

Валент

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ „СОЮЗПРОМГЕОФИЗИКА“
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ, ИСПЫТАНИЯ И КОНТРОЛЯ
НЕФТЕГАЗОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН (ВНИИГИК)

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И ЛИТОЛОГИИ
ПОРОД В РАЗРЕЗАХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПО
ДАНЫМ РАДИОАКТИВНОГО И АКУСТИЧЕСКОГО КАРТАЖА**

(наставление по интерпретации с комплектом палеток)

РАЗРАБОТАНО: Всесоюзным научно-исследовательским и проектно-конструкторским институтом геофизических методов исследований, испытания и контроля нефтегазоразведочных скважин НПО „Союзпромгеофизика“ Мингео СССР.

ИСПОЛНИТЕЛИ: Директор П. А. Бродский
И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева, В. А. Велижанин, Б. К. Журавлев, В. Ф. Козяр, А. В. Ручкин (ВНИГИК), Р. А. Резванов (МИНХ и ГП).

УТВЕРЖДЕНО: Управлением геофизических работ Мингео СССР, начальник Управления В. Ю. Зайченко, 10 мая 1984 г.

УДК 553.98.061.4.08:550.832.44/5

СОСТАВИТЕЛИ: И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева, В. А. Велижанин, Б. К. Журавлев, В. Ф. Козяр, А. В. Ручкин (ВНИГИК), Р. А. Резванов (МИНХ и ГП).

В „Наставлении“ рассмотрены основные вопросы теории и методики интерпретации данных плотностного гамма-гамма (ГГКП), нейтронного (ННКт и НГК), гамма (ГК) и акустического (АК) каротажа, выполняемых с целью оценки емкостных свойств и литологии горных пород в разрезах необсаженных нефтегазовых скважин. Приведенные в нем интерпретационные палетки и вспомогательные зависимости получены на основе математического и натурного моделирования, результатов анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по различным нефтегазовым районам страны. Они учитывают реальный уровень промыслово-геофизических исследований на производстве и рассчитаны на использование диаграмм, регистрируемых серийной аппаратурой РК и АК по стандартной методике в соответствии с действующими нормативными документами. Приведенные в наставлении методические решения апробированы в основных нефтегазовых районах страны. Настоящее „Наставление“ является основным методическим пособием по интерпретации радиоактивного и акустического каротажа. Оно рассчитано на широкий круг инженерно-технических работников промыслово-геофизических, геологоразведочных и научно-исследовательских организаций, занимающихся изучением разрезов нефтегазовых скважин.

© Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт геофизических методов исследований, испытания и контроля нефтегазоразведочных скважин (ВНИГИК)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ ГИС, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ЕДИНИЦЫ	7
2. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ПЛОТНОСТНОГО ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖА	7
2.1. Измеряемые величины	7
2.2. Связь между объемной плотностью и общей пористостью пород	8
2.3. Учет плотности флюида, заполняющего поры пород	9
2.4. Влияние минеральной плотности пород	11
2.5. Погрешность определения пористости пород по данным ГГКП, ограничения области применения	14
3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА	15
3.1. Основные зависимости показаний нейтронного каротажа от пористости	15
3.2. Поправки и порядок их внесения	17
3.3. Учет технических условий измерений	17
3.4. Учет геологических условий при определении пористости	24
3.5. Практическая интерпретация данных нейтронного каротажа	35
3.6. Погрешность определения пористости пород по данным нейтронного каротажа, ограничения области применения	36
4. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА	38
4.1. Зависимость интервального времени от пористости гранулярных цементированных неглинистых пород	38
4.2. Зависимость интервального времени от пористости глинистых цементированных пород	41
4.3. Зависимость интервального времени от пористости кавернозно-трещиноватых пород	43
4.4. Учет геологических условий при определении пористости по данным акустического каротажа	46
4.5. Погрешность определения пористости, ограничения области применения	48
5. ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ГЛИНИСТОСТИ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГАММА-КАРОТАЖА	49
5.1. Допустимая погрешность учета глинистости при определении	

пористости пород по данным НК, ГГКП и АК	49
5.2. Учет технических условий измерений	50
5.3. Связь между естественной радиоактивностью и глинистостью пород в различных геологических условиях.	54
6. КОМПЛЕКСНАЯ КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАДИОАКТИВНОГО И АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И ЛИТОЛОГИИ ПОРОД	58
6.1. Комплект палеток и условия их применения	58
6.2. Определение пористости и литотипа карбонатных пород.	60
6.3. Определение пористости и глинистости водонефтенасыщенных песчано-алевритовых пород по комплексу ГГКП-НК.	68
6.4. Определение пористости цементированных песчано-глинистых пород по акустическому каротажу в комплексе с другими видами ГИС, позволяющими учитывать минеральную глинистость.	73
6.5. Определение пористости газоносных пород по комплексу ГГКП-НК.	75
6.6. Определение литотипа кварцевых песчано-алевритовых пород.	79
6.7. Погрешность определения емкостных свойств и литологии пород по рассмотренным комплексам, ограничения области применения.	82
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.	83
ПРИЛОЖЕНИЕ. ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ОБОСНОВАНИЕ МАТЕРИАЛОВ, ПРИВЕДЕННЫХ В НАСТАВЛЕНИИ	85
П.1. Исходные положения, особенности работы	85
П.2. Метод исследования и оценка достоверности зависимостей нейтронного каротажа.	88
П.3. Обоснование поправок на влияние технических условий измерений при гамма-каротаже	93
П.4. Обоснование комплексных палеток	95
П.4.1. Минеральная плотность и интервальное время пробега продольной волны в породе и глинистых цементах.	95
П.4.2. Оценка погрешности группирования комплексных палеток.	102
П.4.3. Особенности результатов, получаемых парными комплексами в карбонатных отложениях, положенные в основу критериев интерпретации.	105

