delta t_{ск}$, приведенные в табл. 8.

Однако использование обобщенных значений $\Delta t_{ск}$ (см. табл. 8) можно рекомендовать только для ориентировочных расчетов пористости. Для реальных разрезов продуктивных пластов значения $\Delta t_{ск}$ должны обязательно уточняться. Уточнение проводят при следующих сопоставлениях:

1) значений интервального времени со значениями пористости, полученными по данным других видов каротажа (НГК, КНК, ГГК, электрического каротажа); 2) значений интервального времени со значениями пористости, полученными по данным анализа керна; 3) значений интервального времени с удельным сопротивлением водонасыщенных $\rho_{вп}$ пород или параметром пористости P_n .

Первый способ применим, если при определении пористости по другим методам учтены характерные для них искажающие факторы. Второй способ можно использовать при сплошном отборе керна в значительных интервалах при условии хорошей его привязки по глубине. Наиболее простым является третий способ, учитывающий условия естественного залегания пород и основанный на предположении, что акустический и электрический каротажи оценивают один и тот же тип пористости пород.

Для водонасыщенных пород пористость связана с удельным сопротивлением выражением

$$k_n = \sqrt[m]{\rho_v} / \sqrt[m]{\rho_{вп}} = \sqrt[m]{1/P_n}. \quad (34)$$

Приравнивая правые части уравнений (33) и (34), получаем

$$(\Delta t - \Delta t_{\text{ск}}) / (\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}) = \sqrt[m]{\rho_{\text{в}}} / \sqrt[m]{\rho_{\text{вп}}}. \quad (35)$$

Выражение (35) является исходным при условии постоянной минерализации пластовой воды для построения графиков $\rho_{\text{п}} (P_{\text{п}}) = f(\Delta t)$, на которых по оси ординат строят функциональную шкалу $\rho_{\text{вп}}^{-1/m}$ (или $P_{\text{п}}^{-1/m}$), а на оси абсцисс — линейную шкалу Δt . На график наносят точки, соответствующие различным парам значений Δt и $\rho_{\text{п}} (P_{\text{п}})$, по которым проводят усредняющую линию. Пересечение этой линии с осью ординат при $\rho_{\text{п}} = \infty$ соответствует интервальному времени в скелете породы $\Delta t = \Delta t_{\text{ск}}$. Из выражения (35) следует, что $\rho_{\text{п}} (P_{\text{п}})$ связано не только с Δt , но и со структурным коэффициентом m . Следовательно, в зависимости от m наклон кривых $\Delta t = f(\rho_{\text{п}})$ и $\Delta t = f(P_{\text{п}})$ будет различен.

Интервальное время в пластовой воде $\Delta t_{\text{ж}}$, заполняющей поровое пространство породы, зависит от ее минерализации, температуры и давления. Поэтому одновременно с уточнением значения $\Delta t_{\text{ск}}$ необходимо уточнять $\Delta t_{\text{ж}}$ по зависимостям, связывающим $\Delta t_{\text{ск}}$ с пористостью, определенной по керну или другим геофизическим методам. Кроме того, интервальное время в пластовой воде $\Delta t_{\text{ж}}$ для заданной концентрации растворенных солей, температуры и давления (глубина залегания изучаемого пласта) можно рассчитать по специальной палетке, приведенной на рис. 16. Интервальное время в нефти $\Delta t_{\text{н}}$ определяется ее составом, плотностью, температурой, содержанием растворимого газа и изменяется от 770 до 1100 мкс/м. Так как интервальное время в нефти и газе больше, чем в воде, против нефтегазонасыщенных пластов Δt возрастает.

При наличии в породе глинистого материала интерпретационная модель акустического каротажа становится трехкомпонентной (твердая, пластичная и жидкая фазы). В этом случае пористость рассчитывают следующим образом:

$$k_{\text{п}} = (\Delta t - \Delta t_{\text{ск}}) / (\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}) - k_{\text{гл}} [(\Delta t_{\text{гл}} - \Delta t_{\text{ск}}) / (\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}})], \quad (36)$$

где $\Delta t_{\text{гл}}$ — значение интервального времени в глинах (мкс/м); $k_{\text{гл}}$ — объемная глинистость породы.

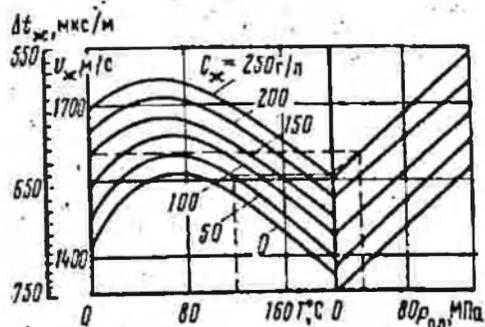


Рис. 16. Номограмма для определения интервального времени $\Delta t_{\text{ж}}$ (скорости) пробега продольной волны в жидкости при заданной минерализации $C_{\text{ж}}$, давлении $P_{\text{пл}}$ и температуре T .

В трещиноватых и кавернозных породах скорость волн определяется их акустической жесткостью, которая отличается от акустической жесткости пород с гранулярным типом пористости. Поэтому в более жестких кавернозных породах Δt будет меньше, чем в гранулярных коллекторах той же пористости, и значение пористости, рассчитываемое по уравнению (33), в кавернозных породах будет занижено. Жесткость трещин в массиве пород значительно меньше жесткости гранулярных пор и каверн, поэтому трещины сильно влияют на упругие свойства породы. Однако в естественных условиях трещинная пористость обычно не превышает 0,01–0,2 %, поэтому ее вклад незначителен и для расчета пористости можно использовать уравнение (33). При этом получаемые значения пористости будут характеризовать гранулярную емкость породы или блоковую пористость $k_{\text{пл}}$. Поэтому выделение трещинных зон в разрезе только по одному параметру Δt малоэффективно. В целом для трещинно-кавернозно-гранулярных карбонатных коллекторов определяемая по акустическому каротажу пористость соответствует следующему условию: $k_{\text{пл}} \leq k_{\text{пак}} < k_{\text{п}}$.

Однако если использование Δt малоэффективно для выделения трещинных коллекторов, то динамические параметры довольно чувствительны к трещиноватости и кавернозности пород. Трещинные и кавернозные породы характеризуются на кривых АК повышенным затуханием α_p продольной и поперечной α_s волн и уменьшением их амплитуд. Кроме того, на границах трещин и каверн происходит рассеяние энергии продольной и поперечной волн, что отражается на фазокорреляционных диаграммах появлением вторичных волн, позволяющих уверенно выделять в разрезе интервалы с трещинно-кавернозной пористостью. Поскольку затухание продольных и поперечных волн определяется раскрытостью трещин, величиной каверн, типом их заполнителя, ориентацией трещин, а на амплитуду в основном влияют фильтрационные свойства породы-коллектора независимо от типа порового пространства, то динамические параметры в сочетании с фазокорреляционными диаграммами могут быть использованы только для качественного выделения пород с трещинной и кавернозной пористостью. Однако для однозначного выделения коллекторов такого типа необходимо использовать данные других методов (ГК, ГГК, НК, БК).

Поскольку для цементированных пород сжимаемость определяется в основном сжимаемостью минерального скелета и в меньшей степени сжимаемостью флюида, насыщающего пустотное пространство породы, характер насыщения (вода, нефть и газ) слабо влияет на скорость упругих волн, тем более что радиальная глубинность акустического каротажа небольшая и исследуется зона проникновения, в которой нефть и газ замещены фильтратом промывочной жидкости. Поэтому для низкопористых цементированных коллекторов ($k_{\text{п}} < 15\%$) характер насыщения можно не учитывать при оценке $k_{\text{п}}$. С ростом пористости ($k_{\text{п}} = 15 \div 25\%$) замена насыщающего флюида (воды на нефть и газ) ведет к увеличению интервального времени продольной

волны на 4–5 мкс/м, а при $k_n > 25\%$ такая замена увеличивает интервальное время на десятки процентов в зависимости от степени цементированности породы и глубины зоны проникновения.

Так, при определении пористости нефтегазонасыщенных песчаников в рассчитываемое значение k_n вводят коэффициент поправки за нефтенасыщенность, который составляет 0,95 для пород с пористостью 15–25% и 0,9 для слабосцементированных пород с $k_n > 25\%$. Для газонасыщенных пластов коэффициент поправки за газонасыщенность составляет 0,8, однако его необходимо уточнять при изучении конкретных продуктивных отложений.

Степень цементированности пород при определении пористости можно рассчитать по формуле

$$k_{\text{писп}} = k_n (300 / C \Delta t_{\text{гн}}), \quad (37)$$

где k_n — пористость, рассчитанная по уравнению (33); $\Delta t_{\text{гн}}$ — интервальное время во вмещающих глинах; C — коэффициент, характеризующий степень уплотнения глин; 300 — интервальное время в плотных глинах (в мкс/м).

Коэффициент C обычно изменяется от 0,8 до 1,2 и для данного типа породы может быть рассчитан по формуле (37), если истинную пористость $k_{\text{ист}} = k_{\text{писп}}$ определить по керну или другими геофизическими методами. Для расчета коэффициента C рекомендуется обычно за истинную принимать пористость, рассчитанную для водоносных пород по сопротивлению через параметр пористости $P_n(k_{\text{пр}})$. Тогда уравнение (37) может быть записано в виде

$$C = 300 k_n / \Delta t_{\text{гн}} k_{\text{пр}}. \quad (38)$$

Особенно сильно влияет характер насыщенности на коэффициенты затухания продольной α_p и поперечной α_s волн. Для слабосцементированных пород, насыщенных различными флюидами, значения α_p и α_s могут изменяться на 300–400% независимо от минерализации воды [7]. На рис. 17 приведен пример выделения газонасыщенного пласта и определения положения газонефтяного контакта в высокопористом песчанике верхнего мела Варьганского месторождения Среднего Приобья. На этом примере также хорошо видно влияние неоднородности пласта на характер проникновения и, следовательно, на изменение значения Δt в газоносной части пласта, связанное с различным газосодержанием.

При смешанном насыщении пластов, которое встречается в обводненных пластах разрабатываемых месторождений, когда пластовое давление становится ниже давления насыщения и происходит выделение растворенного газа, затухание упругих волн возрастает по сравнению с водо- и нефтенасыщенными пластами. Поэтому при благоприятных условиях по коэффициентам затухания α_s и α_p можно решать задачу выделения интервалов обводнения.

На скорость распространения и затухания упругих волн сильное

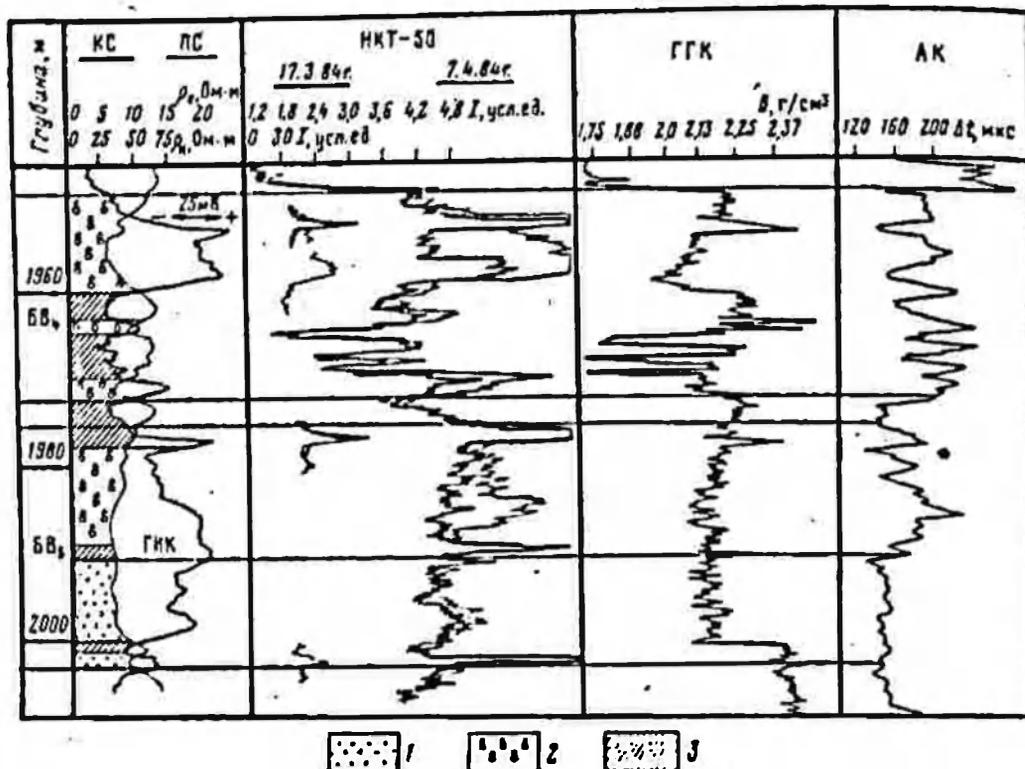


Рис. 17. Пример выделения газонасыщенного пласта и определения положения газонефтяного контакта по данным АК в высокопористых песчаниках (скв. 1035, Варьганское месторождение, Западная Сибирь).
Пласты: 1 — нефтеносные; 2 — газоносные; 3 — неколлекторы

влияние оказывает эффективное давление $p_{эф}$, представляющее собой разность горного $p_{гор}$ и пластового $p_{пл}$ давлений, так как с изменением давления изменяется упругость скелета. Экспериментально показано, что с повышением давления скорость упругой волны увеличивается, причем основные изменения происходят в диапазоне изменения давления от атмосферного до 50–100 МПа. При дальнейшем увеличении давления скорость стремится к некоторому пределу. Влияние давления на скорость неодинаково для пород различного минерального состава и структуры. Максимальным диапазоном изменения скорости от давления характеризуются терригенные породы, что обусловлено большой пестротой состава основных породообразующих минералов и цементирующего вещества.

Влияние пластового давления противоположно действию внешнего давления, так как с ростом пластового давления уменьшается роль эффективного давления, что ведет к разуплощению пород и, следовательно, увеличению Δt и α , иногда довольно значительному. Уменьшение пластового давления вызывает обратный эффект. Явления уменьшения или увеличения пластовых давлений имеют широкое развитие на длительно разрабатываемых месторождениях, на которых пластовое давление контролируют отборами и закачкой жидкости [8].

Влияние температуры на скорости распространения упругих волн незначительно и определяется в основном степенью цементированности

пород. В слабосцементированных породах влияние температуры в основном проявляется в изменении сжимаемости насыщающей породу жидкости. Однако в общем случае влияние температуры при интерпретации данных акустического каротажа не учитывают.

Практически линейная связь интервального времени Δt с пористостью, отсутствие влияния скважины (диаметра скважины, толщины глинистой корки, типа и плотности промывочной жидкости) на показания акустического каротажа, а также отсутствие влияния вмещающих пород позволяют уверенно решать задачу оценки емкостных свойств акустическим каротажем в породах известного мономинерального состава с гранулярным типом пористости. Погрешность определения пористости при этом не превышает 1,5–2,5%. Для пород сложного минерального состава и при усложнении структуры порового пространства емкостные свойства коллекторов оценивают по комплексу акустического, плотностного каротажа и различных модификаций нейтронного метода.

§ 7. ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ¹

Ядерный магнитный каротаж (ЯМК) основан на том, что некоторые элементы, и прежде всего водород, входящий в состав флюидов, насыщающих поровое пространство пород-коллекторов, обладают механическим и магнитным моментами, оси которых совпадают. При воздействии на ядра этих элементов, магнитные моменты которых ориентированы в направлении магнитного поля Земли, внешнего магнитного поля, их магнитные моменты стремятся ориентироваться в направлении вектора наложенного магнитного поля, т.е. происходит явление ядерного намагничивания. При снятии внешнего магнитного поля приобретенное ядерное намагничивание разрушается, в результате чего ядра стремятся вновь сориентироваться вдоль вектора магнитного поля Земли, прецессируя вокруг него в течение некоторого времени, характеризующего скорость затухания сигнала и называемого временем поперечной релаксации.

Таким образом, при ядерно-магнитном каротаже регистрируют сигнал свободной прецессии ядер водорода. Сигнал свободной прецессии (ССП) ядер водорода затухает во времени по экспоненциальному закону:

$$A_t = A_0 e^{-t/T_2} \quad (39)$$

где A_t — амплитуда сигнала в момент времени t , от начала прецессии; A_0 — амплитуда сигнала в момент начала прецессии ($t = 0$); T_2 — время поперечной релаксации.

¹ Раздел написан совместно с В.Д. Чухвичевым.

Из уравнения (39) следует, что чем меньше время поперечной релаксации T_2 , тем быстрее затухает сигнал ССП. Теоретически доказано, что ядра водорода кристаллических решеток или входящих в молекулы жидкостей, связанных с поверхностью твердой фазы, имеют ограниченную степень свободы, что определяет быстрое затухание их прецессии и, следовательно, малое значение T_2 . А так как при ЯМК регистрация сигнала свободной прецессии начинается из-за принципиальных особенностей аппаратуры спустя некоторое время, равное нижнему пределу $T_{2\text{нп}}$, ССП со временем поперечной релаксации $T_2 < T_{2\text{нп}}$ не будут зарегистрированы. Таким временем поперечной релаксации обладают кристаллизационная и связанная воды, вязкие неподвижные нефти, промывочная жидкость.

Таким образом, измеряемый при ЯМК сигнал свободной прецессии определяется свободным флюидом, заполняющим поровое пространство породы и способным перемещаться под действием перепада давлений. Количество свободного флюида в единице порового объема определяется индексом свободного флюида (ИСФ), который с определенной долей условности соответствует коэффициенту эффективной пористости

$$k_{\text{пэф}} = k_{\text{п}} (1 - k_{\text{во}}), \quad (40)$$

где $k_{\text{во}}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности.

Условность соответствия ИСФ коэффициенту эффективной пористости видна из уравнения (40), так как коэффициент остаточной водонасыщенности отражает содержание не только связанной воды, но и условно подвижной, от которой возможна регистрация ССП. Равенство $\text{ИСФ} = k_{\text{пэф}}$, таким образом, может соблюдаться только в гранулярных слабоглинистых кварцевых коллекторах с предельной нефтенасыщенностью, в которых $k_{\text{во}} = k_{\text{всв}}$.

Индекс свободного флюида представляет собой отношение начальной амплитуды ССП, зарегистрированной на образце породы, к начальной амплитуде ССП, зарегистрированной в дистиллированной воде, занимающей такой же объем, как и образец породы. ИСФ прямо пропорционально связан с начальной амплитудой A_0 , а так как сигнал свободной прецессии убывает по экспоненциальному закону, для определения A_0 и, следовательно, ИСФ достаточно иметь два значения амплитуд ССП (A_1 и A_2), зарегистрированных по истечении времени t_1 и t_2 после начала прецессии. Используя уравнение (39), получаем систему уравнений

$$A_1 = A_0 e^{-t_1/T_2}, \quad A_2 = A_0 e^{-t_2/T_2}, \quad (41)$$

решая которую относительно A_0 и T_2 , находим начальную амплитуду

$$A_0 = A_1^{t_2/(t_2-t_1)} / A_2^{t_1/(t_2-t_1)} \quad (42)$$

и время поперечной релаксации

$$T_2 = (t_2 - t_1) / \ln(A_1/A_2). \quad (43)$$

Параметр A_0 калибруют в единицах ИСФ, который записывают в процентах на 1 см. В общем случае метод ЯМК позволяет выделять в разрезе коллекторы и оценивать их эффективную емкость, а также характер насыщенности. Пример выделения коллекторов по данным ЯМК в комплексе с другими методами приведен на рис. 18. Для решения второй задачи информативным является такой параметр, как время поперечной релаксации T_2 . Как отмечалось выше, ССП затухает во времени по экспоненциальному закону. Однако если флюид является смесью нескольких компонентов, имеющих различное время T_2 , то релаксационная кривая затухания ССП отклоняется от экспоненты и ее можно разложить на несколько прямых. Поэтому релаксационные кривые ССП подразделяют на одно- и двухкомпонентные. Поскольку время поперечной релаксации T_2 зависит от вязкости флюида, удельной поверхности порового пространства, его гидрофильности и гидрофобности [3], характер релаксационных кривых несет довольно большую информацию. Форму релаксационной кривой ССП наиболее просто изучать графическим путем с использованием выражения

$$A_1 = A_0 (e^{-t_1/T_2'} + \mu e^{-t_1/T_2''}), \quad (44)$$

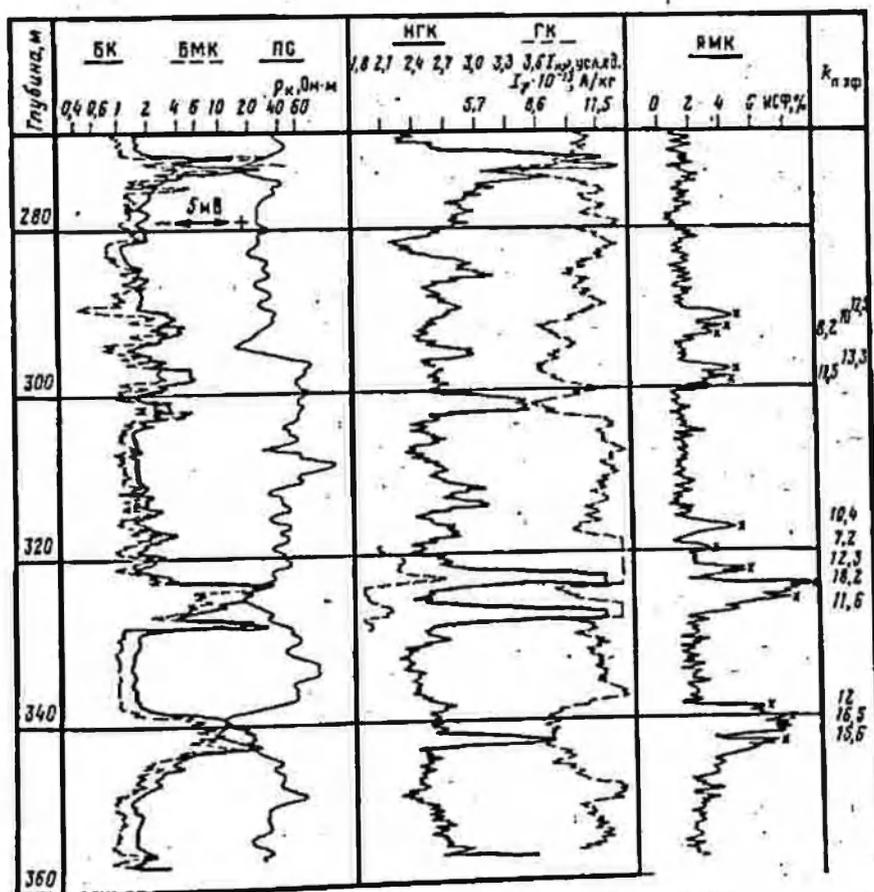


Рис. 18. Диаграммы ЯМК и стандартного комплекса ГИС

где n — относительная амплитуда второго сигнала в момент начала прецессии; T_2' , T_2'' — времена поперечной релаксации первого и второго сигналов.

Релаксационную кривую ССП строят в полулогарифмическом масштабе в виде функции $\text{Ln}(A_1/A_0) = f(t_1)$. Основным параметром, определяющим одно- и двухкомпонентный характер релаксационной кривой ССП, является различие времен T_2' и T_2'' . При $T_2''/T_2' > 2$ релаксационные кривые являются двухкомпонентными. В качестве примера выделения коллекторов и оценки характера их насыщенности по данным ЯМК рассмотрим результаты исследования водоносных и нефтеносных коллекторов различного литологического состава.

На рис. 19 приведены кривые ЯМК и стандартного комплекса ГИС в карбонатных отложениях каширо-подольского горизонта. При сопоставлении видно, что кривые ЯМК более дифференцированы по коллекторским свойствам, чем кривая НГК. Особенно хорошо это видно на примере довольно однородного по кривой НГК пласта-коллектора в интервале 763,6–772,8 м с пористостью 18–19%, в котором по данным ЯМК суммарная толщина коллекторов составляет 5,5 м. В этой скважине выполнен детальный анализ релаксационных кривых ССП, результаты которого приведены в табл. 9. Для краткости в табл. 9 приведены только три значения амплитуд (A_1 , A_2 , A_3), записанные на временах 90, 160 и 230 мс, по которым выполнены расчеты A_0 и T_2 . Из табл. 9 видно, что все водоносные интервалы (пласты 1–8) характеризуются однокомпонентной кривой релаксации ССП со временем T_2 , изменяющимся от 65 до 140 мс. Для нефтенасыщенного пласта 9 характерна двухкомпонентная кривая релаксации ССП, при которой T_2 изменяется от 120 до 200 мс.

Результаты применения ЯМК со стандартным комплексом ГИС для оценки характера насыщения терригенных коллекторов были про-

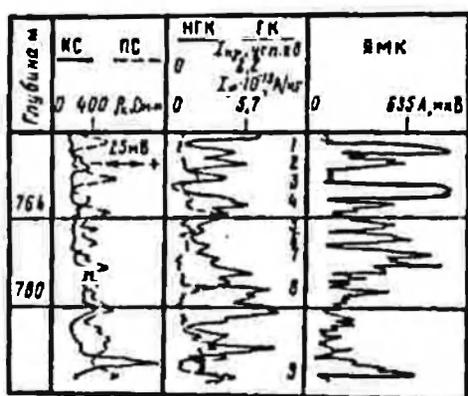


Рис. 19. Пример выделения коллекторов и оценки характера их насыщенности по данным ЯМК и комплексу стандартных методов ГИС:

1–9 — номера пластов (сква. 4139 Архангельской площади, Татария)

анализированы на примере песчаников пашийского горизонта девонского возраста Татарии. Для сравнения взяты два пласта: однородный слабоглинистый пласт песчаника в скв. 1068 Бавлинской площади и неоднородный песчано-алевролитовый пласт в скв. 14047 Абдрахмановской площади. Для обоих пластов были рассчитаны релаксационные кривые ССП по измерениям, выполненным на девяти временных задержкам. Для однородного пласта, характеризующегося высокими коллекторскими свойствами ($k_p = 23 \div 27\%$), релаксационные кривые являются однокомпонентными как в нефтеносной, так и в обвод-

Таблица 9

Результаты количественной обработки данных ЯМК в карбонатных коллекторах каширо-подольского возраста

Глубина залегания пласта, м	Номер пласта	A_1 , мкВ	A_2 , мкВ	A_3 , мкВ	$A_0^{1,2}$
750,0–752,0	1	14,5	11,3	6,8	36
752,8–754,0	2	9,5	4,9	2,7	22
756,8–760,0	3	14,3	10,0	6,2	34
760,0–761,2	4	8,4	5,0	3,5	17
763,6–765,2	5	8,9	3,0	1,0	35
765,2–767,6	6	10,5	4,4	2,2	28
769,2–770,2	7	12,8	6,7	3,5	39
776,0–777,2	8	7,4	4,6	2,9	14
789,0–792,0	9	10,3	5,7	4,2	22

Продолжение табл. 9

Глубина залегания пласта, м	Номер пласта	$T_2^{1,2}$, мс	$A_0^{2,3}$	$T_2^{2,3}$	$k_{\text{пНГК}}$, %	Насыщенность
750,0–752,0	1	140	—	—	24,0	В
752,8–754,0	2	105	—	—	16,0	В
756,8–760,0	3	135	—	—	25,0	В
760,0–761,2	4	140	—	—	12,0	В
763,6–765,2	5	65	—	—	18,5	В
765,2–767,6	6	75	—	—	19	В
769,2–770,2	7	92	—	—	18	В
776,0–777,2	8	130	—	—	7	В
789,0–792,0	9	120	12,5	200	16	Н

Примечание. Карбонаты: В — водонасыщенные; Н — нефтенасыщенные.

ненной частях пласта и характеризуются временем поперечной релаксации $T_2 \approx 100$ мс.

В неоднородном коллекторе, представленном песчаниками и алевролитами, характер релаксации кривых ССП различен. Для водоносных песчаников релаксационные кривые однокомпонентные с T_2 от 130 до 210 мс, для нефтенасыщенных интервалов релаксационные кривые ССП имеют как однокомпонентную, так и двухкомпонентную форму. Подобный характер кривых релаксации ССП в нефтенасыщенных коллекторах зависит от степени вытеснения нефти из промытой фильтратом промывочной жидкости прискважинной зоны пласта. Это положение хорошо согласуется с данными изменения остаточной нефтенасыщенности, определяемой по боковому микрокаротажу в промытой прискважинной части пласта.

Исследования в оценочных скважинах Туймазинского месторождения показали, что в процессе проникновения фильтрата промывоч-

ной жидкости не происходит поршневого оттеснения подвижной нефти в промытой зоне пласта. Распределение нефти в промытой зоне контролируется коллекторскими, и прежде всего фильтрационными, свойствами пласта. Поэтому в промытой зоне нефтенасыщенность может изменяться от некоторого текущего значения $k_{нт}$ до остаточной $k_{но}$, причем это изменение нефтенасыщенности связано с неоднородностью пласта по фильтрационным свойствам [8]. В прослоях, где не произошло полного вытеснения нефти фильтратом, релаксационные кривые ССП являются двухкомпонентными, а в прослоях, где значение нефтенасыщенности достигло остаточного, — однокомпонентными. Подобный характер релаксационных кривых отмечается и в гранулярных карбонатных коллекторах.

Алевролиты, как показывают результаты обработки данных ЯМК, характеризуются большими значениями начальной A_0 амплитуды ССП, которая близка к A_0 песчаников или даже превосходит ее, а время поперечной релаксации T_2 у алевролитов значительно меньше, чем у песчаников. Эти данные показывают, что с усложнением структуры порового пространства, характерного для алевролитов, величина A_0 , связанная с эффективной пористостью коллектора, будет завышать эффективную пористость, что, очевидно, связано с наложением сигналов ССП от остаточной воды, содержащей условно подвижную воду. Уменьшение времени поперечной релаксации T_2 в алевролитах указывает на более тесную связь условно подвижной воды со скелетом породы по сравнению со свободной водой пор. Поэтому при оценке емкостных свойств необходимо использовать оба параметра — A_0 (или ИСФ) и T_2 .

Комплексирование ЯМК с другими видами каротажа значительно расширяет возможности геофизических исследований по количественной оценке емкостных свойств коллекторов, их насыщенности и промышленной нефтеносности. В комплексе с электрическим каротажем и методами определения пористости, ядерно-магнитный каротаж является одним из основных методов для разделения нефтеносных и битумосодержащих пород, так как в битумосодержащих породах, в силу высокой вязкости битумов, значения ИСФ незначительны.

Однако ядерно-магнитный каротаж мало эффективен в низкопористых, в том числе трещинных, коллекторах, не применим при очень вязких нефтях — более 600 мПа·с. В технологическом плане ЯМК нельзя проводить в скважинах, которые бурились с использованием растворов с повышенной магнитной восприимчивостью (добавка ферромагнитных веществ), при наличии в растворах свободной воды или нефти.

ГЛАВА III

ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ПОЛИМИНЕРАЛЬНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПО КОМПЛЕКСУ МЕТОДОВ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА

§ 8. ОБРАЗОВАНИЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И СТРОЕНИЕ ИХ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

По вещественному составу карбонатные породы подразделяют в зависимости от содержания в них кальцита и доломита и от соотношения карбонатной и терригенной составляющей. В соответствии с этим можно использовать несколько измененную упрощенную схему классификации [13], приведенную в табл. 10.

По происхождению карбонатные породы подразделяют на три основные группы: обломочную, органогенную и хемогенную. Отнесение к той или иной группе зависит от происхождения основной части карбонатного материала породы:

Обломочные карбонатные породы образовались за счет переотложения более древних известковых или доломитовых пород, цементированных карбонатным цементом. Органогенные карбонатные породы довольно разнообразны, что обуславливается составом органических остатков, их сохранностью, размерами фрагментов (несортированный органогенный материал, крупный и мелкий детрит, шлам) и отчасти степенью окатанности детрита. Важное значение для структурной характеристики органогенных карбонатных пород имеет относительное количество в породах органогенных фрагментов и цементирующего их неорганического карбонатного материала. Чем крупнее органогенные фрагменты, тем меньше в породе цементирующего их карбонатного материала и, наоборот, чем меньше органогенные фрагменты, тем больше кальцитового цемента, занимающего в некоторых разностях до 50 % их объема. При содержании неорганического каль-

Таблица 10

Упрощенная схема классификации карбонатных пород

Порода	CaCO ₃ , %	CaMg(CO ₃) ₂ , %	Глина, %
Известняк	95-100	5-0	—
Доломитовый известняк	50-95	50-5	—
Известняк доломитовый	5-50	95-50	—
Доломит	0-5	100-95	—
Глинистый известняк (доломит)	75-95	(75-95)	5-25
Мергель	50-75	—	50-25
Известняковая глина	5-25	—	95-75
Глина	0-5	—	100-95

цита более 50 % породы относят уже к хемогенным с примесью органического материала.

Карбонатные породы хемогенной группы образовались за счет физико-химических процессов, протекавших в водоемах. Среди хемогенных карбонатных пород преобладают микро- и криптозернистые, как не содержащие органических фрагментов, так и обогащенные мелким детритом, шламом или слабо поврежденными органическими остатками. К хемогенным карбонатным породам относятся и оолитовые известняки.

Доломиты по своему происхождению могут быть первично-осадочными и вторичными, образование которых произошло в процессе диагенетических и эпигенетических преобразований карбонатных пород. Диагенетические доломиты наиболее развиты и образуются из известкового осадка в процессе формирования пород.

В карбонатных породах широко развиты такие процессы, как кальцитизация, перекристаллизация, доломитизация, сульфатизация, окремнение, раздоломичивание. Процессы перекристаллизации и кальцитизации ведут к постседиментационным структурным изменениям карбонатных пород и связаны с заполнением кальцитом пустот в первично пористом осадке или с перекристаллизацией микрозернистого карбонатного вещества. Заполнение кальцитом порового пространства характерно для известняков, состоящих из крупных обломков и обладающих крупной первичной пористостью. Процессы перекристаллизации обычно характерны для органических, обломочных, оолитовых и других известняков, цементируемых микрозернистым карбонатом кальция. В микрозернистых и шламовых известняках, пелитоморфных доломитах процессы перекристаллизации протекают слабо.

Процесс доломитизации обычно ведет к образованию доломитов замещения, химический состав которых довольно непостоянен и быстро изменяется как в горизонтальном, так и вертикальном направлениях. Содержание доломита при этом колеблется в довольно широком диапазоне, причем локализация высоко- и низкодоломитовых участков самая разнообразная.

Сульфатизация ведет как к замещению карбонатных минералов гипсом или ангидритом, так и к заполнению ими пустотного пространства. Процессы сульфатизации развиты и в известняках, и в доломитах. Окремнение карбонатных пород обычно связано с метасоматическим замещением карбонатного вещества силикатами.

Поскольку формирование емкостного пространства карбонатных коллекторов определяется условиями седиментации и постседиментационными изменениями, карбонатные породы характеризуются высокой неоднородностью структуры порового пространства и неравномерным распределением пор в породе. Пористость седиментационного и диагенетического происхождения является первичной, а постдиагенетическая — вторичной. По генетическому признаку среди первичных пор выделяют седиментационные и поры, обусловленные диагенетической перекристаллизацией, доломитизацией и выщелачиванием. Мор-

фологически первичные поры разделяют на межзерновые, межформенные и поры растворения (выщелачивания).

Однако емкостные свойства карбонатных пород как коллекторов определяются вторичной пористостью, развитие которой предопределяется первичной пористостью и трещиноватостью. Среди вторичных выделяют поры эпигенетической перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания и микротрещины. Возникновение микротрещин связано с диагенетическими и катагенетическими, а также тектоническими преобразованиями пород. Первые из них имеют незначительную протяженность, вторые обладают значительной протяженностью и группируются в системы, выдержанные по разрезу и по площади. Часто микротрещиноватость сочетается с пустотами выщелачивания (кавернами), образующимися по ходу открытых микротрещин.

Естественно, что большое генетическое и морфологическое многообразие типов пористости, выделяемых в карбонатных коллекторах по керновым данным, не может быть установлено геофизическими методами. Поэтому при изучении карбонатных коллекторов геофизическими методами целесообразно выделять три типа пористости: а) межзерновую или блоковую ($k_{\text{пмз}}$); б) трещинную ($k_{\text{тр}}$); в) каверновую ($k_{\text{кав}}$). Блоковая или межзерновая пористость представляет собой систему сообщающихся пустот между зернами и кристаллами породы, поэтому она эквивалентна межзерновой пористости терригенных пород. Обычно блоковая пористость составляет основную часть емкости коллектора и содержит значительное количество пластовой воды или может быть полностью водонасыщенной в зависимости от размера пор. Емкостные свойства трещинной пористости незначительны, но имеют важное значение в формировании фильтрационных свойств коллектора. Каверновая пористость характеризуется относительно крупными размерами пустотного пространства, как сообщающегося между собой, так и изолированного. Обычно связь между кавернами происходит по сети трещин. При непроницаемой или слабо проницаемой матрице породы каверновая пористость является основной пористостью карбонатного коллектора.

Коллекторы по емкостным свойствам классифицируют в зависимости от преобладающего типа пористости. Если порода-коллектор содержит два или три типа пористости, то на первое место ставится основной тип пористости, на последнее — тип пористости, значение которой в емкости коллектора минимально. Например при преобладании каверновой пористости, наличии трещинной пористости и слабо проницаемой матрицы порода-коллектор будет характеризоваться как каверново-трещинно-поровый.

Таким образом, модель карбонатной породы-коллектора в общем случае можно представить как многокомпонентную систему, представляющую собой собственно породу или матрицу с межгранулярными порами, разбитую на отдельные блоки трещинами, по которым в основном развиты каверновые (и карстовые) пустоты. Матрица породы может быть сложенной известняком, доломитом или сочетанием

этих минералов в различных соотношениях с примесью других минеральных компонентов (кварца, глин, ангидрита, гипса и т.д.). Параметры матрицы обычно определяют по отношению объемного содержания минеральной компоненты $V_{\text{м}}$ к объему блока матрицы $V_{\text{бл}}$. Если матрица породы представлена известняком ($V_{\text{изв}}$), доломитом ($V_{\text{дол}}$), песком ($V_{\text{пес}}$), глиной ($V_{\text{гл}}$) с межзерновой пористостью ($V_{\text{пор}}$), то объемное содержание этих элементов будет: $C_{\text{изв}} = \frac{V_{\text{изв}}}{V_{\text{бл}}}$; $C_{\text{дол}} = \frac{V_{\text{дол}}}{V_{\text{бл}}}$; $C_{\text{пес}} = \frac{V_{\text{пес}}}{V_{\text{бл}}}$; $C_{\text{гл}} = \frac{V_{\text{гл}}}{V_{\text{бл}}}$; $k_{\text{пмз}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{бл}}}$. При этом для матрицы блока будет справедливо равенство

$$C_{\text{изв}} + C_{\text{дол}} + C_{\text{пес}} + C_{\text{гл}} + k_{\text{пмз}} = 1. \quad (45)$$

В общем случае для карбонатной породы, в которой присутствуют трещины и каверны, справедливо следующее равенство:

$$C_{\text{бл}} + k_{\text{птркав}} = 1. \quad (46)$$

Для приведения параметров блока матрицы к объему породы $C_{\text{бл}}$ необходимо умножить на коэффициент $(1 - k_{\text{птркав}})$. Тогда выражение (46) будет иметь вид [9]

$$(C_{\text{изв}} + C_{\text{дол}} + C_{\text{пес}} + C_{\text{гл}} + k_{\text{пмз}}) (1 - k_{\text{птркав}}) + k_{\text{птркав}} = 1. \quad (47)$$

Тогда общая пористость

$$k_{\text{п}} = k_{\text{пмз}} (1 - k_{\text{птркав}}) + k_{\text{птркав}}. \quad (48)$$

Сложность литологического состава и порового пространства карбонатных коллекторов, их большая неоднородность в значительной степени осложняют оценку их емкостных свойств по промыслово-геофизическим данным. Это обусловлено следующим.

1. Различным влиянием минеральных компонентов породы на показания геофизических методов. Например, если порода представлена доломитом, а из-за незнания литологии интерпретируется как известняк, то по компенсационному нейтронному каротажу пористость может быть завышена на 4–8 %, а по плотностному гамма-гамма-каротажу и акустическому каротажу будет занижена на 1–3 % и 1,5–2 % соответственно. Наличие сульфатов (ангидрита и гипса) в еще большей степени влияет на показания нейтронного и плотностного гамма-гамма-каротажа, так как по плотностным и нейтронным свойствам гипс и ангидрит сильно отличаются как между собой, так и от известняков и доломитов.

2. Высокой неоднородностью литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств пород как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях, что в значительной степени осложняет изучение карбонатных коллекторов по керну. Поэтому использование

керновых данных для увязки их с результатами геофизических исследований затруднено. При существующей технологии отбора керна обычно на поверхность извлекают наиболее плотные разности, характеризующие матрицу, но даже при высоком выносе керна получаемые на малых образцах данные не отражают полностью фильтрационно-емкостные свойства и минеральный состав.

3. Усложнением петрофизических зависимостей из-за низкой общей пористости. Основная масса карбонатных коллекторов имеет общую пористость менее 8 % (наиболее вероятные значения 3–6 %), при которой нарушается линейность связей для НК и других петрофизических моделей.

4. Сложным строением зон проникновения фильтрата промывочной жидкости.

5. Возможным отличием минерализаций вод в непроницаемой матрице и трещинах, кавернах.

6. Образованием искусственной трещиноватости в призабойной зоне в процессе бурения из-за низкой пластичности карбонатных пород, что может приводить к некоторому завышению пористости по данным геофизических методов.

Однако, несмотря на сложность задачи, в последние годы разработаны методы и методические решения выделения и оценки емкостных свойств карбонатных коллекторов геофизическими методами, и прежде всего по комплексу геофизических методов определения пористости (АК, ГГК, НК) с привлечением данных электрического каротажа.

§ 9. ОЦЕНКА ЕМКСТНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СО СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Коллекторы с межзерновой пористостью

Для слабо глинистых полиминеральных карбонатных пород с межзерновой пористостью показания нейтронного, акустического и плотностного гамма-гамма-каротажа в общем случае связаны с пористостью и минеральным составом следующими уравнениями:

$$k_{\text{пНК}} = k_{\text{п}} + [k_{\text{ппесНК}} C_{\text{пес}} + k_{\text{пизвНК}} C_{\text{изв}} + k_{\text{пдолНК}} C_{\text{дол}}] (1 - k_{\text{п}}); \quad (49)$$

$$\delta_{\text{п}} = \delta_{\text{ж}} k_{\text{п}} + [\delta_{\text{пес}} C_{\text{пес}} + \delta_{\text{изв}} C_{\text{изв}} + \delta_{\text{дол}} C_{\text{дол}}] (1 - k_{\text{п}}); \quad (50)$$

$$\Delta t = \Delta t_{\text{ж}} k_{\text{п}} + [\Delta t_{\text{пес}} C_{\text{пес}} + \Delta t_{\text{изв}} C_{\text{изв}} + \Delta t_{\text{дол}} C_{\text{дол}}] (1 - k_{\text{п}}); \quad (51)$$

$$1 = k_n + [C_{\text{пес}} + C_{\text{изв}} + C_{\text{дол}}] (1 - k_n), \quad (52)$$

где $C_{\text{пес}}$, $C_{\text{изв}}$, $C_{\text{дол}}$ — объемное содержание соответствующих минералов. Для уравнения (49) $k_{\text{песНК}}$, $k_{\text{долНК}}$ и $k_{\text{пизвНК}}$ характеризуют разницу в значениях истинной пористости известняка, доломита и песчаника при их одинаковом водородосодержании; для уравнений (50) и (51) $\delta_{\text{ж}}$, $\delta_{\text{пес}}$, $\delta_{\text{дол}}$ и $\delta_{\text{изв}}$, $\Delta t_{\text{ж}}$, $\Delta t_{\text{пес}}$, $\Delta t_{\text{дол}}$ и $\Delta t_{\text{изв}}$ — минеральные плотности и матричные значения интервального времени в песчаниках, известняках, доломитах и воде соответственно. Значения всех этих коэффициентов приведены в табл. 11.

При выведении уравнений (49) — (51) исходили из предположения, что смесь минералов в матрице породы линейно связана с комбинацией матричных параметров, а объемное влагосодержание породы, регистрируемое нейтронным каротажем, в доломитах и песчаниках аппроксимируется линейной зависимостью с пористостью.

Если в породе присутствуют в значительном количестве другие минералы, например сульфаты, то в уравнениях (49) — (52) проводят соответствующие изменения. В общем система этих уравнений может быть решена относительно четырех неизвестных — пористости и содержаний трех минералов или содержаний четырех минералов при пористости близкой к нулю. Для пород с постоянным составом в качестве независимых переменных в уравнения входят пористость, насыщенная жидкостью и газом, и трещинно-каверновая пористость.

Систему уравнений (49) — (52) обычно решают с помощью ЭВМ, но она может быть решена и вручную. В качестве примера рассмотрим результаты определения пористости и минерального состава по скв. 210 Алтыновской площади Пермской области. Детальные исследования комплексом АК—ГГК—КНК проведены в разрезе каширо-подольского горизонта и башкирского яруса. Изучаемые отложения представлены слабглинистыми доломитами и известяками, доломитизированными в различной степени. В разрезе каширского горизонта (рис. 20) выделено 15 пластов, результаты обработки по которым приведены в табл. 12.

Из табл. 12 видно, что в доломитах и сильно доломитизированных известняках значения пористости по данным компенсационного нейтронного каротажа завышены, а по материалам плотностного гамма-гамма-каротажа занижены, если рассчитывать пористость по матрице известняка относительно истинной пористости по кривым КНК—АК—ГГК.

Минеральный состав пород оценивают с помощью графиков $M-N$ [30]. Параметры M и N соответствуют углам наклона линий, соединяющих точки матрицы и жидкости на графиках ГГК—АК и ГГК—НК, и зависят только от характеристик матрицы и флюида, насыщающего породу. Следовательно, каждый минерал имеет свой собственный набор параметров M и N (рис. 21). Для водонасыщенных пород значения

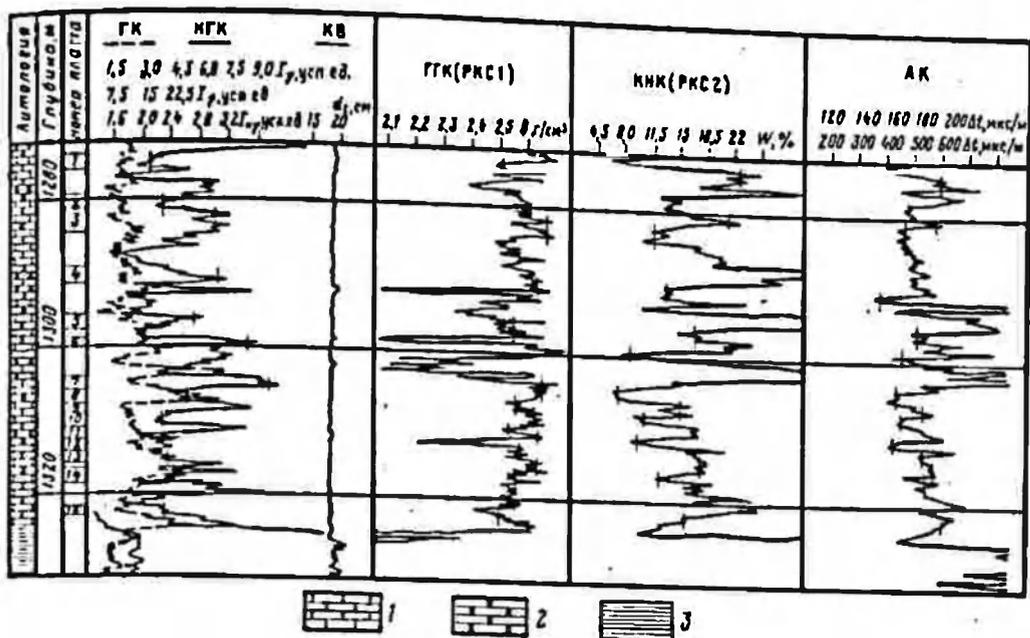


Рис. 20. Пример определения пористости и литологии по комплексу АК—ГК—КНК в карбонатных отложениях каширо-подольского горизонта и башкирского яруса (скв. 210, Алтыновская площадь, Пермская область):
1 — известняк; 2 — доломит; 3 — глина

M и N определяют с помощью выражений

$$M = [(\Delta \rho_{ж} - \Delta \rho_{п}) / (\delta_{п} - \delta_{ж})] \times 0,01; \quad (53)$$

$$N = (1 - k_{пНК}) / (\delta_{п} - \delta_{ж}), \quad (54)$$

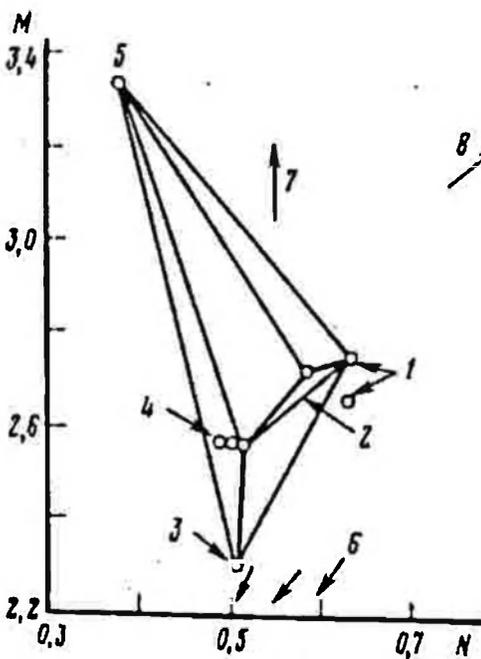
где $\Delta \rho_{п}$, $\delta_{п}$, $k_{пНК}$ — показания акустического, нейтронного и плотностного гамма-гамма-каротажа в изучаемых пластах. Значения $k_{пНК}$ берут в единицах пористости известняка. Множитель 0,01 при расчете M введен для удобства выбора масштаба.

Три точки для доломитов предназначены для компенсации нелинейности показаний нейтронного каротажа в них (см. рис. 21), две точки для песчаников обусловлены различным интервальным временем в матрице песчаников в зависимости от степени их цементации. Положение матричных значений M и N , соответствующих определенному минералу, позволяет построить литологические треугольники, вершины которых соответствуют чистым минералам. Если точки пластов располагаются по линиям или вблизи линий, соединяющих матричные значения чистых минералов, то такие породы следует рассматривать как двухкомпонентные. Точки, находящиеся внутри треугольника, представляют собой трехкомпонентные системы. Точки, расположенные вблизи матричных, соответствуют водонасыщенным мономинеральным породам. Окончательно выбирают треугольную диаграмму для определения литологии на основании имеющихся сведений о литологии и структуре изучаемых пород.