П.4.4. Связь естественной радиоактивности и удельной поверхности кварцевых пород	108
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.	110

ВВЕДЕНИЕ

Одной из актуальных задач нефтепромысловой геофизики является переход на новый информационный уровень, обеспечивающий количественное определение геологических параметров на основе комплексной интерпретации получаемых материалов. Технически решение этой задачи должно базироваться на использовании выпускаемой аппаратуры ДРСТ-3-90, СП-62, К-7, СПАК-4, СПАК-6, РГП-2 и ее метрологического обеспечения [1–9]. В наставлении приведены рекомендации, зависимости и палетки для количественной и комплексной количественной интерпретации материалов плотностного (ГГКП), нейтронного (НК), акустического (АК) и гамма-каротажа (ГК), получаемых этой аппаратурой, обеспечивающие определение литологического состава и емкостных свойств горных пород в разрезах нефтяных и газовых скважин.

В разделах 2–5 рассмотрены основные зависимости измеряемых параметров от пористости пород для отдельных методов ГИС (ГГКП, НК, АК, ГК), оценено влияние технических и геологических факторов на результаты измерений и сформулированы области применения этих методов при их индивидуальном использовании. Статистические связи и зависимости используются лишь ограниченно (ГК и АК). Раздел 6 посвящен вопросам комплексной интерпретации материалов ГГКП, НК и АК в карбонатных и песчано-глинистых отложениях. В приложении приведены исходные данные, послужившие основой для тех или иных решений и выводов, а также сопоставлены зависимости, приведенные в наставлении и полученные ранее. Частью наставления является комплект палеток для комплексной интерпретации.

Большая часть зависимостей, приведенных в наставлении, получена во ВНИГИКе расчетным и экспериментальным путем, а также на основе анализа и обобщения геофизических и геологических материалов по различным районам страны. Часть материалов заимствована из литературных источников, на которые в тексте даны ссылки.

Расчеты по радиоактивному каротажу (РК) выполнены в основном методом Монте-Карло, с помощью которого для различных геологических условий получены основные и поправочные зависимости для кривых ГГКП, ГК, НК, не уступающие по своей точности экспериментальным. Отдельные положения интерпретации и области применения данных РК в различных геологических условиях уточнены исследованиями, выполненными на физических (натурных) моделях, а также обобщением и анализом результатов опытно-методических работ.

По акустическому каротажу приведены сведения, достаточные для обоснования подхода к использованию результатов измерений при комплексной интерпретации совместно с материалами РК. Более подробная информация по интерпретации кривых АК имеется в работах [5, 6].

При разработке наставления учтены особенности имеющейся на производстве аппаратуры и состояние ее метрологического обеспечения. По этой причине в него не вошли отдельные методики, достаточно эффективные,

но не обеспечивающие достоверности решения геологических задач в реальных условиях из-за недостаточной точности калибровки аппаратуры.

Работа выполнена во ВНИГИКе коллективом отделов радиоактивно-го каротажа и комплексной интерпретации данных ГИС. Наставление написано сотрудниками этих отделов И. В. Головацкой, Ю. А. Гулиным, Ф. Х. Еникеевой, В. А. Велижаниным, Б. К. Журавлевым, В. Ф. Козяром, А. В. Ручкиным и сотрудником МИНХ и ГП Р. А. Резвановым. Комплексные палетки построены по материалам разделов 2, 3, 4 и приложения А. М. Жуковым и Н. А. Погореловой, поправочные зависимости ГК рассчитаны С. Ю. Головацким (ВНИГИК).

1. ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ ГИС, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ЕДИНИЦЫ

1.1. Помещенные в наставлении зависимости рассчитаны на использование:

– диаграмм однозондового нейтронного каротажа НГК-60 и ННКТ-50, проведенного аппаратурой ДРСТ-3-90 и СП-62, прошедшей поверку и калибровку в соответствии с [1, 2];

– диаграмм двухзондового нейтронного каротажа, проведенного аппаратурой К-7 в соответствии с [8];

– диаграмм плотностного гамма-гамма-каротажа, проведенного аппаратурой РГП-2 в соответствии с [3];

– диаграмм интервального времени Δt , полученных аппаратурой СПАК-4 и СПАК-6 в соответствии с [7];

– диаграмм гамма-каротажа, проведенного каналом ГК серийной аппаратуры РК, поверенным в соответствии с [9];

1.2. Зависимости однозондового НК, приведенные в наставлении, построены в условных единицах (у. е.) или обратных условных единицах ($1/J_{у.е.} = J_{у.е.}^{-1}$). За условную единицу принимаются показания прибора в баке диаметром не менее 1 м, заполненном пресной водой.

1.3. Зависимости ГГКП построены в единицах $г/см^3$, которые отсчитаны по кривым $F(\sigma)$, откорректированы на влияние естественной радиоактивности горных пород, и, в необходимых случаях, на величину Z/A .