Таблица 11

Параметры матрицы и значения M и N для мономинеральных пород и пластов флюидов

Порода, флюид	$\Delta \rho_{ск}$ мкс/м	$\delta_{ск}$ г/см ³	$\omega_{ск}$	Пресный глинистый раствор		Соленый глинистый раствор	
				$\delta_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$		$\delta_{ж} = 1,1 \text{ г/см}^3$	
				M	N	M	N
Песчаник крепкоцементированный	168	2,65	-0,04	2,74	0,630	2,92	0,671
Песчаник слабоцементированный	182	2,65	-0,04	2,65	0,630	2,83	0,671
Известняк	156	2,71	0	2,71	0,585	2,88	0,621
Доломит ($k_{п} = 0 \div 1,5 \%$)	143	2,87	0,03	2,55	0,587	2,70	0,628
Доломит ($k_{п} = 1,5 \div 6,5 \%$)	143	2,87	0,04	2,55	0,581	2,70	0,619
Доломит ($k_{п} = 6,5 \div 30 \%$)	143	2,87	0,08	2,55	0,557	2,70	0,593
Ангидрит	164	2,98	-0,005	2,30	0,505	2,42	0,532
Гипс	171	2,35	0,49	3,33	0,378	3,59	0,408
Галит	220	2,03	0,04	-	-	4,30	1,032
Глина	270-330	2,20-2,75	0,4	-	-	-	-
Вода (в зависимости от минерализации)	570-680	1,0-1,26	1,0	-	-	-	-
Нефть	745-770	0,85-0,96	1,0	-	-	-	-
Газ (метан)	2270	0,00126	-	-	-	-	-



Для уточнения в ряде случаев минеральных компонентов следует применять также зависимости параметров M и N от отдельных геофизических параметров ($\delta_{п}$, $\Delta \rho$, $k_{пнк}$, $\Delta i_{п}$ и др.) в зависимости от

Рис. 21. Номограмма для определения литологии по комплексным параметрам $M-N$:

1 — кварц; 2 — известняк; 3 — ангидрит; 4 — доломит; 5 — гипс; 6 — глина; 7 — вторичная пористость; 8 — газ

преобладающего влияющего фактора. Трещинно-каверновая пористость, глинистость и газонасыщенность пород (см. рис. 21) сдвигают точки, рассчитанные для реальных пластов, относительно матричных. В зависимости от направления сдвига реальных точек за пределы треугольных диаграмм, выбирают одну из независимых переменных ($k_{\text{тркав}}$, $k_{\text{гл}}$, $k_{\text{г}}$) в системе уравнений (49)–(52) с исключением одного из минеральных компонентов.

При обработке данных по реальным пластам с использованием графиков $M-N$ часто возникает неопределенность в зоне известняк-гипс-трещинно-каверновая пористость. В этом случае можно воспользоваться графиками $A-K$, которые были предложены Е.Д. Фростом, аналогичными графикам $M-N$:

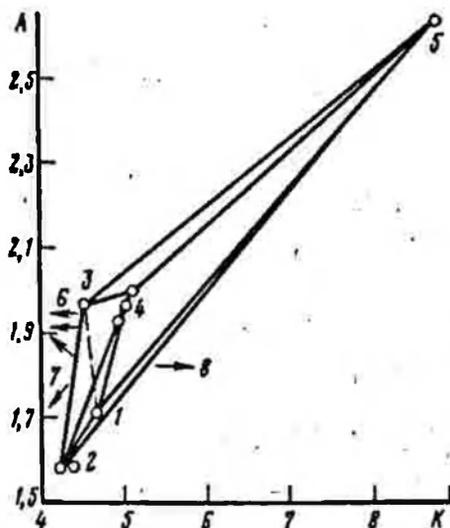


Рис. 22. Номограмма для определения литологии по комплексным параметрам $A-K$:

1 — известняк; 2 — песчаник; 3 — ангидрит; 4 — доломит; 5 — гипс; 6 — глина; 7 — газ; 8 — вторичная пористость

$$A = (\delta_{\text{п}} - \delta_{\text{ж}}) / (1 - k_{\text{пНК}}); \quad (55)$$

$$K = (\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t) / (1 - k_{\text{пНК}}); \quad (56)$$

Преимущество этих графиков заключается в том, что матричные точки песчаника, известняка и доломита располагаются более плотно относительно точки для гипса, а влияние трещинно-каверновой пористости, газонасыщенности и глинистости ведет к смещению точек в направлениях, не совпадающих с влиянием гипса (см. рис. 21).

Определяя по графикам $M-N$ (см. рис. 21) и $A-K$ (рис. 22) объемное содержание минеральных компонентов (C_1 , C_2 , C_3), можно рассчитать значения параметров пласта:

$$\Delta t_{\text{скист}} = C_1 \Delta t_{\text{ск1}} + C_2 \Delta t_{\text{ск2}} + C_3 \Delta t_{\text{ск3}}; \quad (57)$$

$$\delta_{\text{скист}} = C_1 \delta_{\text{ск1}} + C_2 \delta_{\text{ск2}} + C_3 \delta_{\text{ск3}}; \quad (58)$$

$$k_{\text{п}}^* = C_1 k_{\text{п1}}^* + C_2 k_{\text{п2}}^* + C_3 k_{\text{п3}}^*; \quad (59)$$

$$k_{\text{пНКскист}} = C_1 k_{\text{пНКск1}} + C_2 k_{\text{пНКск2}} + \quad (60)$$

$$+ C_3 k_{\text{пНКск3}}, \quad 1 = C_1 + C_2 + C_3;$$

$$k_n = (\Delta t_n - \Delta t_{\text{СК ИСТ}}) / (\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК ИСТ}}) \text{ или} \quad (61)$$

$$k_n = (\delta_{\text{СК ИСТ}} - \delta_n) / (\delta_{\text{СК ИСТ}} - \delta_{\text{Ж}}), \text{ или} \quad (62)$$

$$k_n = (k_{\text{пНК}} - k_n^*) / (1 - k_n^*). \quad (63)$$

Например, в табл. 12 приведены результаты по определению компонентного состава пород каширского горизонта по скв. 210 Алтыновской площади (см. рис. 20). Пласт 1 представлен известковым доломитом ($C_{\text{Дол}} = 80\%$, $C_{\text{Изв}} = 20\%$) с плотностью по данным ГГК $2,52 \text{ г/см}^3$, Истинная плотность скелета породы $\delta_{\text{СК ИСТ}}$ согласно уравнению (58) $2,84 \text{ г/см}^3$. Тогда с учетом того, что призабойная зона пласта насыщена пресным фильтратом промывочной жидкости ($\bar{\rho} = 1 \text{ г/см}^3$), по уравнению (62) получим пористость $k_n = 17,3\%$ против 14% .

К недостаткам способов $M-N$ и $A-K$ следует отнести то, что положение матричных точек все же зависит от пористости пород, минерализации промывочной жидкости и типа аппаратуры нейтронного каротажа. Однако, несмотря на этот недостаток, графики $M-N$ и $A-K$ могут быть рекомендованы для оценки минерального состава и установления наличия трещинно-каверновой пористости.

Несколько иной подход для определения пористости и минерального состава предложен Ц. Клавиром и Д.Х. Растом. Способ лишен недостатков, присущих методам $M-N$ и $A-K$ и базируется на определении кажущейся плотности скелета $\bar{\rho}_{\text{СК К}}$ и кажущегося интервального времени в скелете $\Delta t_{\text{СК К}}$, которые не зависят от пористости и характеризуют только минеральный состав породы. Параметры $\delta_{\text{СК К}}$

Таблица 12

Значения пористости (в %) и минеральный состав (в %) по комплексу АК-ГГК-НК (скв. 210 Алтыновской площади)

Номер пласта	k_n	$C_{\text{Изв}}$	$C_{\text{Дол}}$	k_n	$C_{\text{Изв}}$	$C_{\text{Дол}}$	$k_{\text{пНК}}$	$k_{\text{пГГК}}$
1	16,4	20	80	16,9	40	60	22,0	14,0
2	16,0	12	88	14,5	18	82	21,0	9,0
3	7,3	50	50	7,0	55	45	11,5	3,0
4	6,0	7	93	7,0	60	40	13,0	4,5
5	11,6	31	69	11,6	75	25	17,0	10,0
6	6,0	79	21	4,5	70	30	7,5	3,5
7	5,0	87,5	12,5	5,0	75	25	6,5	3,0
8	11,0	60	40	11,8	75	25	13,5	10,0
9	7,0	64,5	35,5	7,0	64,5	35,5	8,5	5,5
10	13,0	45	55	14,0	75	25	17,0	11,5
11	6,4	66	34	6,3	70	30	8,0	4,5
12	12,0	29	71	12,9	55	45	17,5	8,5
13	13,0	43	57	11,5	30	70	17,0	9,0
14	13,0	50	50	12,8	60	40	15,5	11,0
15	13,0	71	29	14,0	82	18	14,5	12,0

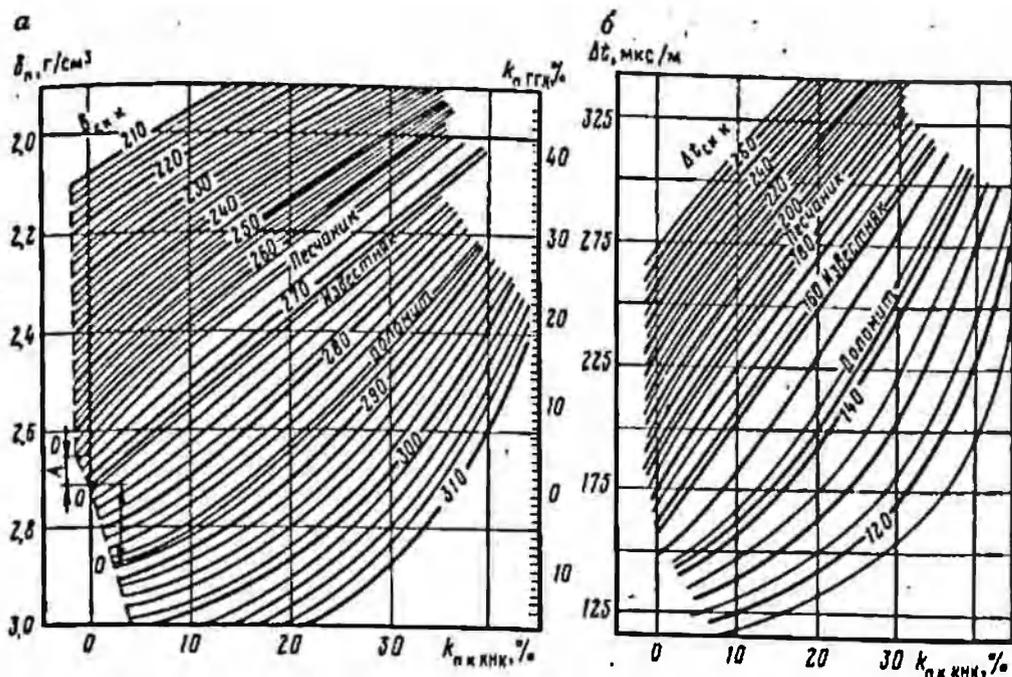


Рис. 23. Номограммы для определения кажущейся плотности и кажущегося интервального времени скелета породы по данным КНК-ГГК (а) и КНК-АК (б)

и $\Delta t_{скк}$ определяют по специальным палеткам $k_{пнк} = f(\delta_{п})$ и $k_{пнк} = f(\Delta t_{скк})$. Подобные палетки строят для каждого типа приборов нейтронного каротажа в зависимости от типа промывочной жидкости. Подобные палетки приведены для аппаратуры КНК на рис. 23.

Принцип построения их, показанный на матричных значениях известняка, песчаника и доломита для комплекса ГГК-НК, понятен из рис. 23,а. Основная линия известняка имеет начало координат $\delta_{ск} = 2,71 \text{ г/см}^3$, $k_{пнк} = 0$. Дальнейшие точки линии известняка рассчитывают для значений $k_{пнк}$ 5; 10; 15 % и т.д. Линия песчаника имеет начальную координату с $\delta_{ск} = 2,65 \text{ г/см}^3$ и $k_{пнк} = -2$ % в зависимости от типа аппаратуры нейтронного каротажа. Последующие точки линии песчаника проводят по значениям $k_{пнк}$ 5; 10; 15 % и т.д. и разнице в плотности известняк-песчаник ($2,71 - 2,65 = 0,06 \text{ г/см}^3$, отрезок А). Аналогично проводят и линию для чистых доломитов, учитывая различие в плотности известняк-доломит и показания данного типа прибора нейтронного каротажа в доломитах относительно матрицы известняка. Поскольку линейность показаний различных типов аппаратуры нейтронного каротажа в доломитах различна, а плотность жидкости в пласте может изменяться от 0,8 до 1,2 г/см^3 , в каждом конкретном случае строят свои палетки.

Способ интересен еще тем, что показания нейтронного каротажа можно использовать, прозталонировав их относительно опорных пластов с известной литологией и пористостью. После определения по палеткам (см. рис. 23) значений $\Delta t_{скк}$ и $\delta_{скк}$ на график (рис. 24) с нанесенными матричными значениями $\Delta t_{скк}$ и $\delta_{скк}$ доломита, известняка, кварца, гипса, ангидрита наносят точки с координатами $\Delta t_{скк}$ и $\delta_{скк}$.

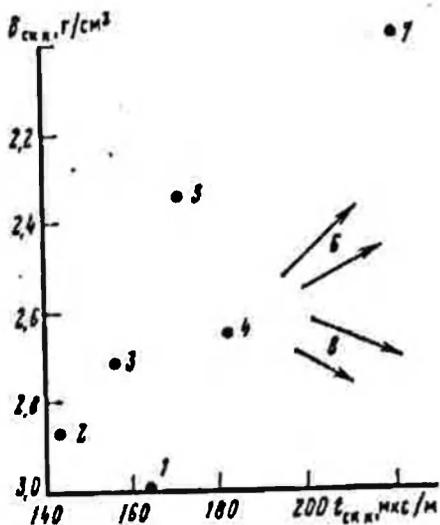


Рис. 24. Номограмма для определения литологии пород по кажущимся значениям $\delta_{скк}$ и $\Delta t_{скк}$:
 1 — ангидрит; 2 — доломит;
 3 — известняк; 4 — кварц; 5 — гипс;
 6 — газ; 7 — соль; 8 — глина

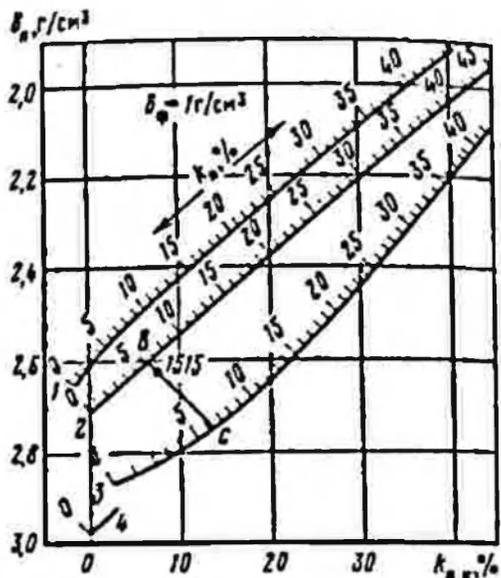


Рис. 25. Номограмма для определения пористости и литологии пород по компенсационному нейтронному и плотностному гамма-гамма-каротажу:
 1 — песчаник; 2 — известняк; 3 — доломит; 4 — ангидрит

по положению которых относительно матричных значений определяют минеральный состав пород. Определение минерального состава проводят аналогично определениям по графикам $M-N$ или $A-K$. Интерпретация осложняется при наличии глинистости пород, а также трещинно-каверновой пористости и газонасыщенности.

Влияние глинистости и нефтегазонасыщенности можно учесть, если при расчете пористости, используя палеточные зависимости типа нейтронная пористость—плотность по данным ГГК (рис. 25), представить породу как смесь двух минералов. Такие палетки рассчитывают в зависимости от типа аппаратуры нейтронного каротажа (рис. 26) и плотности насыщающей пласт жидкости по уравнению (29). На палетку (см. рис. 25) наносят значения пористости по нейтронному каротажу и плотности по данным ГГК, по которой можно в первом приближении определить k_p и кажущуюся плотность скелета породы $\delta_{скк}$. Значение $\delta_{скк}$ рассчитывают путем линейной интерполяции между линиями с известной плотностью матрицы. По значению $\delta_{скк}$ с помощью графика, на который нанесены матричные значения плотности $\delta_{ск}$ и интервального времени $\Delta t_{ск}$ (рис. 27) чистых мономинеральных пород, для выбранной пары минералов находят $\Delta t_{скк}$. Зная интервальное время Δt_p по акустическому каротажу и расчетное значение $\Delta t_{скк}$ по уравнению среднего времени (33) вычисляют пористость $k_{пак}$. Сравнение пористости, полученной по графику $\delta_{п} = f(k_{пгк})$ и по акустическому каротажу $k_{пак}$, позволяет уточнить литологию. Если значения этих пористостей близки, то минеральные компоненты выбраны

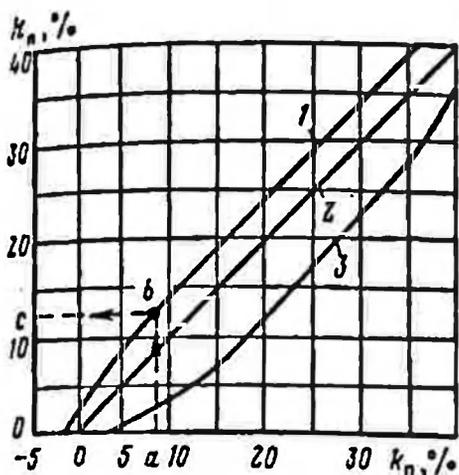


Рис. 26. Эквивалентные кривые нейтронной пористости (аппаратура РКС2):
1 — песчаник; 2 — известняк; 3 — доломит

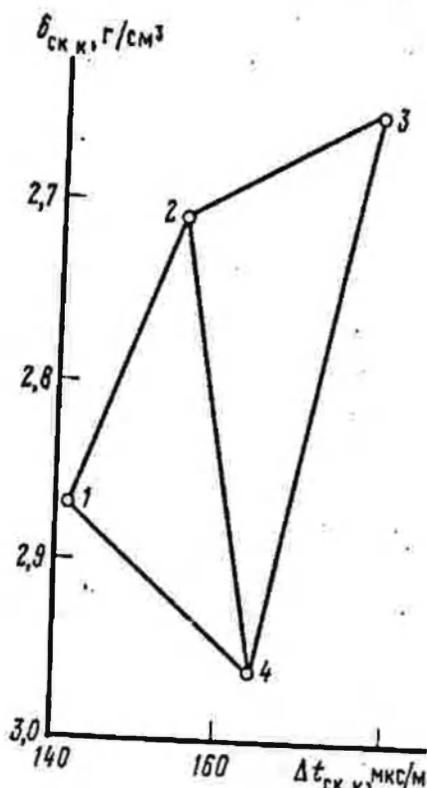


Рис. 27. Номограмма для определения кажущегося интервального времени скелета $\Delta t_{скк}$ по кажущейся плотности $\delta_{скк}$:
1 — доломит; 2 — известняк; 3 — кварц; 4 — ангидрит

правильно и по $\delta_{скк}$ можно рассчитать содержание минеральных компонентов для породы, представленной двумя минералами. Если же расхождение между $k_{пАК}$ и k_n по палетке $\delta_n = f(k_{пНК})$ значительно, то для расчета $k_{пАК}$ по уравнению среднего времени выбирают другую пару минералов, для которой находят $\Delta t_{скк}$. Процесс повторяют до тех пор, пока между $k_{пАК}$ и k_n по графику $\delta_n = f(k_{пНК})$ не будет получено хорошее совпадение.

Принцип решения можно показать на следующем примере. Пласт 16 в разрезе турнейского яруса представлен карбонатными породами (рис. 28) и по данным каротажа имеет следующие параметры: $k_{пНК} = 6,5\%$, $\delta_n = 2,63 \text{ г/см}^3$, $\Delta t_n = 182 \text{ мкс/м}$. Нанесем на график (рис. 25) зависимости $\delta_n = f(k_{пНК})$ точку с координатами $\delta_n = 2,63 \text{ г/см}^3$ и $k_{пНК} = 6,5\%$ (точка соответствует пласту 16). Предположим, что пласт представлен доломитом и песчаником и через эту точку проводим прямую bc , пересекающую литологические кривые песчаника и доломита в точках с равной пористостью. По графику пористость пласта $k_n = 6,2\%$. Линейной интерполяцией от линии плотности песчаника ($\delta_{скпес} = 2,65 \text{ г/см}^3$) до линии плотности доломита ($\delta_{скдол} = 2,87 \text{ г/см}^3$) находим значение кажущейся плотности скелета (в г/см^3)

$$\delta_{скк} = [(2,87 - 2,65) / l] (l - K) + 2,65 = 2,725,$$

где l — расстояние между линиями плотности песчаник—известняк;

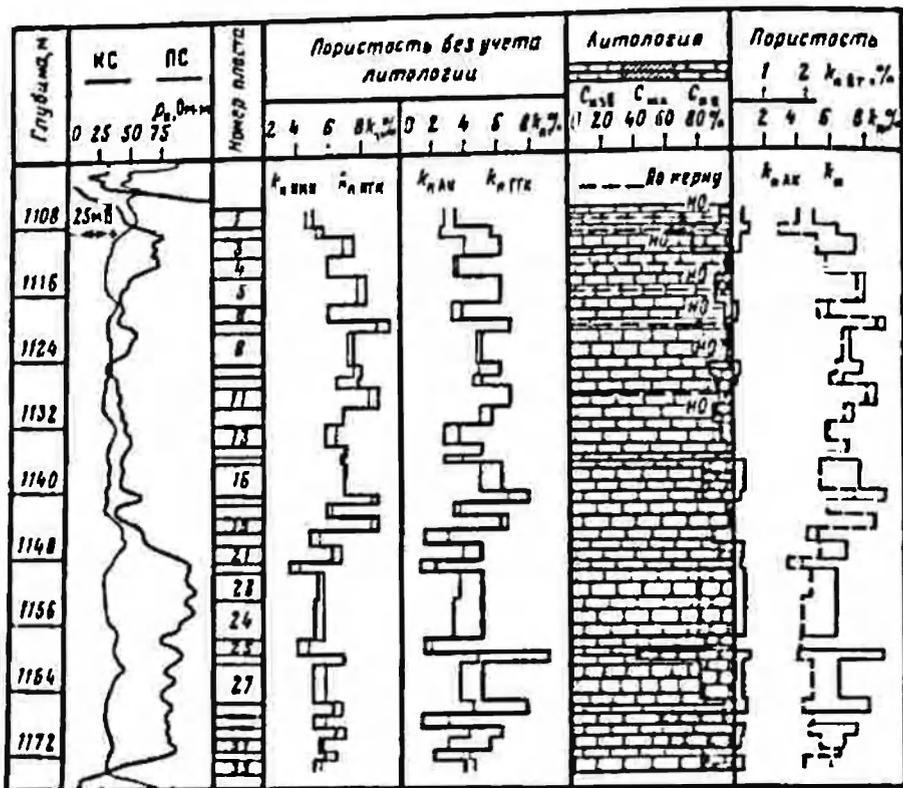


Рис. 28. Определение пористости и минерального состава пород по комплексу АК-ГГК-КНК в карбонатных отложениях турнейского яруса (сква. 20063, Уральская площадь)

L' — расстояние от точки пласта до линии плотности доломита. По графику на рис. 27 для выбранной пары минералов (песчаник—доломит) находим $\Delta t_{\text{СКК}} = 170$ мкс/м. Принимая $\Delta t_{\text{ж}} = 620$ мкс/м и за $\Delta t_{\text{СК}}$ значению $\Delta t_{\text{СКК}}$, по уравнению среднего времени (33) находим пористость $k_{\text{ПАК}} = 2,7$ %. Расхождение пористостей, найденное по данным плотностного ($k_{\text{п}} = 5,8$ %) и акустического ($k_{\text{ПАК}} = 2,7$ %) каротажа, указывает, что литологические различия породы выбраны неверно. Следующий, наиболее вероятной парой минералов могут быть доломит и известняк, для которых по графику $\bar{\rho}_{\text{п}} = f(k_{\text{пКНК}})$ (рис. 29) $k_{\text{п}} = 5,8$ %, а $\bar{\rho}_{\text{п}} = 2,725$ г/см³, что по графику на рис. 27 соответствует $\Delta t_{\text{СКК}} = 155$ мкс/м. В этом случае пористость $k_{\text{ПАК}} = 5,8$ %. Идентичность значений пористостей $k_{\text{п}} = 5,8$ % и $k_{\text{ПАК}} = 5,8$ % указывает на верность оценки литологии пласта.

Содержание известняка и доломита, используя значение $\bar{\rho}_{\text{СКК}} = 2,725$ г/см³, рассчитывают следующим образом:

$$C_{\text{изв}} = (\bar{\rho}_{\text{СКДОЛ}} - \bar{\rho}_{\text{СКК}}) / (\bar{\rho}_{\text{СКДОЛ}} - \bar{\rho}_{\text{СКИЗВ}}) =$$

$$= (2,87 - 2,725) / (2,87 - 2,71) = 0,906;$$

$$C_{\text{дол}} = (\bar{\rho}_{\text{СКК}} - \bar{\rho}_{\text{СКИЗВ}}) / (\bar{\rho}_{\text{СКДОЛ}} - \bar{\rho}_{\text{СКИЗВ}}) =$$

$$= (2,725 - 2,71) / (2,87 - 2,71) = 0,094.$$

Следовательно, рассматриваемый пласт представлен доломитовым известняком с содержанием 90 % CaCO_3 и 10 % MgCaCO_3 с пористостью 5,8 %. Следует отметить, что для чистых водонасыщенных песчаников и доломитов истинная пористость, определяемая по компенсационному нейтронному и плотностному каротажу по графикам $\delta_n = f(k_{\text{пнкнк}})$

$$k_n = (k_{\text{пггк}} + k_{\text{пнкнк}}) / 2.$$

При наличии глинистого материала в породе основные уравнения для нейтронного и плотностного гамма-гамма-каротажа можно записать в следующем виде:

$$k_{\text{пнкнкист}} = k_{\text{пнк}} - C_{\text{гл}} k_{\text{пггнк}}; \quad (64)$$

$$\delta_{\text{пист}} = \delta_n + C_{\text{гл}} (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{гл}}), \quad (65)$$

где $k_{\text{пнкнкист}}$, $\delta_{\text{пист}}$ — пористость и плотность породы, исправленные за влияние глинистости; $k_{\text{пггнк}}$, $\delta_{\text{гл}}$ — показания нейтронного каротажа в глинах и плотность глин соответственно. Графическое решение уравнений (64) и (65) приведено на рис. 29. Точка M на рис. 29 соответствует показаниям НК и ГГК в матрице породы, точка C — показаниям НК и ГГК в чистых глинах (точка чистых глин), точка K — показаниям НК и ГГК в изучаемом пласте. Далее, по известной глинистости изучаемого пласта путем линейной интерполяции определяют положение точки x , характеризующей координаты чистого пласта с $C_{\text{гл}} = 0$, кажущейся пористостью $k_{\text{пх}}$, $\delta_{\text{ск}} = \delta_{\text{скх}}$, $\Delta t_{\text{ск}} = \Delta t_{\text{скх}}$. Положение точки x находят так, чтобы отношение отрезков $x_c/x_k = C_{\text{гл}}$. Пористость изучаемого пласта, исправленная за глинистость, будет $k_{\text{пист}} = k_{\text{пх}} (1 - C_{\text{гл}})$ и на графике (см. рис. 29) будет соответствовать точке A , т.е. точке пересечения линии KA , параллельной линии MC , с линией Mx . Для точки A находят новое значение $\delta_{\text{скк}}$ и $\Delta t_{\text{скк}}$, по которым уточняют литологический состав изучаемого пласта. Рассмотренную задачу учета глинистой компоненты решают с помощью палетки, приведенной на рис. 25, на которую наносят точку C , соответствующую $\delta_{\text{гл}}$ и $k_{\text{пггнкнк}}$ и задачу решают аналогично схеме на рис. 29.

Поправку за нефтегазонасыщенность вводят следующим образом. Основные уравнения, описывающие нефтегазонасыщенные пласты, следующие:

$$1/\rho_n = (C_{\text{гл}} k_{\text{в}} / \rho_{\text{гл}}) + (k_{\text{п}}^m k_{\text{в}}^n / a \rho_{\text{в}}); \quad (66)$$

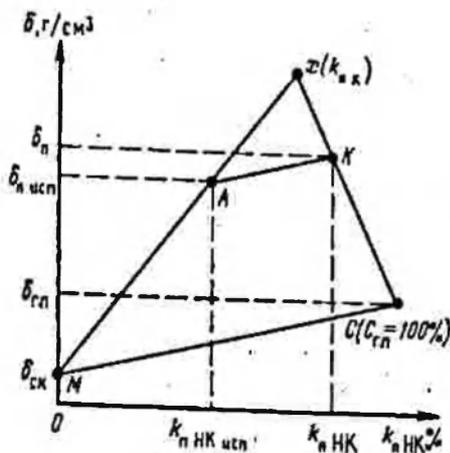


Рис. 29. Пример графического решения уравнений (64) и (65)

$$1/\rho_{пп} = (C_{гп} k_{впп}/\rho_{гп}) + (k_n^m k_B^n / a \rho_\phi); \quad (67)$$

$$\delta = k_n (\delta_\phi - a k_{но}) + C_{гп} \delta_{гп} + (1 - C_{гп} - k_n) \delta_{ск}; \quad (68)$$

$$k_{пНК} = k_n (1 - b c k_{но}) + C_{гп} k_{пгпНК} + (1 - C_{гп} - k_n) k_{пскНК}; \quad (69)$$

где ρ_ϕ , ρ_ψ — удельное сопротивление пластовой воды и фильтрата соответственно; ρ_ϕ — плотность фильтрата промывочной жидкости; $k_n = 1 - k_B$; $k_{но} = 1 - k_{впп}$; m — структурный коэффициент; n — показатель смачиваемости; $m = n = 2$; $a = 1$ — некоторая постоянная. Коэффициенты в уравнениях (68) и (69): $a = \Delta\delta/k_n k_{но}$; $b = k_{пНК}/(k_n k_{но})$; c — коэффициент вытеснения.

По данным ρ_ψ , ρ_ϕ , ρ_n и $\rho_{пп}$ для пористости $k_{пх}$ вычисляют коэффициент остаточной нефтенасыщенности $k_{но}$. Затем для полученного значения $k_{но}$ рассчитывают поправки $\Delta\delta$ и $\Delta k_{пНК}$, которые прибавляют к значениям пористости и плотности в точке x и получают новую точку G с плотностью матрицы $\delta_{ск}$ и пористостью $k_{пG1}$. При расчете используют процесс итерации, т.е. расчет ведут при различных $k_{но}$ до тех пор, пока не будет соблюдено условие: $\delta_{скGn} - \delta_{скGn-1} \leq 0,01 \text{ г/см}^3$,

$$k_{пGn} - k_{пGn-1} \leq 1\%. \quad (70)$$

Если в точке G_1 получаем $\delta_{скG1} - \delta_{скx} > 0,01 \text{ г/см}^3$ и $k_{пG1} - k_{пx} > 1\%$, то требуется дальнейшее введение поправки. В этом случае значения $\delta_{скG1}$ и $k_{пG1}$ прибавляют к значениям $\delta_{скx}$ и $k_{пx}$ и получают новую точку G_2 , для которой, исходя из нового значения $k_{пG2}$, рассчитывают значения $k_{но}$ и поправок $\Delta\delta$ и $\Delta k_{пНК}$, после чего определяют плотность матрицы и пористость в точке G_2 . Если условие (70) в точке G_2 соблюдается, то расчет на этом заканчивается. Поскольку пористость в точке G_2 соответствует неглинистому пласту, истинная пористость $k_{пист} = k_{пG2} (1 - C_{гп})$. Определив в точке G_2 значение $\delta_{скG2}$, по графику $\delta_{ск} = f(\Delta t_{ск})$ (см. рис. 27) находят $\Delta t_{ск}$, соответствующее точке G_2 , и по уравнению среднего времени (33) рассчитывают пористость по данным акустического каротажа $k_{пАК}$. Нефтенасыщенность неизменной части пласта и промытой зоны рассчитывают по уравнениям (66) и (67) для истинной пористости пласта k_n , полученной после внесения всех поправок. Если $k_{пист}$ отличается от $k_{пАК}$, можно рассчитать трещинно-каверновую пористость по формуле

$$k_{птркав} = (k_{пист} - k_{пАК}) / k_{пист}. \quad (71)$$

Для расчета $\Delta\delta$ и $\Delta k_{пНК}$ фирма Шлюмберже [31] рекомендует следующие эмпирические уравнения:

для нефтеносных пластов

$$\Delta\delta = 1,07 k_n k_{но} [(1,11 - 0,15 C_\psi) \delta_\psi - 1,11 \delta_{гпл} - 0,03], \quad (72)$$

$$\Delta k_{пНК} = k_n k_{но} [\delta_\psi (1 - C_\phi) - \delta_{гпл} - 0,30] / [\delta_\psi (1 - C_\phi)]; \quad (73)$$

Таблица 13

Результаты обработки комплексов КНК-ГГК-АК по карбонатным породам турнейского яруса (св. 20063 Уральской площади, Татария)

Номер пласта	Интервал, м	Пористость, %				M	N	$K_{пГГК-КНК}, \%$	$C_{изв}, \%$	$C_{доп}, \%$	$C_{пес}, \%$	$\rho_{ск}, г/см^3$	$\Delta \rho_{ск}, мкс/м$	$K_{пАК}, \%$	$K_{пог}, \%$	$K_{пвт}, \%$
		$K_{пНК}$	$K_{пКНК}$	$K_{пГГК}$	$K_{пАК}$											
1	1106,8-1108,6	5,0	4,7	5,3	4,7	2,72	0,585	4,7	93	-	7	2,703	159	4,1	5	0,18
2	1108,6-1109,8	5,7	5,3	7,6	4,5	2,803	0,597	6,5	62	-	38	2,69	164	2,85	6,45	0,558
3	1109,8-1112,0	7,6	6,9	8,2	6,0	2,784	0,59	7,4	75	-	25	2,7	160	5,2	7,55	0,311
4	1112,0-1114,4	5,9	6,1	5,3	5,6	2,704	0,591	5,7	97	3	-	2,720	155	5,8	5,7	-
5	1114,4-1117,6	8,4	7,8	8,2	8,2	2,731	0,587	7,8	90	-	10	2,703	159	7,6	8	-
6	1117,6-1119,6	6,0	6,0	5,8	5,2	2,733	0,584	5,8	95	-	4	2,71	156	5,2	5,9	0,119
7	1119,6-1120,8	9,1	9,8	8,8	8,6	2,718	0,583	9,2	95	4	-	2,72	155	8,82	9,3	-
8	1120,8-1124,6	7,5	7,2	7,0	6,7	2,723	0,582	7,0	97	-	3	2,71	156	6,7	7,1	-
9	1124,6-1126,0	8,0	7,6	8,2	6,9	2,787	0,593	7,8	85	-	15	2,703	159	6,29	7,9	0,204
10	1126,0-1127,2	7,9	6,5	7,0	6,5	2,729	0,579	6,6	89	-	11	2,703	159	5,9	6,75	0,125
11	1127,2-1129,6	9,1	8,5	8,8	8,6	2,718	0,583	8,5	91	-	9	2,705	157,8	8,2	8,65	-
12	1129,6-1131,6	6,9	7,0	7,6	6,9	2,734	0,599	7,2	87	-	13	2,701	159,8	6,8	7,3	-
13	1131,6-1134,0	5,8	6,5	4,7	5,6	2,687	0,578	5,8	92	8	-	2,725	154,6	5,8	5,6	-
14	1134,0-1135,2	7,0	7,2	7,0	7,1	2,711	0,585	7,0	97	-	3	2,708	156,6	6,9	7,1	-
15	1135,2-1136,0	6,8	7,0	4,7	5,8	2,681	0,572	5,8	90	10	-	2,711	155,6	5,8	5,85	-
16	1136,0-1139,6	7,0	7,1	8,2	6,9	2,764	0,592	7,4	81	-	19	2,692	163,6	5,35	7,65	0,301
17	1139,6-1140,8	9,1	8,7	9,9	8,6	2,753	0,59	9,3	77	-	23	2,695	162	7,4	9,3	0,104
18	1140,8-1142,4	5,9	6,2	5,3	5,6	2,697	0,579	5,5	95	-	4	2,720	155	5,8	5,75	-
19	1142,4-1144,0	9,1	8,6	8,2	8,6	2,701	0,579	8,2	93	-	2	2,715	155,4	8,7	8,4	-
20	1144,0-1145,4	4,9	5,5	3,5	4,9	2,663	0,574	4,3	87	13	-	2,726	154,6	5,2	4,5	-

Номер пласта	Интервал, м	Пористость, %				M	N	$k_{пгк-кнк, \%}$	$C_{изв}, \%$	$C_{дон}, \%$	$C_{пес}, \%$	$\sigma_{скк}, г/см^3$	$\Delta r_{скк}, мкс/м$	$k_{пак}, \%$	$k_{ноб}, \%$	$k_{пвт}, \%$
		$k_{пгк}$	$k_{кнк}$	$k_{пгк}$	$k_{пак}$											
21	1145,4-1147,6	6,3	6,8	7,0	5,8	2,748	0,589	6,8	90	—	10	2,703	159	5,21	6,9	0,245
22	1147,6-1148,8	3,6	4,3	4,1	3,2	2,738	0,588	4,2	100	—	—	2,71	156	3,23	4,2	0,231
23	1148,8-1152,0	5,4	5,7	7,0	5,6	2,755	0,595	6,3	78	—	22	2,7	160	4,8	6,35	0,244
24	1152,0-1156,6	5,2	5,7	7,0	5,2	2,761	0,596	6,3	78	—	22	2,7	160	4,34	6,35	0,315
25	1156,6-1158,4	4,1	4,8	3,5	3,9	2,708	0,582	3,1	82	—	18	2,721	154,9	4,11	4,15	—
26	1158,4-1159,4	7,0	7,0	11,1	6,7	2,839	0,61	9,2	40	—	60	2,68	169	4,00	9,05	0,558
27	1159,4-1164,0	5,0	5,8	7,0	5,6	2,755	0,597	6,3	80	—	20	2,7	160	4,8	6,4	0,25
28	1164,0-1165,6	6,3	6,8	9,7	6,5	2,622	0,575	5,4	94	6	—	2,684	167	4,2	8,25	0,491
29	1165,6-1167,0	5,1	6,6	3,3	4,96	2,854	0,610	8,1	65	—	45	2,74	156,8	4,8	4,95	—
30	1167,0-1168,2	6,5	6,8	8,2	6,2	2,613	0,564	4,8	77	23	—	2,69	164	4,6	7,5	0,387
31	1168,2-1169,8	5,5	5,9	7,5	4,9	2,809	0,602	7,0	61	—	39	2,73	154	5,36	6,7	0,2
32	1169,8-1170,8	5,8	6,3	5,8	6,2	2,613	0,566	6,1	80	20	—	2,72	155	6,45	6,1	—
33	1170,8-1172,4	5,2	5,8	6,0	6,5	2,729	0,596	6,3	80	—	20	2,685	166,8	4,24	5,9	0,281

для газоносных пластов

$$\Delta\delta = 1,07 k_n k_{но} [(1,11 - 0,15 C_\phi)\delta_\phi - 1,24 \delta_{угл}], \quad (74)$$

$$k_{пнк} = k_n k_{но} [\delta_\phi (1 - C_\phi) - 2,2 \delta_{угл}] / [\delta_\phi (1 - C_\phi)], \quad (75)$$

где $\delta_{угл}$ — плотность углеводородов (нефти, газа); C_ϕ — минерализация фильтрата промывочной жидкости.

Изложенные способы оценки компонентного состава карбонатных пород и их емкостных свойств рассмотрим на примере отложений турнейского яруса и окско-серпуховского горизонта карбона Татарии. Для платформенной части Татарии и Башкирии карбонатные отложения турнейского яруса представлены в основном известняками или доломитовыми известняками с преобладанием коллекторов межзернового типа. На рис. 28 приведены материалы НГК, КНК, АК, ГГК по разрезу турнейского яруса Уральской площади и результаты определения компонентного состава, общей и вторичной пористости. Методика интерпретации подробно иллюстрируется данными табл. 13, из которой видно: а) хорошее соответствие значений пористостей, определенных по материалам НГК методом двух опорных горизонтов и данным КНК; б) хорошее соответствие значений пористости, определенных по данным НГК, КНК, ГГК и АК в пластах, представленных чистыми известняками с гранулярной пористостью (например, пласты 8–12, 14, 17 и т.д.). По палетке *M–N* изучаемый разрез представлен в основном известняками с небольшим содержанием доломитов или терригенного материала. Поэтому, принимая бинарную модель компонентного состава изучаемых пород, для определения пористости пород и их минерального состава использовали зависимость $\bar{\sigma}_n = f(k_{пнк})$ (см. рис. 25). По ней определяли общую пористость и кажущуюся плотность скелета породы, затем по палетке на рис. 27 находили кажущееся интервальное время в скелете породы и по уравнению среднего времени (33) рассчитывали пористость по данным акустического каротажа. По этому значению пористости затем оценивали возможность выделения в разрезе пород со вторичной пористостью и ее значения. Из семи выделенных в изучаемом разрезе пластов сверлящим керноотборником были подняты образцы керна, по которым определяли минеральный состав. Результаты этого определения и определения по комплексу ГГК–КНК дали в общем хорошую сходимость (табл. 14, см. рис. 28).

Следует отметить, что определяемый при анализе карбонатных пород нерастворимый остаток, также как и определяемое по комплексу ГГК–КНК значение $C_{пес}$, характеризует содержание терригенного материала без указания его минерального состава (глина, кварц и т.д.). Поэтому будет правильно при подобных сопоставлениях говорить о содержании в карбонатной породе примеси терригенного материала.

Таблица 14

Результаты определения литологического состава пород по керну и комплексу ГГК-КНК

Номер пласта	Интервал, м	Литологический состав, %					
		по керну			по ГГК-КНК		
		$C_{изв}$	$C_{дол}$	$C_{но}$	$C_{изв}$	$C_{дол}$	$C_{пес}$
2	1108,6-1109,8	70	2,5	27,5	62	—	38
4	1112-1114,4	97,5	—	2,5	97	—	3
5	1114,4-1117,6	95	—	5	90	—	10
8	1120,8-1124,6	97	—	3	97	—	3
11	1127,2-1129,6	97,5	—	2,5	91	—	9

Примечание. $C_{но}$ — содержание нерастворимого остатка.

Коллекторы с каверновой пористостью

Как отмечалось в гл. II, распространение упругой волны в породе зависит от наличия в ней трещин и каверн. Поскольку отдельно расположенные каверны даже при высокой каверновой пористости имеют размеры меньше длины упругой волны, то последняя из-за явления дифракции огибает каверны и распространяется по скелету породы. Поэтому определяемая по уравнению среднего времени (33) пористость кавернозной породы будет занижена и близка (но не равна) к пористости матрицы (блока) $k_{пбл}$. Последнее обстоятельство определяется тем, что часть наиболее мелких каверн оказывает влияние на измеряемое значение Δt . Поэтому, как было показано В.Ф. Козяром, в кавернозных породах разность значений общей пористости $k_{п}$ и пористости, вычисленной по данным акустического каротажа, представляет минимально возможное значение каверновой пористости:

$$k_{пкав} \geq k_{п} - k_{пАК} \quad (76)$$

В трещиноватых породах, характеризующихся большей сжимаемостью, чем породы с межзерновой пористостью, интервальное время Δt больше, чем в пористой, и пропорционально сумме пористостей матрицы $k_{пбл}$ и трещин $k_{птр}$ за исключением вертикальных трещин, по которым распространяется волна. В этом случае уравнение среднего времени для трещинного коллектора можно записать в виде

$$\Delta t = \Delta t_{ск} (1 - k_{птр}) + a \Delta t_{ж} k_{птр} \quad (77)$$

или, если порода является порово-трещинной,

$$\Delta t = \Delta t_{ж} k_{пбл} + \Delta t_{ск} (1 - k_{пбл} - k_{птр}) + a \Delta t_{ж} k_{птр} \quad (78)$$

где α — коэффициент, зависящий от акустических жесткостей скелета и жидкости. Однако, поскольку коэффициент трещинной пористости реальных коллекторов составляет десятые и сотые доли процента, последним членом уравнения (78) можно пренебречь. Следовательно, в порово-трещинных и трещинных коллекторах по данным акустического каротажа определяется общая пористость

$$k_{пАК} \approx k_{п} = k_{пбл} + k_{птр} \quad (79)$$

Для трещинно-кавернозной породы будет справедливо условие $k_{п} > k_{пАК} > k_{пбл}$, из которого следует, что принимаемое часто положение о равенстве $k_{пАК} \approx k_{пбл}$ в общем случае неверно при расчете коэффициента трещинно-каверновой пористости.

Поэтому для качественного выделения трещинно-кавернозных коллекторов обычно используют коэффициенты затухания и амплитуды волн. В трещинных породах затухание волны увеличивается пропорционально густоте трещин и изменяется по сложному закону в зависимости от раскрытости и положения трещин относительно фронта волны. В кавернозных породах затухание пропорционально густоте каверн и значению $k_{пкав}$. В общем случае, при произвольном распределении каверн и трещин по увеличению затухания и уменьшению амплитуды нельзя разделить коллектор на трещинный или каверновый и вычислить значения $k_{птр}$ и $k_{пкав}$. Поэтому, как показано в работе [10], при увеличении затухания продольной волны более чем на $0,7 \text{ м}^{-1}$ и значении амплитуд менее 0,9 от максимального значения, породы могут быть отнесены к трещинно-кавернозным. Затем, для разделения трещинно-кавернозных коллекторов на трещинные и кавернозные, используют значения $k_{пАК}$ и общей пористости $k_{п}$, определенной по данным нейтронного или плотностного каротажа. При равенстве $k_{пАК} \approx k_{п}$ породу относят к коллектору-трещинного типа, а при $k_{пАК} < k_{п}$ — к кавернозным коллекторам.

Если установлено, что коллектор относится к кавернозному типу, каверновую пористость можно рассчитать, решая систему уравнений (49) — (52) относительно каверновой пористости $k_{пкав}$, которая заменяет один из трех минеральных компонентов. Поскольку процессы выщелачивания наиболее развиты в известняках и доломитах, наиболее вероятными минеральными компонентами породы будут именно эти минералы. Оставляя два этих минерала в уравнениях (49) — (52) и заменяя третий каверновой пористостью $k_{пкав}$, перед которой числовой коэффициент в уравнении (49) будет $\omega_{ж}$, в уравнении (50) — Δt , а Δt в уравнении (51) приравнивая к нулю, можно рассчитать каверновую пористость по комплексу ГГК—НК, показания которого не зависят от структуры порового пространства, а данные акустического каротажа использовать для оценки $k_{пкав}$ согласно неравенству (76).

Каверновую пористость можно определить также по комплексу АК—НК, исходя из двухминеральной модели породы. Принцип опре-

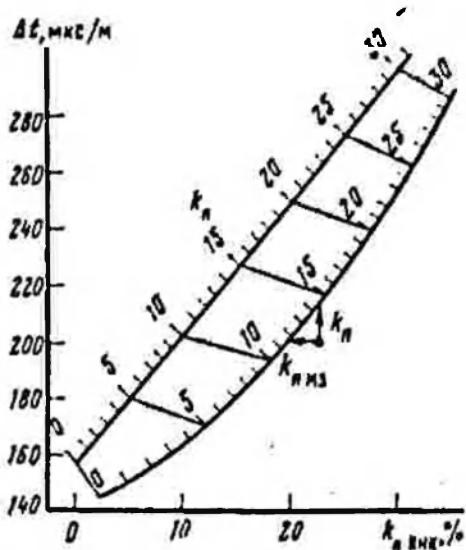


Рис. 30. Номограмме для определения пористости карбонатных пород по комплексу АК-НК

деления $k_{пкзв}$ заключается в следующем: строят зависимость $\Delta t = f(k_{пнк})$ для чистых известняков и доломитов. Матричную точку для доломита выбирают с учетом показаний применяемого типа аппаратуры нейтронного каротажа в доломитах относительно матрицы известняка (см. рис. 26). Пример подобной палетки приведен на рис. 30. Общую пористость изучаемых пластов определяют по положению точек на палетке относительно линий равных пористостей, а объемное содержание минеральных компонентов — путем линейной интерполяции между линиями чистого известняка и доломита. Наличие примеси терригенного материала и газонасыщенности при-

ведет к смещению точек вверх и влево, а при наличии глинистого материала, загипсованности породы и кавернозности точки будут сдвинуты вправо и вниз за линию доломитов.

Причины смещения точек за пределы зоны, ограниченной линиями основных породообразующих минералов, уточняют по комплексу геофизических исследований. Наличие глинистого материала устанавливают по данным ГК, ПС и затуханию АК. Глинистость, если необходимо рассчитать пористость для таких пород, учитывают по способу, аналогичному интерпретации данных ГГК-НК [уравнения (64) и (65)], только вместо уравнения (65) для плотности берут уравнение для Δt . Следует отметить, что точность определения пористости в этом случае невелика. Наличие газа ведет к занижению пористости по данным нейтронных методов, поэтому для газоносных пород $k_{пак} > k_{пнк}$ и пористости, определенной по удельному электрическому сопротивлению $k_{пзк}$. В известняках с высоким содержанием кварца соблюдается условие $k_{пак} < k_{пнк}$ и $k_{пзк}$. Загипсованные породы, характеризующиеся низкими показаниями ГК, выделяют по наличию максимальных амплитуд упругих волн, а их пористость рассчитывают по данным акустического каротажа.

После того как по комплексу ГИС установлено, что смещение показаний Δt — НК ниже линии основного породообразующего минерала обусловлено наличием каверновой пористости, истинные значения гранулярной и гранулярно-каверновой пористости определяют по данным нейтронного каротажа путем проектирования точки, соответствующей изучаемому пласту, на линию основного породообразующего минерала. Проектируя точку, например, на линию доломитов параллельно оси ординат, получаем общую пористость k_n гра-

нулярно-каверновой породы, а проекция точки на линию доломитов параллельно оси абсцисс дает межгранулярную пористость $k_{пбл}$. Разница в значениях $k_{п}$ и $k_{пбл}$ составляет каверновую пористость $k_{пкав}$.

Следует отметить, что по данным двух видов каротажа невозможно уверенно установить литологический состав породы, поэтому рассматриваемый способ расчета каверновой пористости эффективен при наличии достоверной информации о минеральном составе изучаемого пласта, которая может быть получена по керну, шламу или образцам, отобранным керноотборниками на кабеле. Изложенная методика определения $k_{пкав}$ была широко опробована и дала неплохие результаты при изучении карбонатных отложений Припятской, Прикаспийской впадин и Предуральяского прогиба [11].

Таким образом, определение каверновой пористости основано на различии в значениях общей пористости $k_{п}$ и гранулярной $k_{пбл}$. Общую пористость определяют по данным методов НК и ГГК, показания которых не зависят от структуры порового пространства. Гранулярную пористость определяют по данным электрического каротажа $k_{пЭК}$, акустического каротажа или керна. Если в качестве гранулярной пористости берут $k_{пАК}$, то с учетом того, что каверновая пористость все же оказывает влияние на показания акустического каротажа, в этом случае определяют минимально возможную каверновую пористость ($k_{пкав} \geq k_{п} - k_{пАК}$). При определении гранулярной пористости по удельному электрическому сопротивлению необходимо помнить, что наличие в коллекторе каверн может занижать определяемую величину $k_{пбл}$, поэтому разность между $k_{п}$ и $k_{пЭК}$ будет характеризовать максимально возможную каверновую пористость: $k_{пкав} \leq k_{п} - k_{пЭК}$. Следовательно, наиболее близким к истинной каверновой пористости будет значение

$$k_{пкав} = k_{п} - (k_{пАК} + k_{пЭК}) / 2. \quad (80)$$

Использование полученных по керну данных в качестве гранулярной пористости $k_{пбл}$ обычно основано на предположении, что в процессе отбора керна выносятся наиболее плотные разности (матрица). Это положение справедливо для низкопористых пород с общей пористостью $k_{п} < 7 \div 8 \%$. При более высоких значениях пористости пород из-за непредставительного выноса керна из интервалов, представленных высокопористыми разностями, значение $k_{пбл}$ по керну обычно бывает занижено. Учесть это занижение не всегда представляется возможным. Поэтому при расчете значений $k_{пкав}$ в единичных пластовых пересечениях из-за недостаточно высокой точности определения каверновой пористости эти значения $k_{пкав}$ следует рассматривать как ориентировочные, определяющие тип коллектора. Точность определения $k_{пкав}$ значительно повышается и составляет $\pm (0,1 - 0,3) \%$ при получении средней каверновой пористости по продуктивной части разреза изучаемого месторождения [11].