1.4. Зависимости акустического каротажа даны для значений среднего интервального времени Δt распространения продольной волны в мкс/м.

1.5. Для зависимостей ГК использованы два вида единиц – мощность экспозиционной дозы излучения в мкР/ч и двойной разностный параметр.

1.6. Параметры аппаратуры и качество диаграмм должны соответствовать требованиям нормативных документов. При интерпретации не следует использовать диаграммы, записанные с отклонениями от этих требований, если невозможна их корректировка по данным поверки и калибровки.

2. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ПЛОТНОСТНОГО ГАММА-ГАММА КАРОТАЖА

2.1. Измеряемые величины.

Результаты плотностного гамма-гамма каротажа определяются элект-

ронной плотностью пород (количеством n_3 электронов в ее объеме), пропорциональной произведению $\sigma_{об} \cdot \frac{Z}{A}$, где $\sigma_{об}$ – объемная плотность исследуемой среды, Z/A – отношение атомного номера Z к атомному весу A элементов, входящих в состав среды, средневзвешенное по весовому содержанию этих элементов. Поэтому два разных пласта будут характеризоваться одинаковыми значениями плотности по ГГКП, если для них

$$\sigma_{об1} \frac{Z_1}{A_1} = \sigma_{об2} \frac{Z_2}{A_2}$$

Величина Z/A различается для разных пород и зависит не только от состава скелета, но и от содержания воды, нефти или газа, то есть изменяется с изменением пористости K_p . Так, для известняка $K_p = 0$, $Z/A = 0,4995 \approx 0,5$, а для нефтеводонасыщенного известняка с $K_p = 30\%$, $Z/A = 0,5071$. По этим причинам шкала диаграммы ГГКП может быть градуирована в единицах плотности σ только для пород определенного минерального состава, либо разных пород, характеризующихся одинаковыми значениями Z/A .

При исследовании нефтегазовых скважин шкала ГГКП градуируется по водонасыщенному известняку. В этом случае в породах другого состава отсчитанное по этой шкале значение плотности (называемое эквивалентной плотностью) отличается от истинного и может быть подсчитано по формуле:

$$\sigma_{эkv} = \frac{Z A_{изв}}{A Z_{изв}} \sigma_{об} = 2,141 \frac{Z}{A} \sigma_{об} - 0,188, \text{ г/см}^3, \quad \frac{Z}{A} = \sum_{i=1}^n \nu_i \frac{Z_i}{A_i}$$

где ν_i – относительное массовое содержание i – элемента с атомным номером Z_i и атомным весом A_i .

Значения $\sigma_{об}$, $\sigma_{эkv}$ и $\Delta\sigma = \sigma_{об} - \Delta\sigma_{эkv}$ для основных типов пород, встречающихся в разрезах нефтегазовых скважин, приведены в табл. 2.1. Для основных коллекторов нефти – известняка, доломита, кварцевого и полимиктового песчаника $\sigma_{об} = \sigma_{эkv}$ с погрешностью не более $0,01 \text{ г/см}^3$.

2.2. Связь между объемной плотностью и общей пористостью пород.

Объемная плотность $\sigma_{об}$ связана с коэффициентом K_p общей пористости пород соотношением: $K_p = \frac{\sigma_m - \sigma_{об}}{\sigma_m - \sigma_{ж}}$,

где σ_m – минеральная плотность пород, $\sigma_{ж}$ – плотность флюида, заполняющего поровое пространство.

Из этого соотношения следует, что по результатам плотностного ГГК может быть определена только общая пористость пород, представленная объемами межзерновых (гранулярных) пор, каверн и трещин и связанной (остаточной) водой, содержащейся на частицах глинистых минералов, что нужно иметь в виду при интерпретации результатов ГГКП. Из вышеприведенного соотношения видно также, что для оценки K_p , кроме измеряе-

Таблица 2.1

Значения объемной и эквивалентной плотности некоторых горных пород и величина поправки $\Delta \sigma$ по отношению к водо-нефтенасыщенному известняку

Порода	$\sigma_{об}$, г/см ³	Z/A	$\sigma_{экв}$, г/см ³	$\Delta \sigma$, г/см ³
Известняк, $K_p = 0$	2,71	0,4995	2,71	0
Известняк, $K_p = 20\%$	2,37	0,5042	2,37	0
Доломит, $K_p = 0$	2,87	0,4989	2,88	-0,01
Доломит, $K_p = 20\%$	2,50	0,5034	2,51	-0,01
Песчаник кварцевый, $K_p = 0$	2,65	0,4993	2,65	0
Песчаник кварцевый, $K_p = 20\%$	2,32	0,5041	2,32	0
Песчаник полимиктовый, $K_p = 0$	2,60	0,4980	2,59	0,01
Тот же песчаник, $K_p = 20\%$	2,28	0,5032	2,27	0,01
Ангидрит	2,96	0,4995	2,98	-0,02
Гипс	2,32	0,5110	2,35	-0,03
Каменная соль (галит)	2,20	0,4791	2,07	0,13
Вода	1,0	0,5550	1,0	0

мого значения $\sigma_{об}$, необходимо знать величины $\sigma_{ж}$ и $\sigma_{м}$. Зависимость $K_p = f(\sigma_{об}, \sigma_{м})$ для значения $\sigma_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$ приведена на номограмме, включенной в комплект палеток (лист 1).