Коллекторы с трещинной пористостью

Как отмечалось выше, показания нейтронных методов и плотностного гамма-гамма-каротажа не зависят от структуры порового пространства, а по данным акустического каротажа в коллекторах порово-трещинного типа определяют общую пористость. Поэтому для определения трещинной пористости используют материалы электрического каротажа (ЭК), временные замеры электрического каротажа, замеры удельного электрического сопротивления пород, выполненные при различных минерализациях промывочной жидкости, и комплекс ЭК-НК.

Физическим обоснованием этих способов является зависимость удельного электрического сопротивления трещинно-поровых и порово-кавернозных пород от трещинной и каверновой пористости [9]. В табл. 15 приведены расчетные формулы $\rho_{\text{птр}}$ для четырех вариантов (I, II, III, IV) расположения трещин и двух различных насыщений их при наличии матричной (блоковой) и нулевой пористости.

При бурении с использованием промывочных жидкостей или технической воды, для которых $\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$, проникновение в трещинный коллектор очень глубоко и можно принять, что сопротивление зоны проникновения примерно равно сопротивлению трещинного пласта ($\rho_{\text{зптр}} \approx \rho_{\text{птр}}$). При этом уравнение, связывающее $\rho_{\text{птр}}$ с $k_{\text{птр}}$, в общем виде будет

$$\rho_{\text{птр}} = P_{\text{пмз}} \rho_{\text{в}} / (A k_{\text{птр}} P_{\text{пмз}} + 1), \quad (81)$$

где $P_{\text{пмз}}$ — параметр пористости блоков с межзерновой пористостью $k_{\text{пбл}}$, A — коэффициент, изменяющийся от 0,5 до 1 в зависимости

Таблица 15

Формулы для расчета удельного электрического сопротивления трещинного коллектора

Варианты расположения трещин	$k_{\text{пбл}} > 0$		$k_{\text{пбл}} = 0$
	$\rho_{\text{ф}} = \rho_{\text{в}}$	$\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$	$\rho_{\text{ф}} = \rho_{\text{в}}$
I	$\frac{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\frac{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{ф}}}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	∞
II	$\frac{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\frac{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{ф}}}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\rho_{\text{в}}$
III	$\frac{k_{\text{птр}} P_{\text{пбл}} + 1}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\frac{k_{\text{птр}} P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}} / \rho_{\text{ф}} + 1}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\frac{k_{\text{птр}}}{\rho_{\text{в}}}$
IV	$\frac{0,5 k_{\text{птр}} P_{\text{пбл}} + 1}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\frac{0,5 k_{\text{птр}} P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}} / \rho_{\text{ф}} + 1}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\frac{(1 - k_{\text{птр}})^{1/3}}{\rho_{\text{в}}}$
	$\frac{2/3 k_{\text{птр}} P_{\text{пбл}} + 1}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\frac{2/3 k_{\text{птр}} P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}} / \rho_{\text{ф}} + 1}{P_{\text{пбл}} \rho_{\text{в}}}$	$\frac{1 - (1 - k_{\text{птр}})^{2/3}}{\rho_{\text{в}}}$

от ориентации трещин в породе. Решая уравнение (81) относительно $k_{птр}$, получаем

$$k_{птр} = B \left(\frac{1}{R_{птр}} - \frac{1}{R_{пмз}} \right), \quad (82)$$

где $R_{птр} = \rho_{птр} / \rho_v$ — параметр пористости трещинного коллектора; B — коэффициент, который зависит от ориентации трещин ($2 > B > 1$). Для хаотического распределения трещин в коллекторе $B = 1.5$. Обычно для неизвестной ориентации трещин при расчете $k_{птр}$ принимают $B = 1.5$.

При расчете $k_{птр}$ по уравнению (82) $\rho_{птр}$ находят по электрическому фокусированному каротажу (БК), ρ_v известно для исследуемых отложений, $k_{пбл}$ определяют по данным НК, АК, ГКК или керну, $R_{пмз}$ рассчитывают по формуле

$$R_{пмз} = 1/K_{пбл}^2. \quad (83)$$

Если $k_{пбл}$ определяли по данным НК (НК), то полученное значение $k_{птр}$ является первым приближением $k_{п}$. Поэтому для более точного расчета $k_{пбл}$ определяют уточненное значение $k_{пбл} = k_{пНК} - k_{птр}$, где $k_{птр}$ — значение, полученное при первом расчете; а затем рассчитывают $k_{птр}$ с уточненным значением $k_{пбл}$.

При $\rho_{\phi} > \rho_v$ (пресный фильтрат) определить $k_{птр}$ невозможно. В этом случае используют метод двух растворов различной минерализации, при которых определяют $\rho'_{зптр}$ и $\rho''_{зптр}$. Расчет $k_{птр}$ проводят по формуле

$$k_{птр} = B \frac{\rho_{\phi 1} \rho_{\phi 2} (\rho''_{зптр} - \rho'_{зптр})}{\rho'_{зптр} \rho''_{зптр} (\rho_{\phi 2} - \rho_{\phi 1})} \quad (84)$$

которая получена из уравнения

$$\rho_{зптр} = \frac{R_{пмз} \rho_v}{AK_{птр} R_{пмз} \rho_v / \rho_{\phi} + 1} \quad (85)$$

для значений $\rho'_{зптр}$ и $\rho''_{зптр}$. Из уравнения (84) видно, что метод двух растворов позволяет с более высокой точностью оценить $k_{птр}$, так как в уравнение (84) не входит коэффициент блоковой пористости $k_{пбл}$, который определяют с довольно большой погрешностью.

Погрешность определения $k_{птр}$ в методе двух растворов может быть обусловлена: а) неверным выбором коэффициента B ; б) отличием значений $\rho_{\phi 1}$ и $\rho_{\phi 2}$ от реальных; в) частичным насыщением блоков, принимаемых как непроницаемые, смесью фильтрата и пластовой воды.

Рассмотренные способы определения $k_{птр}$ могут быть использованы для пород любого литологического состава (карбонаты, плотные песчаники, алевролиты, аргиллиты и т.д.), в которых матрица непроницаема. В реальных условиях обычно преобладают коллекторы, в которых емкостные свойства обуславливаются как межзерновой по-

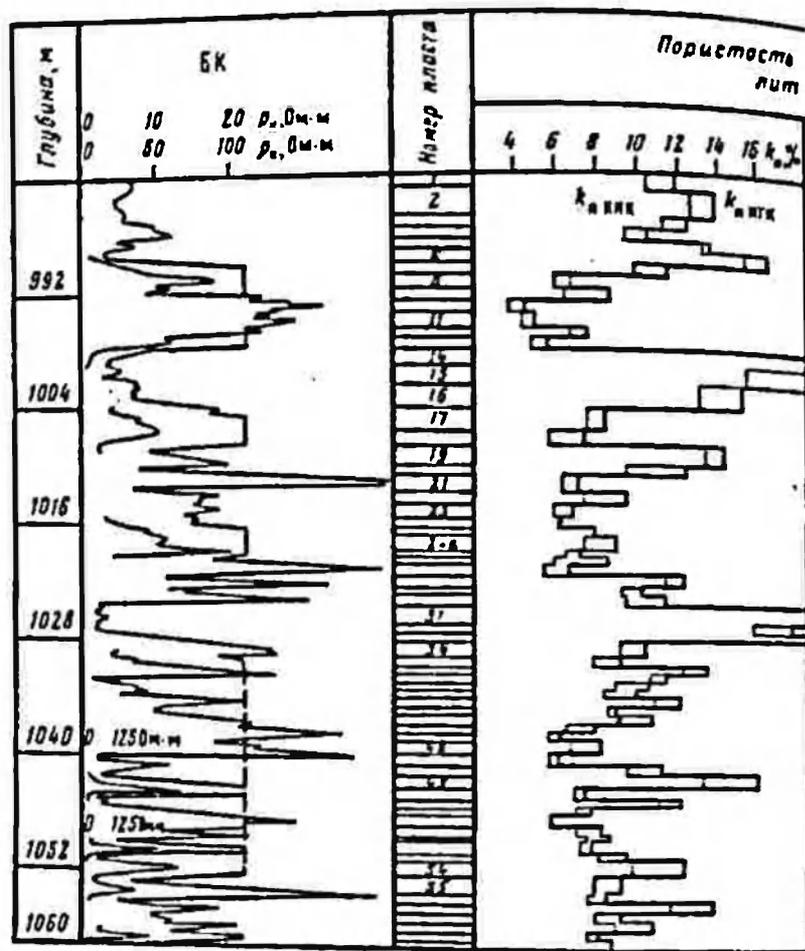
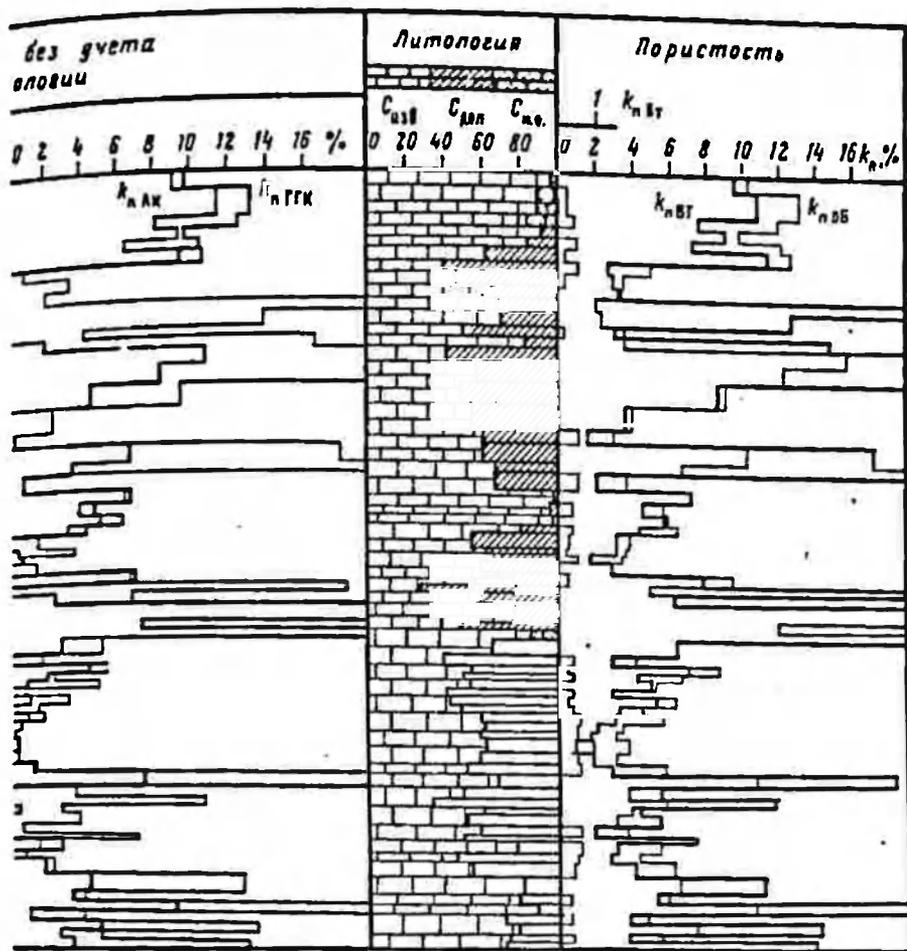


Рис. 31. Пример определения общей, вторичной пористости и минерального состава отложений Татарии (скв. 20063, Уральская площадь)

ристостью, так и трещинно-кавернозной пустотностью. Однако, поскольку для порово-трещинного коллектора $k_{пбл} \gg k_{птр}$, а для порово-кавернозно-трещинного карбонатного коллектора $k_{пбл} + k_{птр} \gg \gg k_{пквв}$, значениями трещинной и каверновой пористости в оценке емкости коллектора в разрезе единичной скважины можно пренебречь для практических расчетов, хотя в общем случае коэффициент трещинно-каверновой пористости может быть рассчитан по формуле

$$k_{птрквв} = (\bar{k}_п - \bar{k}_{пбл}) / (1 - k_{пбл}). \quad (86)$$

На рис. 31 приведены материалы НГК, КНК, АК, ГГК и ЯМК по разрезу окско-серпуховского горизонта скв. 20063 Уральской площади Татарии. Результаты обработки этих материалов по ряду интервалов приведены в табл. 16. Отложения окско-серпуховского горизонта представлены карбонатными породами от чистых известняков до доломитовых, местами глинистых. По типу пористости известняки и доломитовые известняки подразделяют на поровые и порово-трещинно-кавернозные. В чистых известняках порового типа показания геофизических методов определения пористости (НГК, КНК, ГГК, АК) практически



ва карбонатных пород по комплексу АК—ГГК—КНК в разрезе окско-серпуховских

равны между собой и разница в значениях пористостей не превышает погрешности измерений (пласты 1—4, интервал 980—986,8 м, см. табл. 16), в низкопористых доломитовых известняках (пласты 7—9, интервал 989,2—993 м) пористость по данным ГГК относительно матрицы известняка равна нулю или приобретает отрицательные значения, а по материалам НГК, КНК отмечается завышение пористости на несколько процентов в зависимости от содержания доломита.

При учете минерального состава значения пористости по данным ГГК—КНК и АК практически равны между собой. Особую группу составляют пласты с трещинно-кавернозной пористостью. Здесь можно выделить два типа пород — низкопористые трещиноватые доломитовые известняки (например, пласты 10, 11) и порово-трещинно-кавернозные доломитовые известняки (например, пласты 14, 15). Первые характеризуются практически нулевой пористостью по материалам ГГК, рассчитанной по матрице известняка, небольшой пористостью (4—5 %) по данным НГК, КНК и резким увеличением пористости по показаниям АК за счет проскальзывания циклов. Для вторых характерно завышение пористости по данным НГК, КНК относительно $k_{\text{ГГК}}$, большие значения пористости по материалам акустического каротажа. Против обоих

Таблица 16

Результаты обработки комплекса КНК–ГГК–АК
по карбонатным отложениям окско-серпуховского горизонта
(ска. 20063, Уральская площадь, Татария)

Номер пласта	Пористость, %				M	N	$k_{пГГК-КНК}$
	$k_{пНГК}$	$k_{пКНК}$	$k_{пГГК}$	$k_{пАК}$			
1	11,9	10,5	9,7	9,05	2,733	0,58	10,0
2	13,9	12,7	13,1	11,4	2,768	0,588	12,8
3	12,5	11,25	12,4	8,2	2,844	0,593	11,7
4	10,5	9,5	9,7	9,3	2,727	0,586	9,4
5	13,7	13,3	10,5	6,5	2,837	0,567	11,9
6	16,8	15,5	9,47	10,6	2,681	0,546	12,4
7	11,5	9,9	—	0,86	2,682	0,525	5,1
8	6,0	6,8	—	3,45	2,566	0,534	3,1
9	8,7	6,5	0	2,15	2,655	0,547	3,8
10	4,5	3,7	—	19,8	2,146	0,556	1,8
11	5,0	4,4	—	13,8	2,332	0,557	2,5
12	7,6	6,8	—	4,3	2,591	0,536	3,5
13	5,6	4,8	2,1	16,4	2,318	0,569	3,7
14	24,0	20,0	10,8	31,0	2,097	0,524	15,3
15	19,0	15,6	8,42	25,0	2,222	0,539	12,0
16	15,4	13,2	4,74	9,5	2,578	0,533	9,1
17	8,5	7,6	0	2,6	2,643	0,54	4,2
18	7,5	5,7	—	0,2	2,687	0,547	3,0
19	14,5	13,5	6,84	17,7	2,398	0,543	10,2
20	12,5	9,5	3,68	19,8	2,259	0,549	6,7
29	10,3	9,4	—	18,1	2,165	0,516	4,2
45	16,3	13,4	7,6	19,2	2,373	0,548	10,5

типов пород отмечаются значительные затухания амплитуды продольной волны. Высокие емкостные свойства этих пород подтверждаются и значительными амплитудами индекса свободного флюида по показаниям ЯМК.

Помимо густоты трещин, степени их раскрытости, ориентации и заполнения, числа и размеров каверн акустические параметры зависят от ряда таких факторов, как шероховатость ствола скважины, глинистость, слоистость пород и т.д. Поэтому привлечение данных ЯМК, показания которого отражают эффективную пористость, значительно расширяет эффективность комплекса ГГК–КНК–АК в коллекторах со сложной структурой. Однако, как показывают результаты скважинных исследований (см. рис. 31), ЯМК по-разному реагирует на трещинно-каверновую пористость. Те трещины и каверны, которые заполняются глинистой промывочной жидкостью, а не фильтратом, характеризуются показаниями ЯМК, близкими или незначительно превышающими фоновые. Этот эффект может быть использован в комплексе с методами ГГК–КНК–АК для выделения в разрезе микро- и макро-трещиноватых пород, так как, по данным ЯМК, будут выделяться

$C_{изв}, \%$	$C_{дол}, \%$	$C_{пес}, \%$	$\delta_{скк'},$ г/см ³	$\Delta t_{скк'},$ мкс/м	$k_{пак}, \%$	$k_{поб}, \%$	$k_{пвт}, \%$
97	3	—	2,722	154,8	9,3	10,1	—
90	—	10	2,704	160	10,6	12,9	0,178
80	—	20	2,7	160	7,4	11,82	0,374
92	—	8	2,706	158	8,87	9,6	—
85	15	—	2,74	153,2	7,03	11,9	0,409
63	37	—	2,748	152,8	11,2	12,48	0,102
40	60	—	2,81	147,7	2,6	4,95	0,475
46	54	—	2,802	158,7	2,9	3,4	0,147
60	40	—	2,774	150,7	3,05	3,25	—
69	31	—	2,763	162	18,8	1,85	—
71	29	—	2,757	163,1	12,45	2,2	—
50	50	—	2,792	157	2,81	3,4	0,173
84	16	—	2,739	166,4	14,5	3,45	—
42	58	—	2,806	154,5	31,2	15,4	—
57	43	—	2,783	158,6	24,6	12,01	—
49	51	—	2,793	156,8	8,5	8,97	—
55	45	—	2,784	149,8	3,44	3,8	—
60	40	—	2,778	150,4	1,4	2,85	0,509
60	40	—	2,778	159,5	17,0	10,17	—
66	34	—	2,769	161,1	18,9	6,59	—
28	72	—	2,83	150,3	19,1	4,7	—
67	33	—	2,768	161,2	18,3	10,5	—

гранулярно-трещинные и трещинно-кавернозные коллекторы с малым раскрытием трещин, в которые проникает только фильтрат промывочной жидкости. Макротрещиноватые коллекторы, в которые проникает глинистая промывочная жидкость, будут выделяться по показаниям ЯМК фоновыми или близкими к ним значениями ИСФ.

§ 10. ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Глинистые минералы, которые составляют пластичную часть твердой фазы породы-коллектора, по своим физическим свойствам отличаются от минералов матрицы и по-разному влияют на показания различных геофизических методов. Наличие глинистых минералов в значительной степени определяет фильтрационные и емкостные свойства породы-коллектора. Причем, в зависимости от минерального состава, глины по-разному влияют на эти свойства. Поэтому глинистую компоненту нельзя рассматривать просто как наполнитель порового пространства,

снижающий фильтрационно-емкостные свойства, необходимо учитывать степень ее влияния на измеряемые геофизические параметры.

По степени влияния на измеряемые геофизические параметры глинистую компоненту породы можно подразделить на глины активные и нейтральные. Это обусловлено тем, что по адсорбционным, поверхностно-активным свойствам, набухаемости и т.д. различные глинистые минералы различаются между собой. Например, по степени набухаемости при контакте глинистых минералов с фильтратом промывочной жидкости намечается следующий ряд: каолиниты, гидрослюды, монтмориллониты. По основным физическим свойствам (плотности, водородосодержанию, проводимости, естественной радиоактивности и т.д.), которые определяют при геофизических исследованиях, глины различного минерального состава также различаются между собой. Следовательно, при изучении песчано-глинистых пород геофизическими методами необходимо учитывать не только общую глинистость, отражающую суммарное содержание активных и нейтральных глин, но и минеральный состав глинистого материала. При этом необходимо располагать не только данными о фракционном составе, но и о минеральном составе глин, их поверхностно-активных свойствах, с которыми тесно связаны диффузионно-адсорбционные свойства, поверхностная проводимость, естественная радиоактивность, водородосодержание и т.д. Все эти данные могут быть получены в результате исследования керна, который должен характеризоваться высокой представительностью при увязке его с геофизическими параметрами.

В общепринятой классификации к глинам относят породы, фракционный состав которых представлен частицами размером менее 0,01 мм. Однако в состав этой фракции могут входить и другие минералы, которые по физическим свойствам отличаются от глин. Но, учитывая, что содержание таких минералов относительно невелико, в качестве меры глинистости можно использовать содержание фракции менее 0,01 мм. Количественно глинистость может быть выражена отношением массы пелитовой фракции к массе всей породы — массовая глинистость $C_{гг}$ — или отношением объема глин к объему породы — объемная глинистость $k_{гг}$, или степенью заполнения порового пространства породы глинистым материалом — относительная глинистость $\eta_{гг}$. При равенстве плотностей глинистой и скелетной фракций эти виды глинистости связаны между собой соотношением

$$k_{гг} = C_{гг} (1 - k_{п}); \eta_{гг} = k_{гг} / (C_{гг} + k_{п}).$$

По характеру распределения глинистого материала в породе можно выделить три группы глинистых пород: а) с дисперсным (рассеянным) распределением глинистого материала, в которых глинистый материал рассеян в матрице породы, частично заполняет межпоровое пространство; б) с чередованием глинистых и песчаных (алевролитовых) прослоев; в) со структурным (агрегатным) распределением глинистого материала, при котором глинистые частицы замещают отдель-

ные зерна породы или группируются в линзовидные скопления. Для структурных и слоистых глин, которые находятся под воздействием разности горного и пластового давлений, физические свойства близки к вмещающим глинам, в то время как при дисперсном залегании глины подвержены в основном гидростатическому давлению, поэтому они содержат максимально возможное количество связанной воды, а их упругие свойства близки к свойствам заполняющей поровое пространство жидкости ($\Delta t_{гг} \approx \Delta t_{ж}$).

Исходя из особенностей распределения глинистого материала в песчано-глинистой породе, общую пористость коллектора можно определить следующими выражениями:

а) песчаники с рассеянным глинистым материалом

$$k_n = k_{пск} - (1 - k_{пгг}) k_{гг}; \quad (87)$$

б) слоистые глинистые песчаники

$$k_n = k_{пск} - k_{гг} (k_{пск} - k_{пгг}); \quad (88)$$

в) песчаники со структурной глинистостью

$$k_n = k_{пск} + k_{пгг} k_{гг}; \quad (89)$$

где $k_{пск}$, $k_{пгг}$ — пористость скелета (матрицы) и глинистой компоненты соответственно.

Произведение $k_{пгг} k_{гг}$ характеризует емкость субкапиллярных пор между глинистыми частицами по отношению к полному объему пор. По аналогии с уравнением (30) $k_{пгг}$ можно определить по данным ГГК в интервале вмещающих глин, если отсутствуют каверны:

$$k_{пгг} = (\delta_{скгг} - \delta) / (\delta_{скгг} - \delta_{ж}),$$

где $\delta_{скгг}$ — минеральная плотность глин; δ — измеренная плотность глин в естественном залегании; $\delta_{ж}$ — плотность воды, насыщающей глины, определяемая ее минерализацией.

Исходя из структурных моделей (87)–(89) песчано-глинистых пород, можно перейти к основным петрофизическим моделям. Для полиминеральных пород, какими являются песчано-глинистые породы, объемная плотность определяется объемной плотностью отдельных минеральных компонентов, общей пористостью и плотностью флюида в порах:

$$\delta_n = k_n \delta_{ж} + \delta_{ск} (1 - k_n - k_{гг}) + \delta_{гг} k_{гг}. \quad (90)$$

Для песчаников со структурной (агрегатной) глинистостью, в которых структурные глины обладают собственной пористостью, насыщенной водой, уравнение (90), исходя из уравнения (89), преобразуется к следующему виду:

$$\delta = \delta_{ж} k_{пск} + \delta_{гла} k_{гла} + \delta_{ск} (1 - k_{пск} - k_{гла}), \quad (91)$$

где $\delta_{\text{ггв}}$, $k_{\text{ггв}}$ — объемная плотность и глинистость агрегатных глин.

Для интервального времени Δt в глинистой породе, которую следует рассматривать как трехкомпонентную модель, можно записать

$$\Delta t = \Delta t_{\text{ск}} (i - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) + \Delta t_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \Delta t_{\text{ж}} k_{\text{п}}. \quad (92)$$

При $k_{\text{п}} = 0$ уравнение (92) преобразуется в уравнение среднего времени (33).