2.3. Учет плотности флюида, заполняющего поры пород.

В проницаемых породах величина $\sigma_{ж}$ в зоне исследования ГГКП определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости и в большинстве случаев равна $1,0 \text{ г/см}^3$. Исключения имеют место:

- в нефтяных и газовых пластах при большой остаточной нефтегазо-насыщенности зоны проникновения;
- при бурении скважин на минерализованной промывочной жидкости, когда $\sigma_{ж} = 1,0 \div 1,2 \text{ г/см}^3$ в зависимости от степени минерализации;
- при бурении скважин на „нефильтрующемся” растворе ИБР или ИЭР.

Дополнительными факторами, влияющими на плотность флюида, являются температура (t , °C) и давление P (рис. 2.1). Так, при часто встречающихся условиях ($t = 130^\circ \text{C}$ и $P = 50 \text{ МПа}$) плотность воды уменьшается до $0,95 \text{ г/см}^3$.

В указанных случаях значения K_p , определяемые по зависимости $K_p = f(\sigma_{об}, \sigma_{м})$ для $\sigma_{ж} = 1 \text{ г/см}^3$, отличаются от истинных на вели-

чину
$$\Delta K_n = -K_n \frac{\sigma_{ж} - 1}{\sigma_{м} - 1}$$

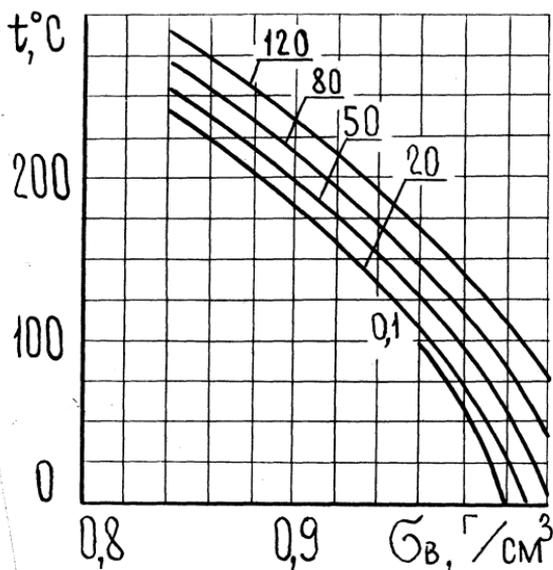


Рис. 2.1. Зависимость плотности воды от температуры и давления.

Шифр — давление, МПа

В пластах с остаточной нефтенасыщенностью при $K_H = 0,5$, $K_n = 20\%$ и плотности нефти $0,9 \text{ г/см}^3$ занижение $\sigma_{об}$ составит $\Delta \sigma = 0,1 K_n K_H = 0,01 \text{ г/см}^3$. Вычисленное по ГГКП значение пористости будет завышено на 0,6% (абсолютных).

В газонасыщенных пластах определяемое значение K_n завышается. Влияние газонасыщенности зависит от плотности σ_r газа, которая, в свою очередь, определяется давлением P (в МПа) и температурой T ($T: K \approx 273 + t: ^\circ C$). На рис. 2.2 приведены графики для определения σ_r метана и $\Delta \sigma$ по величинам отношения P/T и произведения $K_n \cdot K_r$.

Сначала через отношение P/T находится плотность газа σ_r , затем определяется значение $\Delta \sigma$ исходя из величин $K_n \cdot K_r$ и σ_r . Погрешность определения пористости за счет рассматриваемого фактора равна $\Delta \sigma / 1,7$.

В газонасыщенных пластах при плотности газа $(0,1 \div 0,2) \text{ г/см}^3$ занижение плотности составит $\Delta \sigma = (0,7 \div 0,8) K_n \cdot K_r$, то есть при $K_n = 20\%$ и $K_r = 0,5$ будет равным $(0,07 \div 0,08) \text{ г/см}^3$, что эквивалентно погрешности определения (завышению) пористости на 4–4,5% абсолютных.

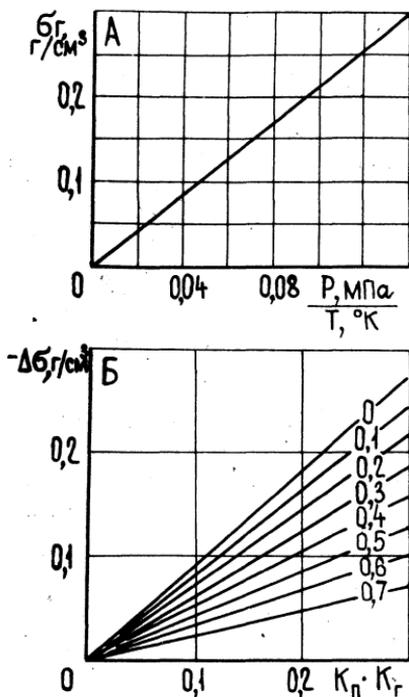


Рис. 2.2.

А — зависимость плотности метана от температуры и давления,

Б — изменение плотности пород от пористости и газонасыщенности.

Шифр — плотность газа, г/см³.

2.4. Влияние минеральной плотности пород.