Так как характер залегания глинистого материала в породе по-разному влияет на показания акустического каротажа, уравнение (92), решенное относительно пористости, применимо при слоистом или структурном залегании глин в породе. В этом случае отношение $(\Delta t_{\text{гл}} - \Delta t_{\text{ск}}) / (\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}})$, согласно уравнению (36), будет изменяться в пределах 0,2–0,6. При слоистом залегании глин в первом приближении $\Delta t_{\text{гл}}$ может быть принято равным интервальному времени во вмещающих пласт глинах. При структурном залегании глинистого материала в породе скорость распространения упругой волны увеличивается за счет улучшения механического контакта между отдельными зернами и огибания волной глинистых скоплений. При этом значение $\Delta t_{\text{гл}}$ таких пород будет равно некоторому промежуточному значению между Δt дисперсных и слоистых глин и, следовательно,

$$k_{\text{п}} = k_{\text{пАК}} + c k_{\text{глстр}}, \quad (93)$$

где c — коэффициент, зависящий от плотности глин и пористости коллектора [12]; $k_{\text{глстр}}$ — структурная глинистость.

Когда глины находятся в рассеянном (дисперсном) состоянии ($k_{\text{ггд}}$) и в меньшей степени подвержены действию горного давления, их упругие свойства близки к свойствам заполняющей поры жидкости, т.е. $\Delta t_{\text{ггд}} \approx \Delta t_{\text{ж}}$. Поэтому для песчано-глинистых пород с рассеянной глинистостью пористость по показаниям акустического каротажа может быть рассчитана по следующему выражению:

$$k_{\text{пАК}} = k_{\text{п}} + k_{\text{ггд}}. \quad (94)$$

Объемную глинистость до 10–12 % можно не учитывать при расчете пористости. Если же объемная глинистость составляет 12–35 %, то измеряемые значения интервального времени возрастают и пористость рассчитывают по уравнениям (36), (92). В первом приближении значение $\Delta t_{\text{ггд}}$ может быть принято 500 мкс/м. Для определения $k_{\text{гл}}$ обычно используют данные ГК и ПС [4]. Истинная пористость для пород с рассеянной глинистостью может быть рассчитана также с помощью эмпирической формулы, рекомендуемой фирмой "Дрессер Атлас":

$$k_{\text{пист}} = k_{\text{п}} / (2 - a_{\text{ПС}}), \quad (95)$$

где $a_{\text{ПС}}$ — относительный параметр ПС,

$$a_{\text{пс}} = E_{\text{пс}} / E_{\text{псст}}, \quad (96)$$

где $E_{\text{пс}}$ — амплитуда ПС против изучаемого пласта (интервала) (в мВ); $E_{\text{псст}}$ — максимальное значение амплитуды ПС против чистых неглинистых пород.

Для нейтронных методов независимо от типа измерительной установки наличие глинистого материала в коллекторе можно учесть путем внесения соответствующей поправки в объемное влагосодержание (кажущуюся пористость). Поправку в объемное влагосодержание за счет глинистой компоненты породы определяют выражением

$$\Delta \omega_{\text{гл}} = k_{\text{гл}} \omega_{\text{гл}} + \Delta \omega_{\text{пл}} \quad \text{или} \quad (97)$$

$$k_{\text{пНК}} = k_{\text{п}} + k_{\text{гл}} \omega_{\text{гл}} + \Delta \omega_{\text{пл}},$$

где $\omega_{\text{гл}}$ — объемное содержание кристаллизационной и гигроскопически связанной воды в глинистой компоненте; $\Delta \omega_{\text{пл}}$ — поправка за аномалию плотности. Значение $\omega_{\text{гл}}$ в зависимости от минерального состава глин при температуре 105 °С приведено в табл. 17, а значение $\Delta \omega_{\text{гл}}$ можно определить по специальным палеткам [1].

Как следует из уравнений (90), (91), (92) и (97), уверенная оценка пористости глинистых коллекторов возможна только при совместной интерпретации диаграмм АК–ГГК–НК, АК–НК, АК–ГГК, ГГК–НК, так как при этом с достаточно высокой точностью определяют не только емкостные свойства коллектора, но и обосновывают петрофизическую модель пласта, что важно при получении коэффициента нефтенасыщенности по удельному электрическому сопротивлению. На основании уравнений (90), (92) и (97) для песчано-глинистой породы, представляющей двухкомпонентную модель, можно записать

$$\Delta t = k_{\text{п}} \Delta t_{\text{ж}} + \Delta t_{\text{пес}} C_{\text{пес}} + \Delta t_{\text{гл}} C_{\text{гл}}; \quad (98)$$

$$\delta_{\text{п}} = k_{\text{п}} \delta_{\text{ж}} + \delta_{\text{пес}} C_{\text{пес}} + \delta_{\text{гл}} C_{\text{гл}}; \quad (99)$$

$$k_{\text{пНК}} = k_{\text{п}} + k_{\text{ппес}} C_{\text{пес}} + k_{\text{пгл}} C_{\text{гл}}; \quad (100)$$

Таблица 17

Водородный индекс $\omega_{\text{гл}}$ некоторых глинистых минералов и аномалия их плотности $\Delta \delta_{\text{гл}}$ относительно водоносных песчаников

Минерал, группа минералов	$\omega_{\text{гл}}$	$\Delta \delta_{\text{гл}}$, г/см ³
Каолинит	0,34	0,53
Хлориды магниевые	0,34	0,69
Гидромусковит	0,19	0,40
Монтмориллонит	0,22	0,79

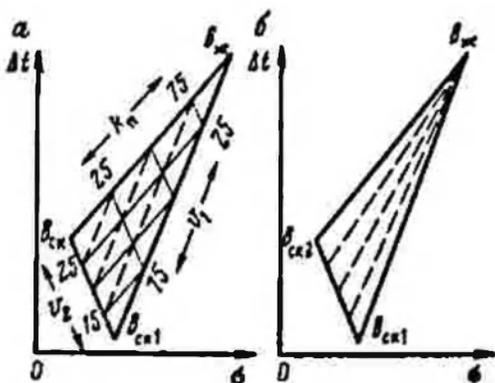


Рис. 32. Треугольные диаграммы по комплексу методов ГГК—НК и ГГК—АК для определения пористости и минерального состава (а) и минерального состава (б)

$$1 = k_n + C_{\text{пес}} + C_{\text{гл}}, \quad (101)$$

где $C_{\text{пес}}$, $C_{\text{гл}}$ — объемное содержание песчаной и глинистой компонент. Решение системы этих уравнений относительно k_n и компонентного состава основано на допущении линейности показаний приборов ГГК, АК, НК от пористости и изменений литологии.

На рис. 32 приведена треугольная диаграмма для графического решения уравнений (98) — (101) по комплексу двух методов (КНК—ГГК, ГГК—АК, КНК—АК) для определения k_n и C любых двух минералов породы-коллектора. Треугольная диаграмма на рис. 32,а решена относительно пористости и объемного содержания минеральных компонент, а на рис. 32,б — для оценки доли объемного содержания минеральных компонент в матрице породы без учета пористости. В последнем случае задачу решают при условии $C_i = (1 - k_n) C'_i$, $C_2 = (1 - k_n) C'_2$, где $C'_1 + C'_2 = 1$.

Треугольник на рис. 32 определяется тремя точками — скелетом, глиной, жидкостью, для которых на соответствующих осях берут матричные значения $\delta_{\text{ск1}}$, $\delta_{\text{ск2}}$, $\delta_{\text{ж}}$ и $\Delta t_{\text{ск1}}$ ($k_{\text{пНК1}}$), $\Delta t_{\text{ск2}}$ ($k_{\text{пНК2}}$), $\Delta t_{\text{ж}}$ ($k_{\text{пНКж}} = 1$). В матричных точках содержание данной минеральной компоненты соответствует 100 %, а $k_n = 0$, в точке жидкости $k_n = 100$ %. Для построения треугольной диаграммы матричную точку глины берут для минерального состава глины, которые являются основными в изучаемом разрезе. Для глины могут быть приняты матричные значения, приведенные в табл. 18.

Таблица 18

Значения $\delta_{\text{ск}}$, $\Delta t_{\text{ск}}$ и $\omega_{\text{гл}}$ для основных типов глины

Минерал	$\delta_{\text{ск}}$, г/см ³	Рекомендуемая $\delta_{\text{ск}}$, г/см ³	$\Delta t_{\text{ск}}$, мкс/м	$\omega_{\text{гл}}$
Каолинит	2,62–2,68	2,63	217	0,34
Иллит (гидрослюда)	2,64–3,2	2,81	251	0,186
Монтмориллонит	2,20–2,74	2,50	—	0,22
Хлорит	2,60–2,96	2,72	234	0,34

Линии постоянной пористости k_n проводят параллельно прямой $k_n = 0$, т.е. прямой, соединяющей матричные точки. Линии постоянной $C_{гп}$ проводят параллельно прямой $C_{гп} = 0$, т.е. линии, соединяющей точки матриц глины и воды. Аналогично проводят линии постоянных значений $C_{пск}$. По положению точки пласта с координатами $k_{пнк} - \delta_n$ (или $\Delta t_n - \delta_n$) уточняют пористость и глинистость (см. рис. 32).

Влияние глинистости на емкостные свойства породы обусловлено характером распределения или залегания глинистого материала. При слоистом залегании глинистые прослои уменьшают емкость коллектора пропорционально своему объему:

$$k_n = k_{пmax} (1 - k_{гл}). \quad (102)$$

При дисперсном залегании глинистый материал заполняет часть порового пространства, уменьшая пористость

$$k_n = k_{пmax} - k_{гл}, \quad (103)$$

а при структурном (агрегатном) залегании глинистые частицы или их скопления не уменьшают пористость коллектора

$$k_n = k_{пmax} \quad (104)$$

Из уравнений (102) – (104) следует, что емкостные свойства глинистого песчаника зависят от содержания и характера распределения глинистого материала. Поэтому характер залегания глинистого материала можно установить по соотношению пористостей глинистого песчаника $k_{пmax}$, его чистой песчаной компоненты $k_{пск}$ и объемному содержанию глин. При слоистом залегании глинистой компоненты, объемное содержание глин из уравнения (102) будет

$$k_{гсл} = (k_{пmax} - k_{пск}) / k_{пmax} \quad (105)$$

где $k_{пmax}$ — общая пористость глинистого песчаника, определенная по данным нейтронного метода; $k_{пск}$ — пористость чистой песчаной компоненты, полученная после исправления за влияние глинистости по комплексу методов ГГК-НК или АК-НК, например, с помощью треугольной диаграммы (см. рис. 32).

После расчета по уравнению (105) объемного содержания слоистого глинистого материала $k_{гсл}$, полученное значение сравнивают с объемной глинистостью $k_{гл}$, определенной по треугольной диаграмме (см. рис. 32) или другим общеизвестным методом (ГК, ПС). При этом могут выполняться три условия: а) $k_{гсл} = k_{гл}$, т.е. в породе присутствуют только слоистые глины; б) $k_{гсл} < k_{гл}$ — коллектор содержит как слоистые, так и структурные глины; в) $k_{гсл} > k_{гл}$ — коллектор содержит дисперсную глину или сочетание дисперсных и слоистых глин. В этом случае уравнение (105) не отражает объемное содержание сло-

истых глин. Однако, исходя из модели породы, учитывающей характер распределения глинистого материала, можно найти, что

$$k_{\text{гсл}} = [k_{\text{гл}} - (k_{\text{пmax}} - k_{\text{пск}})] / (1 - k_{\text{пmax}}), \quad (106)$$

а затем определить объем дисперсных глин

$$k_{\text{гд}} = k_{\text{гл}} - k_{\text{гсл}}$$

Несмотря на то что точность определения $k_{\text{гсл}}$, $k_{\text{гслтр}}$, $k_{\text{гд}}$ недостаточно высока, такие расчеты прежде всего необходимы, чтобы обосновать интерпретационную модель для оценки характера насыщения коллекторов по удельному электрическому сопротивлению, так как погрешность определения $\rho_{\text{н}}$ нефтенасыщенного глинистого песчаника зависит от того, какая принята модель распределения глинистого материала — дисперсная или слоистая, и может достигать 100 % и более.

Применимость рассмотренных выше методик оценки глинистости и пористости песчано-глинистых пород требует предварительного обоснования. Показания нейтронного каротажа сильно зависят от глинистости и в сильно глинистых коллекторах с $k_{\text{гл}} > 20$ % погрешность определения $k_{\text{п}}$ увеличивается до 10–15 % и нейтронный каротаж в основном отражает $k_{\text{гл}}$, а не $k_{\text{п}}$. Плотностной гамма-гамма-каротаж мало реагирует на глинистость, так как, несмотря на различие минеральных плотностей глин и матрицы, суммарная плотность твердой фазы будет отличаться от плотности матрицы на небольшую величину, дающую погрешность в определении $k_{\text{п}}$ не более 1–1,5 %. Поэтому разность пористостей $\Delta k_{\text{п}} = k_{\text{пНК}} - k_{\text{пГГК}}$ хорошо коррелируется с разностным параметром ΔI_{γ} или относительным параметром $\alpha_{\text{пс}}$, которые отражают содержание глинистого материала в породе.

Если зависимости $\Delta I_{\gamma} = f(k_{\text{пНК}} - k_{\text{пГГК}})$ укладываются в область погрешностей $\Delta k_{\text{п}} = \pm (2,5 - 3)$ %, т.е. в область погрешностей определения $k_{\text{п}}$ по комплексу ГГК–НК, то комплекс этих методов применим для определения пористости и глинистости. При большом разбросе точек, обусловленном влиянием других факторов (изменением минерального состава тонкодисперсной составляющей, примесей минералов с аномальными свойствами, углистости и т.д.), необходимо уточнение минеральной плотности твердой фазы породы.

Наличие в составе породы углистой компоненты может оказать сильное влияние на показания как нейтронного, так и плотностного гамма-гамма-каротажа. За счет значительного содержания водорода и низкой плотности водородосодержание углей приближается к воде. Поэтому при высокой углистости пород показания нейтронного каротажа будут давать пористость с погрешностью, примерно равной объемному содержанию углистого материала $k_{\text{угл}}$.

Плотность углей значительно отличается от плотности твердой фазы породы и изменяется от 1,1 до 1,8 г/см³ в зависимости от зольности и степени метаморфизма. Если учесть, что угли приурочены в основном к песчано-глинистым и алевролитовым коллекторам, то,

согласно уравнению (91), изменение объемной плотности за счет примеси углей составит $\Delta\delta = (\bar{\delta}_{\text{ск}} - \bar{\delta}_{\text{угл}}) k_{\text{угл}}$. Нетрудно подсчитать, что погрешность определения пористости составит $(0,8-0,9) k_{\text{угл}}$ или 8-9 % на каждые 10 % объемного содержания углистого материала.

Поскольку влияние углистости пород на показания нейтронного и плотностного каротажа примерно одинаково, исключить его при определении пористости по комплексу ГГК-НК нельзя. Поэтому в песчано-глинистых коллекторах с углистым материалом при определении $k_{\text{п}}$ необходимо уточнять $\bar{\delta}_{\text{ск}}$ по графикам $M-N$ (см. рис. 21), используя в качестве матричных точек значения M и N для кварцевого песчаника, глины и угля.

§ 11. ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ ПОЛИМИКТОВОГО СОСТАВА

К полимиктовым коллекторам относят породы разнообразного минерального состава. В отличие от мономинеральных пород, в составе которых преобладает кварц, полимиктовые песчаники обогащены полевыми шпатами, среди которых преобладают калиевые полевые шпаты. В общем полевые шпаты подразделяют на две основные группы: а) калиевые полевые шпаты, основными минералами которых являются ортоклаз и микроклин, и редко встречающиеся санидин и анортоклаз; б) известково-натриевые полевые шпаты (плагиоклазы), которые представляют собой изоморфную смесь двух компонентов: натриевого полевого шпата — альбита и известкового полевого шпата — анортита, которые дают смеси в любых отношениях, образуя непрерывный изоморфный ряд. Из группы плагиоклазов в осадочных породах наибольшим распространением пользуются минералы кислого ряда: альбит — олигоклаз.

Кроме полевых шпатов в состав полимиктовых песчаников входят слюды, содержание которых может достигать 10 % и более. Из слюд наиболее часто встречаются мусковит и минералы группы биотита. Мусковит бывает, как правило, несколько гидратизирован, иногда отмечается последовательный переход мусковита в гидрослюда и каолинит. Биотит в осадочных породах неустойчив, обычно он в той или иной степени гидратизирован, что вызывает разбухание и деформацию его пластин. Гидратизированный биотит чаще всего переходит в каолинит. Основные характеристики минералов полимиктовых песчаников приведены в табл. 19.

Из табл. 19 следует, что для калиевых полевых шпатов матричные значения могут быть приняты $\delta_{\text{ск}} = 2,55 \text{ г/см}^3$, $\Delta t_{\text{ск}} = 155 \text{ мкс/м}$.

Для определения пористости и минерального состава полимиктовых песчаников целесообразно применять данные ГГК-АК или ГГК-НК, которые используют для построения треугольных номограмм. Поскольку содержание кварца и полевых шпатов в полимиктовых песчаниках может изменяться по площади распространения изучаемых

Таблица 19

Основные характеристики минералов полимиктовых песчаников

Минерал	$\delta_{ск}$, г/см ³	$\Delta t_{ск}$, мкс/м
Кварц	2,65	170
Полевые шпаты		
Калиевые полевые шпаты:		
ортоклаз	2,57	150
микроклин	2,55	163
Плагиоклазы:		
альбит	2,62	166
олигоклаз	2,67	166
Слюды:		
мусковит	2,88	—
биотит	3,30	—

пластов в довольно широких пределах, рекомендуется строить треугольные диаграммы, вершинами которых являются кварц—глина—вода и полевой шпат—кварц—вода [11]. Так как для обеих треугольных диаграмм точка кварца является общей, получаем спаренные треугольные диаграммы. Преимуществом подобных диаграмм является то, что в данном случае нет необходимости определения глинистости другими методами, например ГК, эффективность которого в оценке глинистости полимиктовых коллекторов низка из-за высокого содержания в них калия. Пример подобных треугольных номограмм приведен на рис. 33, где также нанесены точки, соответствующие водоносным и нефтеносным пластам верхнего мела Варьеганского месторождения. Результаты определения k_n , $k_{гн}$ приведены в табл. 20.

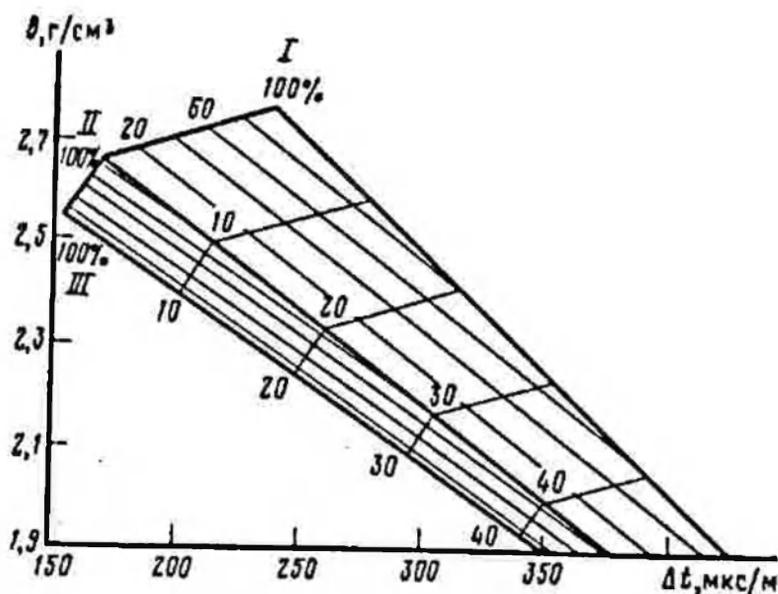


Рис. 33. Треугольная диаграмма для определения пористости и содержания минеральных компонентов полимиктовых песчаников по комплексу ГК—АК.
I — глина; II — кварц; III — полевой шпат

Таблица 20

Результаты определения пористости и глинистости по комплексу ГГК-АК-ПС

Пласт	Номер прослоя	$k_{п'}$ %			$k_{писп'}$ %	$k_{гл'}$ %
		ПС	ГГК	АК		
БВ _з	67	22,8	22,5	27,0	24,0	30
	68	23,4	25,0	23,0	24,8	8
	69	23,4	9,7	7,3	8,7	27
	70	23,6	25,0	23,0	24,8	8
	71	23,4	22,5	20,0	22,6	28
	72	23,2	6,0	7,3	6,2	13
	73	23,4	22,5	24,0	24,0	24
БВ _с	41	22,6	26,5	23,2	26,1	4
	42	22,8	23,0	25,1	28,4	3
	43	22,8	28,5	25,1	27,9	7
	44	22,6	26,5	27,1	26,5	25
	45	22,6	22,5	23,2	23,5	19
	46	22,6	26,5	25,1	26,5	15
	47	22,6	26,0	25,1	26,1	18
	48	22,6	26,0	25,1	26,1	46

Как видно из табл. 20, значения пористости, полученные по комплексу АК-ГГК, довольно хорошо согласуются в целом с пористостью по данным ПС, однако, поскольку разрешающая способность методов ГГК-АК высокая, в разрезе рассмотренных пластов выделяются как уплотненные, так и более пористые породы, которые не отражаются на кривой ПС.

Для определения пористости полимиктовых коллекторов и их минерального состава можно также использовать уравнения (49) — (52). Система этих уравнений может быть решена относительно четырех неизвестных — пористости и трех минеральных компонентов (например, кварц, полевой шпат и глина) или четырех минеральных компонентов при условии, что пористость близка к нулю. Однако при более сложном минеральном составе пород комплекса из трех геофизических методов определения пористости недостаточно. В этом случае требуется иной методический подход.

Возможность решения задачи оценки емкостных свойств коллекторов полиминерального состава со сложной структурой порового пространства рассмотрим на примере уникальных коллекторов баженовской свиты Западно-Сибирской низменности, изучению которых посвящена довольно обширная литература [6, 14, 15, 26]. По результатам литолого-петрофизических исследований [15] в разрезе баженовской свиты можно выделить десять литотипов, различающихся по содержанию основных компонентов — глинистого, кремнистого, алевролитового, карбонатного и органического вещества. Основные минеральные компоненты пород следующие: SiO_2 — 30–70 %; Al_2O_3 — 6–15 %;

CaCO_3 — 2–18 %; $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ — 1–10 % и органическое вещество, содержание которого достигает 20 % и определяется типом породы. Содержание других минералов составляет доли процентов, хотя в разрезе встречаются также сильно пиритизированные разности. Среди глинистых минералов преобладают тонкодисперсные смешаннослойные образования ряда гидрослюда-монтмориллонит с варьирующим количеством (20–80 %) набухающих монтмориллонитовых компонентов и гидрослюда. В небольших количествах присутствует каолинит, хлорит и другие глинистые минералы.

Поскольку фильтрационно-емкостные свойства в значительной степени определяются текстурно-структурными особенностями строения пород баженовской свиты, для практических целей лучше использовать классификацию пород, предложенную В.П. Соничем, в основу которой положены такие признаки, как однородность (массивность), слоистость, дисперсность пород. По текстурно-структурным особенностям в относительно глинистых породах (содержание глинистого материала более 30 %) выделяют массивные слабо алевролитистые и тонкослоистые тонкоотмученные породы. Массивные глины имеют однородное строение со слабо выраженной слоистостью и характеризуются высоким (3–20 %) содержанием алевролитовой примеси. Микрослоистые глины имеют небольшую примесь алевритистого материала.

Кремнистые минералы присутствуют практически по всему разрезу баженовской свиты и представлены в основном кварцем (7–25 %) и халцедоном (5–10 %). Из карбонатных минералов преобладает кальцит и в меньшей степени доломит. Сами карбонатные породы занимают около 8–10 % объема баженовской свиты. Доломит присутствует в основном в мергелях и известняках, которые приурочены к подошвенной части свиты. Из обломочных минералов широко распространены кварц и полевые шпаты.

Таким образом, в разрезе баженовской свиты можно выделить следующие основные типы пород (по В.П. Соничу): а) собственно глины в различной степени алевритистые, которые имеют массивную или микрослоистую текстуру; б) кремнистые глины массивной и слоистой текстуры; в) глины известковистые и мергели; г) известняки.

Подобное строение пород баженовской свиты и сложный минеральный состав вызывают большие трудности в определении пористости по материалам геофизических методов. Действительно, если для пород баженовской свиты построить зависимость по керну пористость—плотность, то связь между этими параметрами довольно слабая, что обусловлено сложностью и изменчивостью вещественного состава породы. В то же время если рассматривать отложения баженовской свиты в разрезе конкретной скважины, связь между k_n и δ_n улучшается.

Сложность вещественного состава четырехкомпонентной системы отражается и на характере распределения плотности твердой фазы (рис. 34, кривая 1), значения которой изменяются от 2,2 до 3,15 г/см³. По плотности твердой фазы $\delta_{тф}$ породы могут быть под-

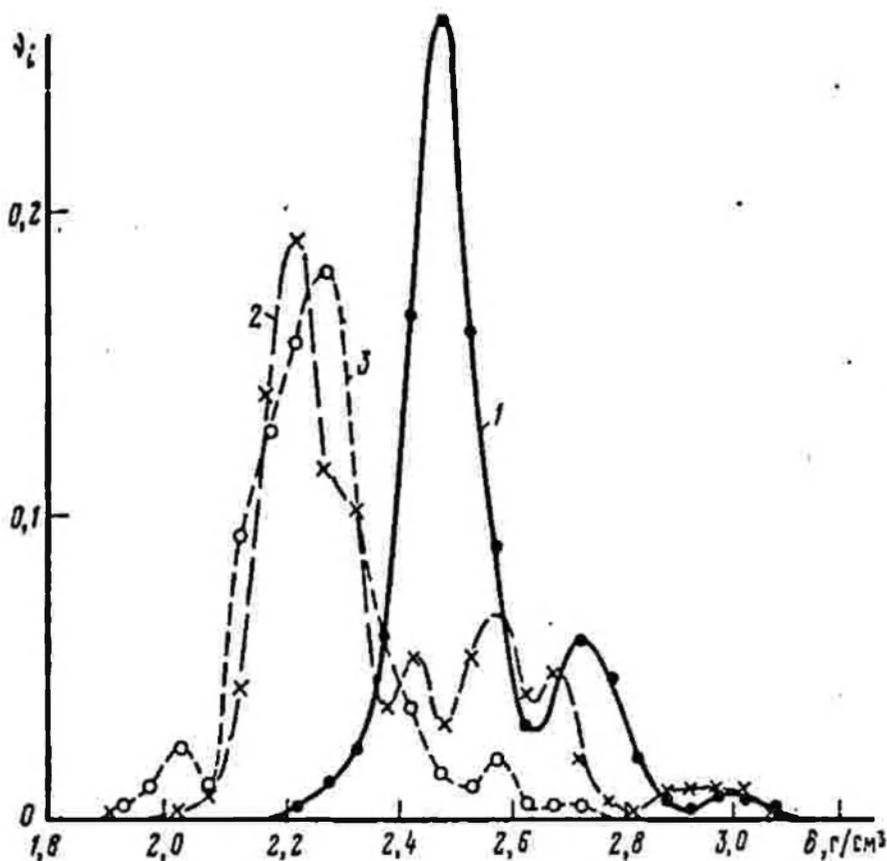


Рис. 34. Распределение плотности пород баженовской свиты.

По керну: 1 — плотность твердой фазы пород (объем выборки 346 определений); 2 — плотность пород (объем выборки 411 определений); 3 — распределение плотности пород по данным ГГК

разделены на три группы: I — породы с $\delta_{тф}$ от 2,20 до 2,65 г/см³ (средняя плотность $\bar{\delta}_{тф} = 2,47$ г/см³), которая объединяет собственно глины и глины кремнистые; II — включает породы с преобладанием карбонатной компоненты и карбонаты с $\delta_{тф}$ от 2,65 до 2,90 г/см³ ($\bar{\delta}_{тф} = 2,73$ г/см³); III — представлена породами, обогащенными тяжелыми минералами (в основном пиритом) с $\delta_{тф}$ более 2,90 г/см³.

Исходя из распределения $\bar{\delta}_{тф}$, для расчета k_n по данным ГГК необходимо для каждого типа пород использовать свое значение плотности матрицы или твердой фазы, выделив предварительно в разрезе типы пород. На первый взгляд подобное решение возможно исходя из распределения плотности пород (см. рис. 34, кривая 2) по керну, которое хорошо совпадает с распределением $\bar{\delta}_n$ по данным ГГК (см. рис. 34, кривая 3). По плотности породы можно разделить на три основные группы: I — $\bar{\delta}_n = 2,0-2,37$ г/см³; II — $\bar{\delta}_n = 2,37 \div 2,80$ г/см³; III — $\bar{\delta}_n = 2,80 \div 3,05$ г/см³, которым соответствуют наиболее вероятные значения $\delta_{тф}$ из распределения, равные 2,65; 2,85; 3,15 г/см³ соответственно.

Однако данные исследований керна показывают, что в анализируемой выборке встречаются образцы пород с низкой плотностью и высокой общей пористостью, которые имеют высокую плотность твердой

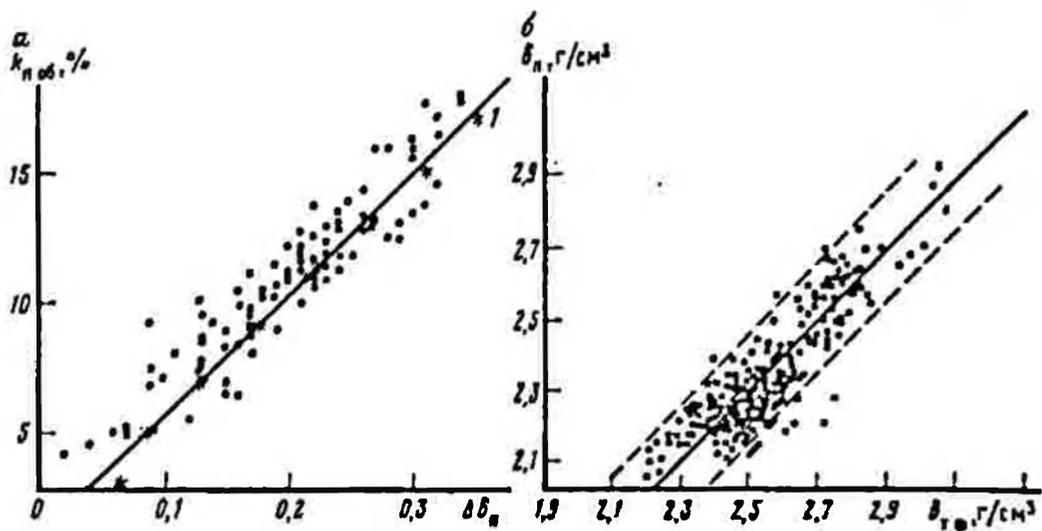


Рис. 35. Графики зависимостей между k_p и $\Delta\delta_p$ (а) и между $\bar{\delta}_p$ и $\delta_{тф}$ (б) для пород баженовской свиты:

1 — средние значения по интервалам группирования

фазы. Поэтому если взять фиксированные значения $\bar{\delta}_{тф}$, исходя из распределений δ_p и $\delta_{тф}$, то для таких пород-коллекторов пористость по данным ГГК будет занижена. Между тем из анализа керновых определений следует, что между пористостью и $\Delta\delta = \hat{\delta}_{тф} - \bar{\delta}_p$ существует тесная связь с коэффициентом корреляции $r = 0,927$ (рис. 35,а). Существует довольно тесная связь также между $\bar{\delta}_p$ и $\delta_{тф}$ (см. рис. 35,б) с коэффициентом корреляции $r = 0,835$ (объем выборки $n = 250$). Материалы, приведенные на рис. 35, явились основой для разработки способа скользящих значений матрицы при определении пористости по данным плотностного гамма-гамма-каротажа. Этот способ может быть использован и при оценке пористости по материалам акустического каротажа.

Способ скользящих значений матрицы заключается в том, что строится модель, например плотность породы — плотность твердой фазы для полиминеральной породы переменного состава. По такой модели (в отличие от традиционного метода определения пористости) по плотности породы, определенной по данным ГГК, находят плотность твердой фазы, а затем пористость рассчитывают по уравнению (30). Практически способ скользящих значений матрицы является аналогом определения пористости через плотность при лабораторном изучении керна, поскольку там для каждого образца породы определяют плотность твердой фазы.

Построение такой модели основывается на существовании связи между δ_p и $\delta_{тф}$ или, если рассматривать акустический каротаж, $\Delta t_{ск}$ и Δt_p . Рассмотрим построение модели скользящих значений матрицы для отложений баженовской свиты на материалах керновых определений δ_p и $\delta_{тф}$ (см. рис. 35,б). Поскольку керновые определения $\bar{\delta}_p$ и $\delta_{тф}$ представляют собой ограниченную выборку из некоторой генеральной

совокупности, построение модели представляет собой восстановление регрессий

$$\bar{\delta}_n = \bar{f}(\delta_{\tau\phi}); \quad \bar{\delta}_{\tau\phi} = \bar{\varphi}(\delta_n),$$

т.е. отыскание функций \bar{f} (или $\bar{\varphi}$) условного математического ожидания величины δ_n (или $\bar{\delta}_{\tau\phi}$) по дискретному распределению ее при заданных значениях $\delta_{\tau\phi}$ (или $\bar{\delta}_{\tau\phi}$) или по случайной выборке пар $[(\delta_{\tau\phi}, \delta_n)]$ или $(\bar{\delta}_{\tau\phi}, \bar{\delta}_n)$ в классе функций $F(\delta_{\tau\phi}, a)$, где необходимо отыскать функцию $F(\delta_{\tau\phi}, a^*)$ при $a = a^*$, наиболее близкую к $f(\delta_{\tau\phi})$.

Обычно в практике для оценки регрессии используют метод наименьших квадратов (МНК), по которому средние квадратические оценки регрессии строят в предположении, что величина рассеяния данных относительно регрессии является случайной с математическим ожиданием $M(\epsilon_j) = 0$ в каждой точке определения зависимости, а зависимость $f(\delta_{\tau\phi})$ является математическим ожиданием истинной величины δ_n .

Очевидно, что приведенная на рис. 35,б зависимость $\delta_n = f(\delta_{\tau\phi})$ для пород полиминерального состава, несмотря на относительно высокий коэффициент корреляции ($r = 0,835$), не удовлетворяет исходным предпосылкам для применения стандартного метода наименьших квадратов по следующим причинам: а) при различных значениях $\delta_{\tau\phi}$ распределения δ_n оказываются рассеянными с различной дисперсией; б) ограниченность выборки не позволяет с уверенностью установить вид функций распределения рассеянных данных δ_n при заданных $\delta_{\tau\phi}$; в) средние значения рассеяния $\bar{\delta}_n$ при фиксированных $\bar{\delta}_{\tau\phi}$, которые можно вычислить, например, методом скользящего среднего, представляют сложные, нелинейные функции от $\bar{\delta}_{\tau\phi}$, поэтому их представление по МНК оказывается не самым лучшим. Локальные отклонения регрессии от ее аппроксимаций по МНК могут быть в этом случае весьма значительными, поскольку средняя квадратическая мера близости аппроксимирующих регрессий δ_n

$$\rho_{1,2} [(\bar{\delta}_n, F(x, a))] = \sqrt{\int (\bar{\delta}_n(x) - F(x, a))^2 dx}$$

не гарантирует наилучшего приближения $F(x, a^*)$ к δ_n в каждой точке $x = \delta_{\tau\phi}$.

Последнее условие может быть обеспечено, если регрессии по функции δ_n , полученной на дискретном множестве органических выборок, осуществлять по минимальной оценке¹ $\rho_C(\bar{\delta}_n, F(x, a)) = S_{x,a} \bar{\delta}_n(x) - F(x, a)$ в пространстве непрерывных функций C . В связи с этим задачу построения нелинейной регрессии ограниченных выборок петрофизических данных по минимаксной норме ρ_C можно сформулировать следующим образом — восстановить уравнение регрессии ограниченного объема неоднородно распределенных данных, которое обеспечивало

¹ Решение задачи и расчеты выполнены В.Г. Бурковым.

бы минимизацию риска ошибки результата интерпретации полученной зависимости.

Решение этой задачи проводится в два этапа.

I. Для построения регрессии двух выборок $\bar{\delta}_{\pi}$ и $\delta_{\tau\phi}$, полученных с некоторыми конечными уровнями ошибок, необходимо получить распределения средних значений (либо медианы) $\delta_{\pi/}$ выборки $\bar{\delta}_{\pi} = f(\delta_{\tau\phi})$ при заданных фиксированных значениях $\delta_{\tau\phi/}$.

Величины $\delta_{\pi/}$ будут отражать наиболее вероятные значения искомой функции в каждой рассматриваемой точке $\delta_{\tau\phi/}$ распределения $\delta_{\pi} = f(\delta_{\tau\phi})$. При этом совокупность отклонений данных δ_{π} от $\bar{\delta}_{\pi/}$ в выбранном интервале усреднения вокруг $\delta_{\tau\phi/}$, связанном с величиной дисперсии ошибок измерений $\delta_{\tau\phi}$ и δ_{π} , может и не быть нормально распределенной с нулевым математическим ожиданием. Вместе с тем значения $\bar{\delta}_{\pi/}$ будут отражать наиболее вероятные значения величины $\bar{\delta}_{\pi}$ при заданных $\delta_{\tau\phi/}$.

Таким образом, выбирая окно усреднения выборок по $\delta_{\tau\phi/}$ и δ_{π} получаем функциональное отношение между $\bar{\delta}_{\pi/}$ и $\delta_{\tau\phi/}$ на заданном дискретном множестве $I = \{1, N\}$, обладающее свойством регрессии с минимальным риском описания зависимости $\delta_{\pi} = f(\delta_{\tau\phi})$.

II. На втором этапе решают задачу наилучшей аналитической аппроксимации, полученной усреднением функциональной взаимосвязи между $\bar{\delta}_{\pi/}$ и $\delta_{\tau\phi/}$. Если искомую зависимость аппроксимировать в среднеквадратическом смысле по ρ_{12} , то погрешность полученного уравнения регрессии можно представить как сумму "чистой" ошибки $\mu_{11} = \delta_{\pi} - \bar{\delta}_{\pi/}$ и ошибки неадекватности модели $\mu_{21} = \bar{\delta}_{\pi/} - F(x_i, a)$, т.е. отклонения ее значений от выборочных средних $\bar{\delta}_{\pi/}$.

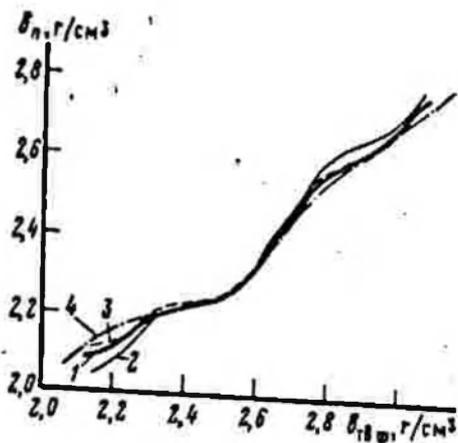
Модель $F(x_i, a)$ можно считать оптимальной, если ошибка $\mu_{21} = \min$. Этому условию удовлетворяет модель, построенная по минимаксному критерию

$$\mu_{21} = \min_a \max_a |\bar{\delta}_{\pi/} - F(x_i, a)|, \quad (107)$$

который обеспечивает наилучшую равномерную аппроксимацию искомой регрессии $\delta_{\pi/}$ и $\delta_{\tau\phi/}$ независимо от степени ее нелинейности. При этом нет проблем представления этой взаимосвязи как в прямом $\bar{\delta}_{\pi} = f(\delta_{\tau\phi})$, так и в обратном $\delta_{\tau\phi} = \varphi(\bar{\delta}_{\pi})$ видах. Расчет проводят по программам, основанным на оптимизации зависимостей, заданных дискретным множеством точек с использованием симплекс-метода.

На рис. 36 приведены кривые регрессий $\delta_{\pi} = f(\delta_{\tau\phi})$, построенные при размерах "окна" по $\delta_{\tau\phi} \pm \Delta$. Анализ кривых показывает, что в областях экстремумов выборки величина "окна" усреднения по $\delta_{\tau\phi}$ слабо влияет на скользящие средние значения $\bar{\delta}_{\pi}$ и наоборот. При наличии нескольких средних кривых $\bar{\delta}_{\pi/}$ ($i = 1, 2, 3, \dots$) взвешивание этих средних дает базовую регрессию, соответствующую центрам тяжести выборок $\bar{\delta}_{\pi}$ как функций от $\delta_{\tau\phi}$ (см. рис. 36). Очевидно, что в области высокой представительности данных базовая регрессия близка к частным, в малопредставительных областях зависимости операции

Рис. 36. Зависимость между $\bar{\delta}_n$ и $\delta_{тф}$ после обработки методом минимаксных приближений:
 1 — базовая кривая; 2 — для $\Delta = 0,25$; 3 — $\Delta = 0,1$; 4 — $\Delta = 0,05$ г/см³



взвешивания позволяет сгладить разбросы и получить оптимальную нелинейную регрессию. Линия базовой регрессии обладает по построению свойствами функции минимального риска.

Аналитически базовая кривая нелинейной зависимости во всем диапазоне может быть описана минимаксными чебышевскими приближениями. Представим уравнение численно полученной усреднением зависимости $\bar{\delta}_n = f(\delta_{тф})$ в виде суммы полиномов Чебышева с неопределенными коэффициентами в виде

$$\bar{\delta}_n^* = \sum_{j=1}^n a_j T_j(x), \quad (108)$$

где $T_j(x) = 2xT_{j-1}(x) - T_{j-2}(x)$; $T_1 = 1$; $T_2 = x$ — полиномы Чебышева первого рода от переменной x ($x = a\delta_{тф} + b$ в данном случае). Оптимальные коэффициенты a_j рассчитывают по специальной программе построения чебышевской точки неравенства для невязок

$$(\bar{\delta}_{nm} - \delta_m^*) \leq \lambda, m = 1, 2, \dots, N$$

на всей сети значений $\bar{\delta}_{nm} = f(\delta_{тфm})$.

В зависимости от числа членов N аппроксимационные свойства суммы (108) различны. С ростом N точность описания исходной зависимости изменяется.

В табл. 21 приведены наборы оптимальных коэффициентов аппроксимации уравнения базовой регрессии $\bar{\delta}_n = f(\delta_{тф})$ для различных n и соответствующие этим разложениям невязки. Независимая переменная $\delta_{тф}$ при этом нормирована по формуле

$$x = 1,3333 \delta_{тф} - 3,6666.$$

Для базовой регрессии $\delta_{тф} = \varphi(\bar{\delta}_n)$ аналитический вид уравнения регрессии

$$\bar{\delta}_{тф} = \sum_{j=1}^k \beta_j T_j(x). \quad (109)$$

Коэффициенты β_j этого уравнения и невязки приведены в табл.

Таблица 21

Значения коэффициентов аппроксимации и невязок
для базовой регрессии $\delta_n = f(\delta_{ТФ})$

N	l	a_l	Невязка μ
2	1	2,49661	$\leq 0,056$
	2	0,56539	
3	1	2,58774	$\leq 0,041$
	2	0,68869	
	3	0,085223	
4	1	2,58707	$\leq 0,032$
	2	0,441233	
	3	0,007667	
	4	0,098129	
5	1	2,29366	$\leq 0,027$
	2	0,07349	
	3	-0,28403	
	4	-0,23531	
	5	-0,06444	
7	1	6,127805	$\leq 0,010$
	2	7,127475	
	3	5,393725	
	4	3,602977	
	5	2,055799	
	6	0,889103	
	7	0,2599825	

Таблица 22

Значение коэффициентов \hat{D}_n и невязок
для базовой регрессии $\hat{\sigma}_n = \varphi(\delta_n)$

k	l	β_l	Невязка μ
2	1	3,086349	$\leq 0,074$
	2	0,994923	
3	1	2,768424	$\leq 0,052$
	2	0,528818	
	3	-0,2156136	
4	1	3,721245	$\leq 0,036$
	2	2,259074	
	3	0,7017545	
	4	0,384187	
6	1	-24,12584	$\leq 0,018$
	2	-47,86125	
	3	-34,66052	
	4	-19,12705	
	5	-7,472583	
7	6	-1,802545	$\leq 0,017$
	1	-44,70427	
	2	-84,95844	
	3	-61,70455	
	4	-34,75546	
	5	-3,853291	
	6	-14,2953	
7	-0,3419776		

В результате выполненных расчетов линейная зависимость $\delta_n = f(\delta_{\text{тф}})$, приведенная на рис. 35,б и характеризующаяся значительным разбросом точек, преобразована в сложную нелинейную модель, характеризующуюся максимальной оптимизацией (см. рис. 36).

Алгоритм расчета пористости способом скользящих значений матрицы следующий: а) по кривой ГГК с учетом поправки за естественную радиоактивность определяют плотность изучаемого пласта δ_n ; б) по базовой кривой $\delta_{\text{тф}} = \varphi(\delta_n)$ определяют значение плотности твердой фазы; в) по уравнению (30), зная δ_n и $\delta_{\text{тф}}$, рассчитывают общую пористость k_n . Подобный подход позволяет с высокой точностью оценить емкостные свойства полимиктового коллектора по одному геофизическому методу.

§ 12. ГАЗОНОСНЫЕ ПЛАСТЫ И ПЛАСТЫ, НАСЫЩЕННЫЕ ЛЕГКОЙ НЕФТЬЮ

Наличие газа или легких нефтей по-разному влияет на показания плотностного гамма-гамма-, акустического и нейтронного каротажа. Наличие газа в пласте занижает плотность породы, и, в зависимости от характера проникновения, полноты вытеснения газа фильтратом из прискважинной части пласта, плотность флюида (смесь газа, легкой нефти и фильтрата промывочной жидкости) $\delta_{\text{фл}}$ может меняться от 0,2 до 1,2 г/см³. Скорость распространения упругих волн в газонасных пластах резко уменьшается и, следовательно, возрастает интервальное время Δt . По нейтронным методам газонасные пласты в сравнении с нефтеносными и водоносными той же пористости характеризуются более низким содержанием водорода и меньшей плотностью и, следовательно, более низкой пористостью.

Поскольку измерения геофизическими методами ведутся в прискважинной зоне пласта, т.е. в промытой зоне проникновения, то необходимо кратко остановиться на вопросе формирования этих зон и распределения в них флюидов. При вытеснении газа водой в пластовых условиях можно выделить пять пороговых значений коэффициента насыщенности: полная водонасыщенность k_v , остаточная $k_{го}$, прорывная $k_{ппр}$, критическая $k_{гкрит}$ и максимальная k_r газонасыщенность. Эти величины позволяют разделить пласты на три группы: 1 — газонасные пласты, $k_r \geq k_{гкрит}$, при опробовании дают сухой газ; 2 — пласты газоводяные, $k_{гкрит} > k_r > k_{го}$, при опробовании из них поступает газ с водой; 3 — пласты обводненные или водоносные, $k_r \leq k_{го}$, при опробовании дают воду.

Деление пластов по газонасыщенности позволяет делать заключение как о стадии процесса вытеснения газа водой в процессе разработки, так и прогнозировать интервалы обводнения, степень извлечения газа, положение контактов газ—нефть и контуров газонасности, оценивать неоднородность разреза по фильтрационно-емкостным свойствам и т.д. Причем полнота вытеснения зависит от градиентов давления, свойств

пористой среды и ее начальной водонасыщенности. Опыт разработки газовых месторождений показывает, что остаточная газонасыщенность обводненных пластов составляет 10–20 % и при испытании таких пластов получают воду с растворенным газом.

Механизм вытеснения газа в зоне проникновения и промытой зоне прискважинной части пласта в принципе аналогичен механизму вытеснения газа водой в залежи, поскольку оба эти процесса определяются напорными, капиллярными и гравитационными силами. Различие заключается в том, что фильтрация фильтрата при вскрытии пласта бурением происходит при высоких градиентах давления, не реализуемых при фильтрации воды в газовую часть залежи в процессе ее разработки, и образование зоны проникновения происходит поэтапно. На первом этапе, когда пласт только вскрывают, зона проникновения образуется под действием напорных сил, которые при высоких градиентах давления определяют прорывные поступления фильтрата в наиболее проницаемые пласты. В таких прослоях газонасыщенность снижается от k_r до $k_{гпр}$. На втором этапе поступление фильтрата в пласт под действием напорных сил определяется проницаемостью глинистой корки и зоны кольматации пласта.

Следовательно, по газонасыщенности промытой зоны и зоны проникновения пласты-коллекторы можно подразделить на два типа. К коллекторам первого типа относятся те, в которых прискважинная зона после их вскрытия и разбуривания под действием напорных и капиллярных сил имеет остаточную газонасыщенность $k_{гс}$. Ко второму типу относятся высокопроницаемые пласты, в которых зона проникновения образуется только в момент их вскрытия и носит прорывной характер, так как после образования глинистой корки и зоны кольматации, сохраняющих свои свойства при дальнейшем бурении, поступление фильтрата в пласт практически прекращается. Газонасыщенность зоны проникновения таких коллекторов близка к прорывной $k_{гпр}$.

Учет влияния газонасыщенности пород при определении пористости по методам АК и ГГК можно проводить на основании следующих физических предпосылок (рис. 37). Если на оси абсцисс отложить значение истинной пористости, а по оси ординат — значения пористости и соответствующие им значения плотности по данным ГГК, то получим зависимость $\delta_{ггк} = f(k_n)$, которая для неглинистого кварцевого водоносного песчаника будет описываться прямой OA (см. рис. 37). Точка O соответствует матрице породы ($\delta_{ггк} = \delta_{ггк} \cdot k_n = 0$), а точка A соответствует породе с пористостью 100 %, т.е. пресной воде ($k_n = 100 \%$, $\delta_n = \delta_{в} = \delta_{ф} = 1 \text{ г/см}^3$). Если пласт насыщен газом или легкой нефтью, то пористость такого пласта по данным ГГК будет завышена за счет снижения объемной плотности газонасыщенного пласта. Пласты, насыщенные высокоминерализованной водой, будут располагаться ниже этой линии. Следовательно, газонасыщенные пласты и пласты, насыщенные легкой нефтью, будут располагаться в области выше линии OA и для них всегда будет справедливо неравенство $k_{ггк} > k_n$. Если провести линию от начала координат через максимально откло-

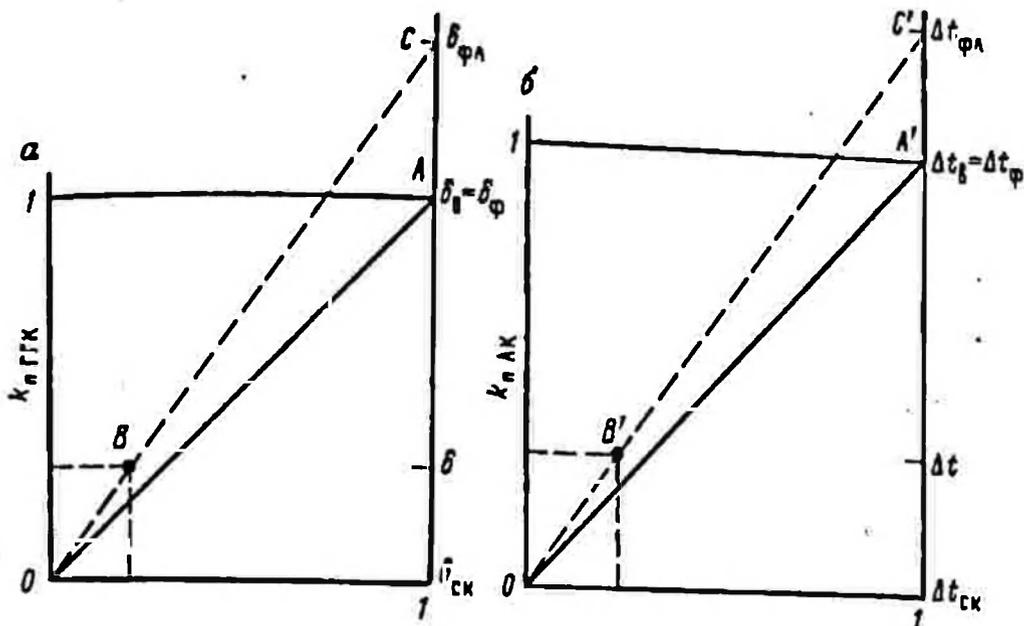


Рис. 37. Пример построения номограммы для определения $\delta_{ск}$ и $\Delta t_{фл}$ и учета газо- и нефтенасыщенности при определении k_n по данным ГГК (а) и АК (б)

нившиеся от линии OA точки (например, точка B на рис. 37,а) до пересечения с осью ординат $k_n = 100\%$, то получим точку C , в которой объемная плотность будет соответствовать плотности флюида (смеси фильтрата промывочной жидкости и газа или легкой нефти) и определяться уравнением

$$\delta_{фл} = \delta_{ск} - (k_{nГГК} k_n) (\delta_{ск} - \delta_{фл}). \quad (110)$$

Плотность флюида $\delta_{фл}$ связана с фактической плотностью углеводородов следующим соотношением:

$$\delta_{фл} = \delta_{ф} k_{впп} + \delta_{угл} (1 - k_{впп}), \quad (111)$$

где $\delta_{угл}$ — плотность насыщающих пласт углеводородов; $k_{впп}$ — водонасыщенность промытой зоны пласта.