2.4.1. Минеральная плотность пород в разрезах различного типа. Значения σ_M основных видов горных пород, представляющих интерес как возможные коллекторы нефти и газа, изменяются в широком диапазоне: от 2,55 (полимиктовые песчаники) до 2,87 г/см³ (доломиты). Точное знание минеральной плотности является основным условием использования данных ГГКП для определения пористости пород. Абсолютная погрешность ΔK_p за счет разницы $\Delta \sigma_M$ истинных и принятых при расчете значений σ_M составляет:

$$\Delta K_p = \frac{\sigma_{об} - \sigma_{ж}}{(\sigma_M - \sigma_{ж})^2} \Delta \sigma_M \approx \frac{\sigma_{об} - \sigma_{ж}}{3} \Delta \sigma_M$$

При $\Delta \sigma_M = \pm 0,02 \text{ г/см}^3$ погрешность ΔK_p равна $\pm 1\%$ (абсолютных) в диапазоне пористости от 10 до 20%.

В плане использования данных ГГКП для оценки пористости пород разрезы нефтегазовых скважин можно разделить на следующие типы:

- песчано-глинистый с мономинеральными кварцевыми песчаниками (например, отложения палеозоя Волго-Уральской провинции);
- песчано-глинистый с поликомпонентным составом песчаников (например, отложения мезозоя Западной Сибири и Средней Азии);
- карбонатный без существенных примесей сульфатов и глин (например, пермо-карбон Тимано-Печорской провинции или турнейские отложения Волго-Уральской провинции);
- карбонатный сульфатизированный неглинистый (например, рифовые массивы);
- карбонатный глинистый сульфатизированный (основная часть карбонатной толщи палеозойских отложений платформенных месторождений);
- карбонатный глинистый с прослоями и включениями каменной соли и терригенных пород, сильно сульфатизированный (например отложения Припятской впадины, Восточной Сибири).

В разрезах первого типа минеральная плотность σ_M кварцевых песчаников равна $2,67 \pm 0,02 \text{ г/см}^3$ и хорошо выдерживается, поэтому связь $\sigma_{об}$ с K_p наиболее тесная (для слабоглинистых отложений). В таких разрезах результаты измерений плотности непосредственно связаны с общей пористостью пород и могут быть самостоятельно использованы для определения K_p .

В разрезах второго типа минеральная плотность песчаников изменяется от $2,60$ до $2,74 \text{ г/см}^3$ вследствие различного соотношения шпатов и кварца в скелете песчаников и их глинистости. Для уточнения значений σ_M необходимо привлекать данные лабораторных исследований σ_M пород. Однако во многих случаях (см. п. 4.1.) минеральная плотность полимиктовых песчаников хорошо выдерживается в пределах больших регионов и для мезозойских отложений Западной Сибири с учетом Z/A может быть принята равной $2,68 \pm 0,03 \text{ г/см}^3$. Средними значениями σ_M можно пользоваться в пластах с $K_p \geq 12-14\%$. При меньшей пористости для ряда районов наблюдается тенденция к увеличению σ_M с уменьшением K_p , что связано с повышением содержания гидрослюдных или хлоритовых глин. В подобных случаях необходимо находить по лабораторным данным индивидуальные зависимости $\sigma_M = f(K_p)$.

В разрезах третьего типа, представленных чистыми известняками, σ_M постоянна и равна $2,71 \text{ г/см}^3$; зависимость между $\sigma_{об}$ и K_p близка к

функциональной, а показания ГГКП непосредственно отражают пористость пород.

В разрезах четвертого, пятого и шестого типов, сложенных полиминеральными породами, определение пористости только по данным ГГКП без привлечения данных о литологии невозможно.

2.4.2. Влияние примесей в породах на результаты ГГКП. Изменения σ_M могут отмечаться даже в пределах одного горизонта вследствие неравномерного распределения примесей глин, сульфатов, углистых остатков и т. п.

1. Влияние глинистости горных пород. Изменение объемной плотности пород за счет глинистости составляет $\Delta\sigma = K_{гд} (\sigma_M - \sigma_{гд})$, что приводит к погрешности оценки пористости пород по ГГКП без учета глинистости на величину

$$\Delta K_p = \frac{\Delta\sigma}{1,7} = \frac{K_{гд} (\sigma_M - \sigma_{гд})}{1,7},$$

где $K_{гд}$ — коэффициент глинистости в долях объема.

Глинистые цементы состоят из каолинита, хлорита и гидрослюд с небольшими примесями других минералов. Минеральная плотность $\sigma_{гд}$ глинистых минералов изменяется от 2,62 г/см³ для каолиновых глин до 2,81 г/см³ для гидрослюдных глин. Среднее значение $\sigma_{гд}$ для смеси глинистых минералов находится в пределах 2,67 ÷ 2,72 г/см³, что мало отличается от σ_M известняков и песчаников, поэтому глинистость указанных типов глин практически не сказывается на оценке K_p этих пород (табл. 2.2.). Погрешность определения пористости доломитов не превышает — 1,5% на 10% примеси каолинового цемента и может быть существенно больше для редко встречающихся примесей монтмориллонита.

Таблица 2.2

Погрешность определения пористости по ГГКП на каждые 10% неучтенной глинистости

Порода	Тип глинистого цемента	σ_M , г/см ³	$\sigma_{гд}$, г/см ³	$\Delta\sigma = (\sigma_M - \sigma_{гд})$, г/см ³	ΔK_p , %
Песчаник полимиктовый	гидрослюдный	2,68	2,81	— 0,13	— 0,8
Песчаник полимиктовый	каолиновый	2,68	2,62	0,06	0,35
Известняк	гидрослюдный	2,71	2,81	— 0,1	— 0,6
Доломит	каолиновый	2,87	2,62	0,25	1,5

2. Влияние углистости терригенных пород. Углистость в основном приурочена к аргиллитам, глинистым песчаникам и алевролитам. Если глини-

стые песчаники имеют минеральную плотность σ_M , изменение их объемной плотности за счет примеси угля $\Delta \sigma = (\sigma_M - \sigma_{\text{угл}}) K_{\text{угл}}$, где $\sigma_{\text{угл}}$ — плотность угля, а $K_{\text{угл}}$ — объемный коэффициент углистости. Плотность углей изменяется в пределах $1,1 \div 1,8 \text{ г/см}^3$ в зависимости от их зольности и степени метаморфизма. Для нефтяных и газовых месторождений характерно распространение бурых углей, для которых $\sigma_{\text{угл}} = 1,2 \div 1,3 \text{ г/см}^3$, откуда погрешность определения K_p составит $\Delta K_p = (0,8 \div 0,9) K_{\text{угл}}\%$ или $8 \div 9\%$ (абсолютных) на каждые 10% объемного содержания углистого материала.

3. Влияние карбонатности песчано-глинистых пород. Карбонатность песчаников связана в основном с их кальцитизацией. Минеральная плотность кальцита $2,71 \text{ г/см}^3$ мало отличается от σ_M песчаников и алевролитов ($2,57 - 2,68 \text{ г/см}^3$). При σ_M песчаника $2,68 \text{ г/см}^3$ и более примеси кальцита практически не влияют на определяемые значения K_p . Если же $\sigma_M = 2,57 \text{ г/см}^3$, приращение $\Delta \sigma_M$ за счет карбонатности составит примерно $0,014 \text{ г/см}^3$ на каждые 10% содержания кальцита, что обусловит занижение измеряемых значений пористости на $\Delta K_p = 0,8\%$ (абсолютных). Если карбонатность пород обусловлена доломитизацией ($\sigma_M = 2,87 \text{ г/см}^3$), погрешность ΔK_p увеличивается и составляет 1,7% (абсолютных) на каждые 10% содержания доломита.

Наибольшие искажения результатов определения K_p вызывает примесь сидерита, для которого $\sigma_M = 3,96 \text{ г/см}^3$. Присутствие в песчано-алевролитовых породах 10% сидерита приводит к занижению определяемого значения K_p примерно на 7% (абсолютных).

4. Влияние сульфатности карбонатного разреза. Сульфатность разреза может быть связана с содержанием ангидрита или гипса. Минеральная плотность ангидрита $\sigma_M = 2,96 \text{ г/см}^3$. Поэтому ангидритизация в большей степени сказывается при оценке K_p известняков ($\sigma_M = 2,71 \text{ г/см}^3$), чем доломитов ($\sigma_M = 2,87 \text{ г/см}^3$). Так, содержание 10% ангидритов в известняке эквивалентно уменьшению K_p на $1 \div 1,5\%$ (абсолютных), такое же содержание ангидрита в доломитах практически не изменяет определяемого значения K_p . Примесь гипса сказывается на результатах ГГКП сильнее, чем примесь ангидрита, так как плотность гипса на $0,4 \text{ г/см}^3$ меньше плотности известняка и на $0,56 \text{ г/см}^3$ меньше плотности доломита. Определяемое значение пористости известняка завышается на 2,2%, а доломита на 3,2% (абсолютных) на каждые 10% гипса.

2.5. Погрешности определения пористости пород по данным ГГКП, ограничения области применения

Как показывает анализ диаграмм ГГКП, полученных аппаратурой

РГП-2 по большинству нефтяных районов страны, среднеквадратичная погрешность измерения плотности пород составляет $\Delta \sigma_{об} = \pm 0,035 \text{ г/см}^3$, что эквивалентно погрешности оценки пористости $\Delta K_p = \pm 2\%$. Существенным преимуществом ГГКП по сравнению с другими видами ГИС является слабое влияние глинистости пород. Дополнительные погрешности, возникающие при переходе от плотности пород к их пористости, обусловлены:

- неточным знанием минеральной плотности пород;
- высоким содержанием в породах углистого материала;
- погрешностью учета плотности флюида в прискважинной зоне пласта, в частности, за счет остаточного газонасыщения.

Условиями получения достоверных результатов оценки пористости пород ($\Delta K_p = \pm 2-3\%$) являются: наличие надежных сведений о величине и стабильности σ_M исследуемого объекта в пределах $\pm 0,03 \text{ г/см}^3$, низкая (не более 10%) газонасыщенность прискважинной зоны, отсутствие на стенках скважины каверн и глинистой корки толщиной более 2 см. Эти условия обычно выполняются в терригенных разрезах, коллекторы в которых представлены кварцевыми и полимиктовыми песчаниками и алевролитами с содержанием углистого вещества не более 1,5% и гидрослюдистых глин не более 15%. В карбонатных разрезах, сложенных чистыми известняками и доломитами, содержание другого породообразующего минерала (доломита либо известняка) не должно превышать 15%, содержание гипса – до 5% и глин – до 20%. В более сложных случаях применение ГГКП для оценки пористости целесообразно только в комплексе с материалами других видов ГИС.