Из уравнения (110) следует, что истинная пористость и пористость по данным ГГК связаны между собой соотношением -

$$k_n = k_{nГГК} [(\delta_{ск} - \delta_{ж}) / (\delta_{ск} - \delta_{фл})] = b k_{nГГК}. \quad (112)$$

Определив положение линии OC , соответствующее пластам, насыщенным флюидом с минимальной плотностью, для области между линиями OA и OC рассчитывают линии поправочных коэффициентов b с любым заданным шагом следующим образом. Из уравнения (112) следует, что $b = (\delta_{ск} - \delta_{ж}) / (\delta_{ск} - \delta_{фл})$. Задаваясь величиной b (например, $b = 0.9; 0.8; 0.7$ и т.д.), находят $\delta_{фл}$ для заданного значения b . Значения $\delta_{фл}$ наносят на ординату $k_n = 100\%$ и проводят линии, соединяющие точки $\delta_{фл}$ с началом координат.

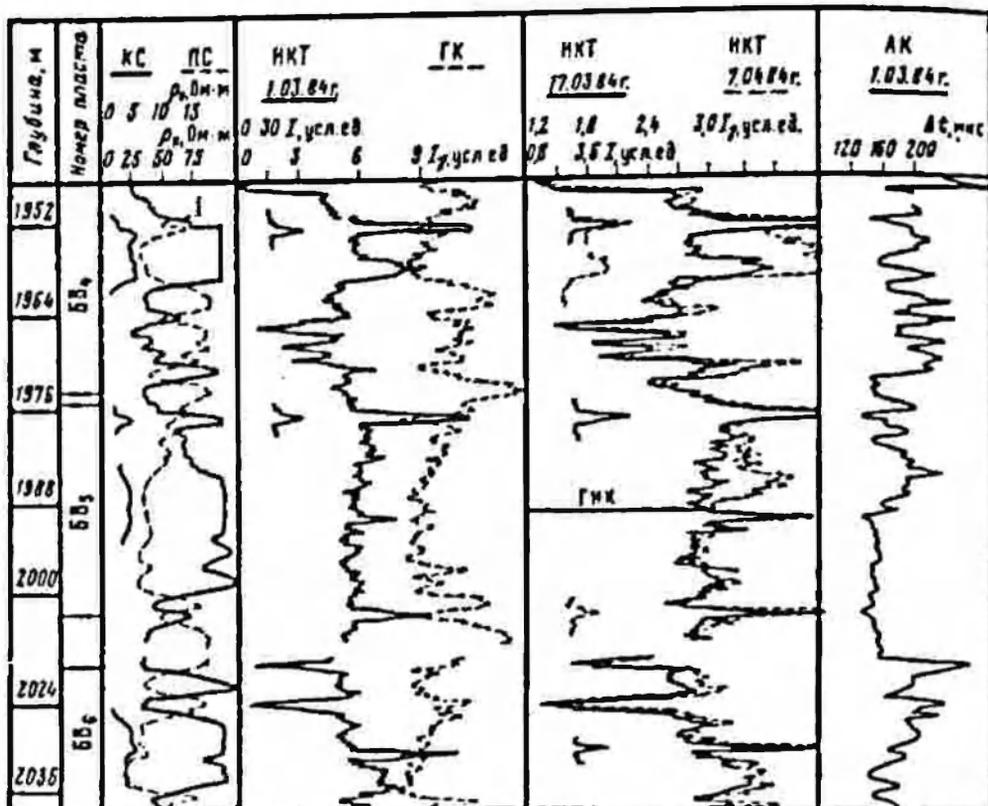


Рис. 38. Пример оправдания пористости по данным ГГК, АК, в водоносных, месторождение)

Пласты: 1 — газонасыщенные; 2 — нефтеносные; 3 — водоносные (обводненные)

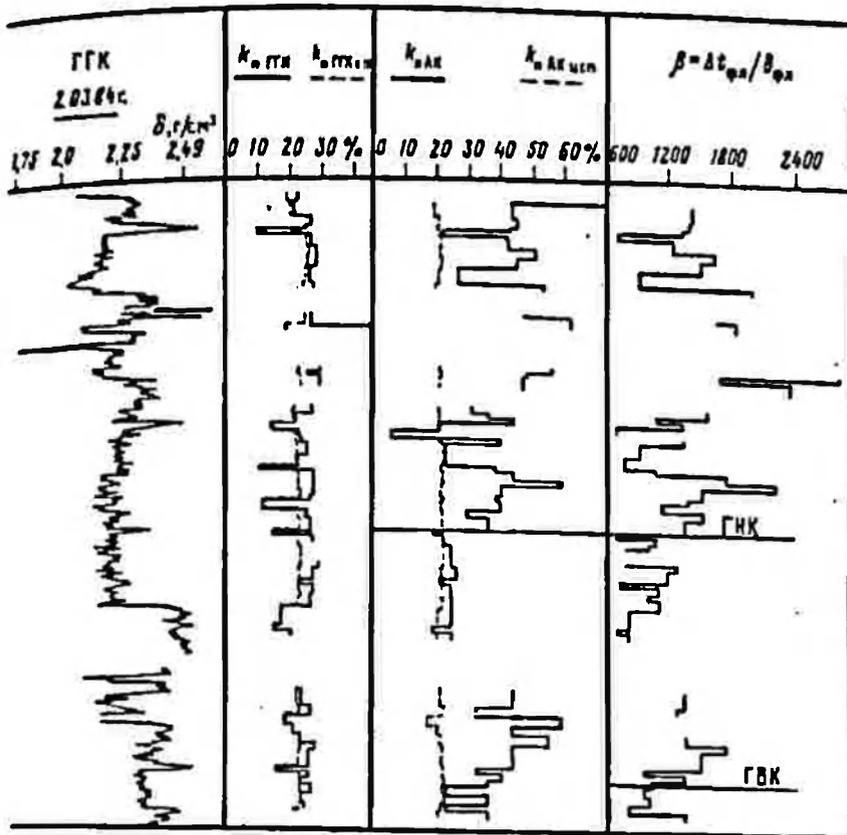
Аналогичный график строят и для интервального времени $\Delta t = f(k_n)$, из которого следует, что точка C' (см. рис. 37, б) имеет ординату

$$\Delta t_{\text{фл}} = \Delta t_{\text{ск}} + (\Delta t - \Delta t_{\text{ск}}) / k_n = \Delta t_{\text{ск}} + (k_{\text{пАК}} / k_n) (\Delta t_{\text{ф}} - \Delta t_{\text{ск}}). \quad (113)$$

Из уравнения (113) получаем

$$k_n = k_{\text{пАК}} [(\Delta t_{\text{ф}} - \Delta t_{\text{ск}}) / (\Delta t_{\text{фл}} - \Delta t_{\text{ск}})] = a k_{\text{пАК}}. \quad (114)$$

В качестве примера рассмотрим результаты обработки данных ГГК, АК, НК по скв. 1035 Варьеганского месторождения (рис. 38). Газонасыщенными являются пласты БВ₄, БВ₅ и БВ₆, причем пласт БВ₅ с ГНК на глубине 1989,2 м, а пласт БВ₆ обводнен в подошве (интервал 2030,8–2035,2 м). На рис. 39 приведено сопоставление значений пористости, определенных по данным ГГК (рис. 39, а) и АК (см. рис. 39, б), с пористостью, определенной по кривой ПС. Значения пористости, определенные по кривой ПС, условно принимают за истинные, поскольку на величину ПС газонасыщенность не влияет. Если значения пористости, определенные по кривой ПС, изменяются в довольно узких пре-



нефтеносных и газоносных пластах и положения ГНК (скв. 1035, Варьеганское

делах (17–24 %), то пористость, рассчитанная по данным ГГК и АК в газоносных пластах по стандартным уравнениям, изменяется в довольно широких пределах, достигая иногда нескольких десятков процентов. Различный диапазон изменения пористости по данным ГГК и АК в газоносных пластах обусловлен различной радиальной глубиной методов, а следовательно, и разным влиянием газонасыщенности в зоне проникновения на показания этих методов.

На рис. 40 значения пористости, определенные по материалам ГГК и АК по стандартным методикам, нанесены на графики с рассчитанными кривыми поправочных коэффициентов b и a . Некоторые точки на этих графиках попали в область ниже линий b и a , равных 1. Этим точкам соответствуют плотные прослои. После исправления по этим

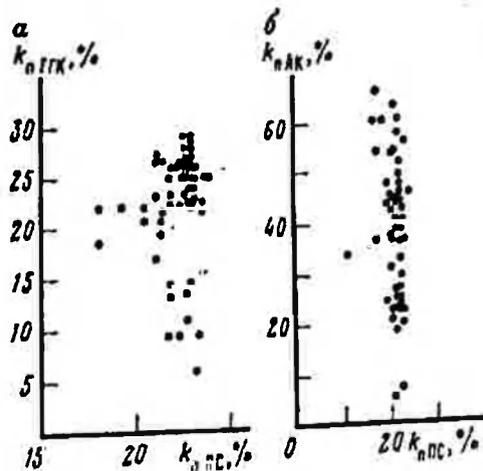


Рис. 39. Значения пористости, определенной по кривой ПС, и пористости по данным ГГК (а) и АК (б) без учета газонасыщенности пласта

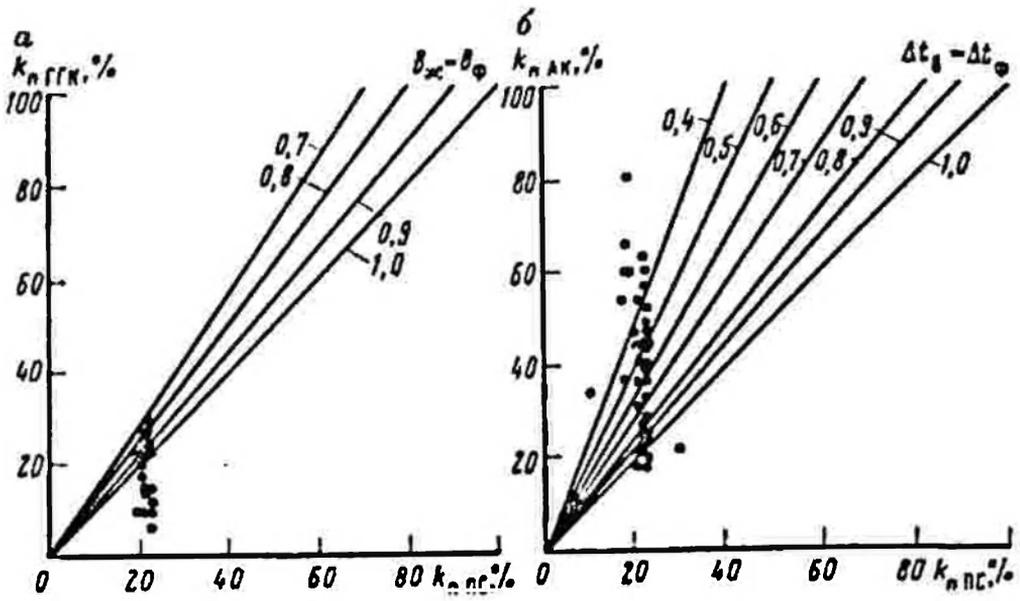


Рис. 40. Номограммы для учета влияния газонасыщенности при определении k_r по данным ГГК (а) и АК (б).
Шифр кривых — k_r

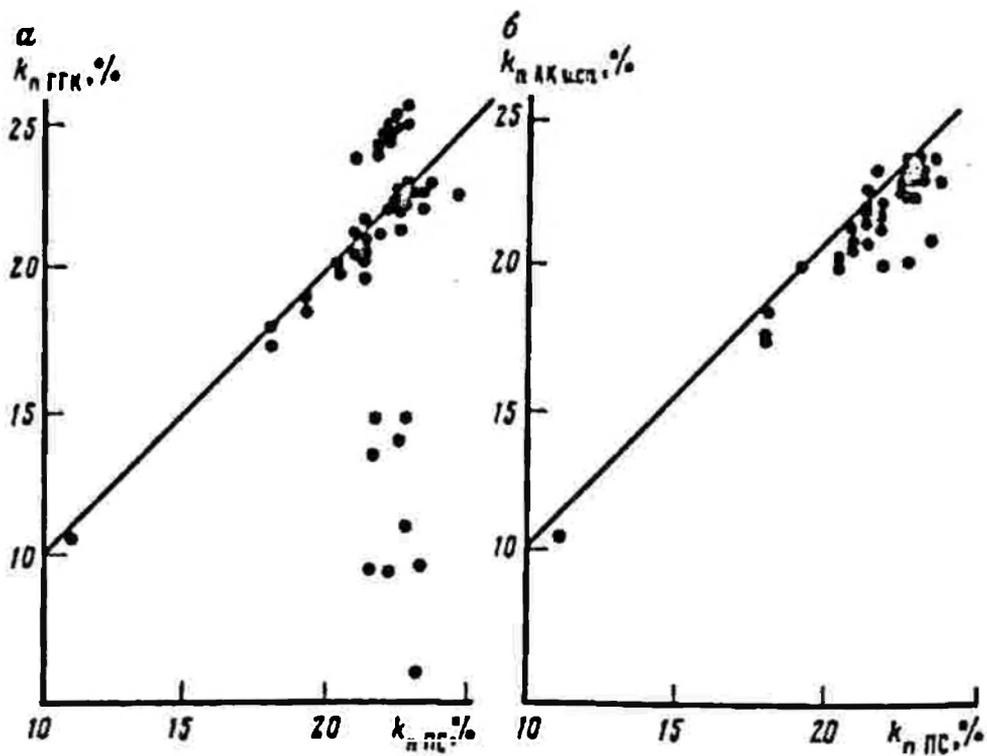


Рис. 41. Значение пористости, определенной по кривой ПС, и пористости по данным ГГК (а) и АК (б) после учета влияния газонасыщенности

графикам $k_{пГГК}$ и $k_{пАК}$, исправленные значения $k_{п}$ хорошо коррелируются с пористостью по кривым ПС (рис. 41). На зависимости $k_{пГГКисп} = f(k_{пПС})$ группа точек располагается выше (на 2 % пористости) основной зависимости (см. рис. 41). Все эти точки соответствуют верхней, слабоглинистой части пласта БВ₄, который по минеральному составу отличается от остальных пластов.

Введение поправок за газонасыщенность в значения пористости, определяемые по данным ГГК и АК, позволяет в результате с высокой точностью оценить емкостные свойства коллектора, а также учесть влияние остаточной газонасыщенности на определяемую по удельному электрическому сопротивлению остаточную нефтенасыщенность. Кроме того, вычисляемые по данным ГГК и АК значения $\bar{\delta}_{фл}$ и $\Delta t_{фл}$ или их нормализованные параметры $\alpha = \Delta t_{фл} / \Delta t_{ф}$ и $\beta = \Delta t_{фл} / \delta_{фл}$ могут быть использованы для разделения интервалов продуктивных пластов по характеру насыщения. На рис. 38 приведены результаты определения пористости по данным ГГК и АК до и после учета насыщающего пласты флюида, а также нормализованный параметр β . Как видно из приведенных данных, по нормализованному параметру β четко выделяются газоносные и нефтеносные интервалы, а также интервал обводнения (2030,8–2035,2 м), который занимает промежуточные значения между водоносными и нефтеносными пластами.

Таким образом, данные по скв. 1035 Варьганского нефтегазового месторождения показывают, что комплекс АК–ГГК позволяет количественно оценивать пористость газонасыщенных пластов; при отсутствии глубоких зон проникновения определять положение газонефтяного контакта, а также выделять в разрезе интервалы обводнения газоносных пластов водами различной минерализации. В отличие от НК, положение ГНК по комплексу АК–ГГК определяют непосредственно после вскрытия продуктивного пласта, в то время как по данным НК положение ГНК определяют по временным замерам после спуска колонны через 1–2 мес.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных*/В.А. Кошляк, В.В. Лаптев, И.Г. Жувагии и др. — М.: Недра, 1984.
2. *Аппаратура плотностного гамма-гамма-каротажа* РГП-1/Ю.А. Гулин, Е.В. Семенов и др. — Геофизическая аппаратура, 1973, вып. 52, с. 84—90.
3. *Бородин П.М.* Ядерный магнитный резонанс в земном поле. — Л.: Изд. ЛГУ, 1967.
4. *Вендельштейн Б.Ю., Разванов Р.А.* Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. — М.: Недра, 1978.
5. *Гулин Ю.А.* Гамма-гамма-метод исследования скважин. — М.: Недра, 1975.
6. *Геология нефти и газа Западной Сибири*/А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. — М.: Недра, 1975.
7. *Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л.* Акустический метод исследования скважин. — М.: Недра, 1978.
8. *Изучение геофизическими методами нефтяных месторождений на поздней стадии разработки*/В.А. Кошляк, А.И. Фионов, В.Ф. Козяр и др. — М.: Недра, 1983.
9. *Итонберг С.С., Шнурман Г.А.* Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. — М.: Недра, 1984.
10. *Козяр В.Ф., Белоконь Д.В., Щербакowa Т.З.* Акустический каротаж нефтяных и газовых скважин. — Регион., развед. и промысл. геофизика, изд. ВИЭМС, 1972.
11. *Козяр В.Ф., Ручкин А.В., Яценко Г.Г.* Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях. — М.: Недра, 1983.
12. *Кропотова О.Н., Юматов А.Ю., Астолян С.Г.* К методике учета глинистости на данные акустического каротажа при определении пористости карбонатных пород. — Геология нефти и газа, 1983, № 4, с. 9—13.
13. *Петтиджон Ф.Дж.* Осадочные породы. — М.: Недра, 1981.
14. *Пиррус Э.А.* Основные процессы аутигенного минералообразования в терригенных отложениях венда и кембрия Северной Прибалтики. — В кн.: Аутигенные минералы терригенных отложений Прибалтики. — Таллин: 1981, с. 5—24.
15. *Пористость аргиллитов баженовской свиты Западной Сибири*/Т.В. Дорофеева, В.Н. Лебедев и др. — Изв. АН СССР. Сер. геол., 1979, № 9, с. 146—148.
16. *Радиометр для нейтронного каротажа нефтяных скважин* РКС2/Е.В. Семенов, В.Я. Иванов и др. — Нефтепромысловая геофизика, 1978, вып. 8, с. 126—133.
17. *Разванов В.А.* Влияние плотности горных пород на результаты нейтронных методов исследования скважин. — Прикладная геофизика, вып. 90. — М. Недра, 1978, с. 175—188.
18. *Семенов Е.В., Иванов В.Я., Вальштейн В.Ю.* Радиометр для плотностного каротажа нефтяных скважин РКС1. — Нефтепромысловая геофизика, 1975, вып. 5, с. 182—188.
19. *Семенов Е.В., Иванов В.Я., Крутова Т.Е.* Специализированное устройство для непрерывного определения плотности горных пород по данным плотностного ГГК. — Нефтепромысловая геофизика, 1975, вып. 5, с. 188—191.
20. *Семенов Е.В., Иванов В.Я.* Специализированное вычислительное устройство для определения общей пористости по данным двухзондового нейтронного каротажа. Нефтепромысловая геофизика, 1977, вып. 8, с. 133—140.
21. *Семенов Е.В., Иванов В.Я., Поспелов В.А.* Оценка аппаратурной погрешности СВУ компенсированного плотностного каротажа. — Нефтепромысловая геофизика, 1977, вып. 7, с. 140—150.
22. *Семенов Е.В., Иванов В.Я., Поспелов В.А.* Оценка абсолютной погрешности измеряемой объемной плотности горных пород в нефтяных скважинах. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1978, № 2, с. 40—43.

23. *Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика.* — М.: Недра, 1978.
24. *Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.* РД 39-4-1063-84, изд. Миннефтепрома, 1984.
25. *Трехканальная аппаратура РК/Ю.А. Гулин, Е.В. Семенов и др.* — В кн.: *Приборы для геофизических исследований скважин радиоактивными методами.* — Киев: изд. АН УССР, 1962, с. 119-131.
26. *Хабаров В.В., Барташевич О.В., Нелпченко О.М.* Геолого-геофизическая характеристика и нефтеносность битуминозных пород баженовской свиты Западной Сибири. — М.: изд. ВИЭМС, 1981.
27. *Характеристика скважинного прибора многозондового нейтронного гаджа типа МНК/Я.Н. Басин, А.М. Блюменцев, Л.Г. Петросян и др.* — *Разведочная геофизика*, вып. 91. — М.: Недра, 1980, с. 141-150.
28. *Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений/Ф.А. Алексеев, И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин и др.* — М.: Недра, 1978.
29. *Algor R.P., Locher S., Nagel W.A., Sherman H.* The Dual Spacing neutron Log — CNL, Society of Petroleum Engineers of ASME, 1971.
30. *Log Interpretation. Vol. I. — Principles.* Schlumberger Limited. — New York, 1980.
31. *Well evaluation conference Arabia.* — May, 1975.
32. *Wilson B.F., Wichmann P.A.* The compensated neutron Log and the Effects of Environment. SPE, paper No. 5118.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава I. Аппаратура плотностного и компенсационного нейтронного каротажа	5
§ 1. Измерения объемной плотности аппаратурой РКС1	5
Конструкция и техническая характеристика аппаратуры РКС1	8
Метрологическая поверка радиометра РКС1	13
Учет влияния естественной радиоактивности горных пород при измерении плотности	15
§ 2. Физические основы двухзондового метода нейтронного каротажа с компенсацией влияния условий измерений	16
Определение объемного влагосодержания по данным двухзондового нейтронного каротажа	16
Конструкция и техническая характеристика аппаратуры РКС2	17
Метрологическая поверка радиометра РКС2	19
Учет влияния литологии и условий измерения при определении пористости	21
Глава II. Количественная оценка емкостных свойств карбонатных и терригенных пород-коллекторов миминерального состава.	25
§ 3. Нейтронный гамма-каротаж	25
§ 4. Компенсационный нейтронный каротаж (КНК)	30
§ 5. Плотностной гамма-гамма-каротаж	32
§ 6. Акустический каротаж	35
§ 7. Ядерно-магнитный каротаж	41
Глава III. Оценка емкостных свойств и компонентного состава полиминеральных пород-коллекторов по комплексу методов радиоактивного каротажа	47
§ 8. Образование карбонатных коллекторов и строение их порового пространства	47
§ 9. Оценка емкостных свойств карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства	51
Коллекторы с межзерновой пористостью	51
Коллекторы с каверновой пористостью	66
Коллекторы с трещинной пористостью	70
§ 10. Оценка емкостных свойств песчано-глинистых коллекторов	75
§ 11. Оценка емкостных свойств коллекторов полимиктового состава	83
§ 12. Газоносные пласты и пласты, насыщенные легкой нефтью	93
Список литературы	100

Кошляк В.А., Семенов Е.В., Жувагин И.Г.

К76

Оценка емкостных свойств коллекторов радиоактивными методами. — М.: Недра, 1988. — 102 с.:ил.

ISBN 5-247-00052-8.

Описаны аппаратура и методика проведения исследований нефтяных и газовых скважин методами плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК) и компенсационного нейтронного каротажа (КНК). В результате анализа большого фактического материала предложена методика определения емкостных свойств карбонатных и терригенных коллекторов, позволяющая с высокой точностью оценивать эти свойства. Показана целесообразность комплексирования ГГК, КНК с акустическим и ядерно-магнитным методами.

Для геофизиков и геологов, занимающихся разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений.

К 1904050000 — 122 — 100—88
043 (01) —88

ББК 26.2

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ИЗДАНИЕ

Кошляк Владислав Александрович
Семенов Евгений Викторович
Жувагин Иван Гарасимович

ОЦЕНКА ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ РАДИОАКТИВНЫМИ МЕТОДАМИ

Заведующий редакцией *Е.Г. Першина*
Редактор издательства *И.В. Гурова*
Обложка художника *К.В. Голикова*
Художественный редактор *В.В. Шутько*
Технический редактор *Н.С. Анашкина*
Корректоры *И.Н. Таранова, И.П. Розанова*
Оператор *Л.Н. Жучкова*

ИБ № 6420

Подписано в печать 11.03.88.	Т-05840.	Формат 60 x 90 1/16.
Бумага офсетная № 2.	Набор выполнен на наборно-пишущей машине.	
Гарнитура "Универс".	Печать офсетная.	Усл.печ.л. 6,5.
Усл.кр.-отт. 6,75.	Уч.-изд. л. 7,24.	Тираж 2370 экз.
Заказ 354/650-3.	Цена 35 коп.	

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра",
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Тульская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли,
300600, г. Тула, проспект Ленина, 109.

35 коп.

НЕДРА