Таким образом, ГГКП можно рассматривать как основной вид ГИС для оценки пористости песчано-алевролитовых пород кварцевого, а при известной минеральной плотности и полимиктового состава.

3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

3.1. Основные зависимости показаний нейтронного каротажа от пористости

Основные зависимости (палетки) НК представляют собой графические связи между K_p и калиброванными показаниями аппаратуры конкретного типа, выраженными в условных единицах (у.е.). Зависимости $N_{у.е.} = f(K_p)$ для однозондового НГК и $N_{у.е.} = f(K_p)$ для однозондового ННК нелинейны, диаграммы НК слабо дифференцированы в области высоких значений K_p . Общепринятые палетки построены в полулогарифми-

ческом масштабе $J_{y.e.} = f(\rho_p K_p)$ и $N_{y.e.} = f(\rho_n K_p)$. Во многих случаях удобнее пользоваться обратными показаниями $1/J_{y.e.} = \bar{J}_{y.e.}$ и $1/N_{y.e.} = \bar{N}_{y.e.}$, так как их зависимости от K_p линейны или близки к линейным в широком диапазоне K_p , кроме того использование кривых $\bar{J}_{y.e.}$ ($\bar{N}_{y.e.}$) облегчает усреднение показаний НК в неоднородных пластах. „Прямые“ и „обратные“ зависимости приведены на рис. 3.1. и в комплекте палеток. Они построены для следующих условий:

- пласт состоит из чистого кальцита плотностью $2,71 \text{ г/см}^3$ без примесей глин, сульфатов и веществ, сильно поглощающих нейтроны (бора, железа и др.);
- поры заполнены неминерализованной водой плотностью 1 г/см^3 ;
- скважина имеет номинальный диаметр в диапазоне 150–300 мм, заполнена неминерализованной водой, глинистая корка отсутствует;
- прибор прижат к стенке скважины.

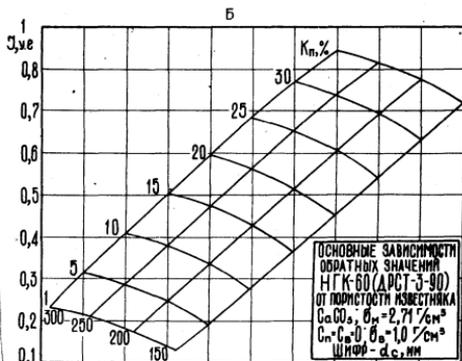
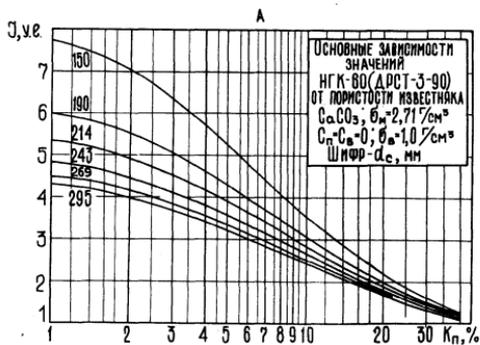


Рис. 3.1. Зависимости прямых (А) и обратных (Б) показаний НКК-60 (ДРСТ-3-90) от пористости известняка.

Эти зависимости являются исходными при построении палеток для конкретных условий измерений. Кроме того, они используются при проверке аппаратуры (кривая для $d_c = 190 \text{ мм}$).

Для многозондовой аппаратуры типа К-7 основной зависимостью является зависимость декремента затухания α потока тепловых нейтронов от K_p [8]:

$$\alpha = \frac{\rho_n [N(\rho_1) / N(\rho_2)]}{\Delta \rho} = \frac{\rho_n A}{\Delta \rho} = f(K_p),$$

где $N(\rho_1)$, $N(\rho_2)$ – показания на зондах ρ_1 и ρ_2 .

3.2. Поправки и порядок их внесения

По основным зависимостям $J_{y.e.} = f(\ell_n K_n)$ или $J_{\bar{y}.e.} = f(K_n)$ определяется кажущееся значение пористости K_n^K , которое отличается от истинного значения K_n вследствие различий реальных геолого-технических условий измерений и условий, принятых при построении палеток. Переход от K_n^K к K_n производится в два этапа путем внесения поправок ΔK_n .

На первом этапе учитываются поправки ΔK_n^T на влияние технических условий измерений, обусловленных изменением диаметра скважины, характеристики промывочной жидкости, толщины глинистой корки, температуры и давления жидкости в скважине.

Значения пористости, получаемые после внесения поправок на влияние технических факторов $K_n^{HK} = K_n^K + \Delta K_n^T$ называют по-разному – „нейтронным индексом пористости“, „нейтронной пористостью“, „пористостью НК“. Параметр K_n^{HK} совпадает с истинным значением K_n для условий, указанных в п. 3.1. Он удобен при интерпретации материалов НК в комплексе с данными других видов ГИС.

На втором этапе осуществляется переход от K_n^{HK} к K_n путем внесения поправок на влияние литотипа, глинистости, газонасыщенности и сульфатности карбонатных пород либо карбонатности песчано-глинистых пород, а также на присутствие примесей веществ с аномальным поглощением нейтронов.

При интерпретации не следует менять указанный порядок внесения поправок, так как это может привести к существенным погрешностям.

В ряде случаев удобно пользоваться значениями K_n^{HK} , в которые внесена поправка на литотип пород, обозначенными далее K_n (НК).

3.3. Учет технических условий измерений

Методика учета технических условий измерений рассматривается применительно к однозондовым приборам ДРСТ-3-90 и СП-62. Для аппаратуры К-7 соответствующие данные приведены в [8].

3.3.1. Учет диаметра скважины. Основные зависимости $J_{y.e.} = f(\ell_n K_n)$ рассчитаны для шести значений диаметра d_c скважины (см. рис. 3.1. и комплект палеток). Выбор соответствующей зависимости производится по номинальному либо по фактическому значению d_c , определенному по кавернограмме в пластах без глинистой корки. Для промежуточных значений d_c зависимости находятся интерполяцией.

3.3.2. Учет характеристик промывочной жидко-

с т и. В реальных условиях ствол скважины заполнен промывочной жидкостью (ПЖ), физико-химические свойства которой отличаются от свойств пресной воды. В преобладающем числе случаев используются следующие ПЖ:

- 1) техническая вода и высокоминерализованные растворы хлористого натрия плотностью $1,0-1,2 \text{ г/см}^3$;
- 2) пресные и высокоминерализованные глинистые жидкости, утяжеленные гематитом или баритом, плотностью от $1,2$ до $2,0 \text{ г/см}^3$;
- 3) инвертные эмульсионные (ИЭР) или известково-битумные (ИБР) жидкости на нефтяной основе плотностью $0,9-1,6 \text{ г/см}^3$.

На показания НК влияют следующие характеристики ПЖ:

- 1) водородосодержание ПЖ. Если принять водородный индекс ω_p пресной воды равным 1 , ω_p других типов ПЖ будет меньше 1 . Уменьшение водородосодержания ПЖ увеличивает показания НК;

- 2) плотность ϵ_p ПЖ. При фиксированном значении ω_p увеличение плотности ϵ_p ПЖ приводит к уменьшению показаний НК (степень влияния ϵ_p различна для разных модификаций НК);

- 3) поглощающая способность ПЖ к тепловым нейтронам, зависящая от наличия в жидкости элементов с аномальными сечениями поглощения, например, хлора в минерализованных глинистых и водоинвертных ПЖ. Увеличение поглощающей способности ведет к уменьшению показаний нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННКт);

- 4) излучающая способность Q_p , определяющаяся средним числом и энергией гамма-квантов, излучаемых при поглощении одного нейтрона. Если принять для воды $Q_p = 1$, то для остальных типов ПЖ $Q_p > 1$. Увеличение Q_p ведет к росту показаний НК.

Регистрируемая при НК плотность потока радиоактивного излучения отражает совокупное действие всех перечисленных факторов. На практике ПЖ характеризуют двумя параметрами: плотностью ϵ_p и минерализацией S_p . По ним вносят поправки в показания НК за характеристику ПЖ. При этом полагаются:

- 1) плотность глинистой ПЖ $\epsilon_p < 1,3 \text{ г/см}^3$ достигается за счет глины, а дальнейшее увеличение ϵ_p — за счет добавки барита;

- 2) прискважинная часть пласта насыщена фильтратом ПЖ, минерализация которого S_p равна минерализации S_p промывочной жидкости;

- 3) при бурении на ИЭР и ИБР в пласты проникает углеводородная основа ПЖ.

Нейтрон — нейтронный каротаж по тепловым нейтронам. Для однозондового прибора ННКт-50 аппаратуры ДРСТ-

-3-90 поправки на влияние минерализации ПЖ на водной основе ($C_p = C_p$) приведены на рис. 3.2.

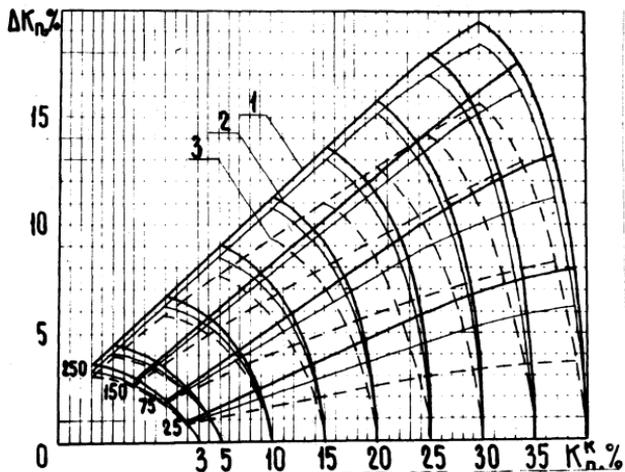


Рис. 3.2. Палетка для определения поправок за минерализацию промысловой жидкости для зонда ННКТ-50 аппаратуры ДРСТ-3-90, известняка.

Шифр - $C_p = C_p, г/л NaCl$

- 1 - $d_c = 300$ мм
- 2 - $d_c = 200$ мм
- 3 - $d_c = 150$ мм

Величина поправки ΔK_p определяется по значениям кажущейся пористости K_p^k пласта, диаметра скважины и минерализации C_p . Сильное влияние рассматриваемого фактора на результаты, полученные однозондовым прибором ННКТ, исключает его использование в скважинах с высокоминерализованной ПЖ. Для двухзондовых и многозондовых приборов влияние минерализации значительно меньше; соответствующие поправки для прибора К-7 приведены в [8].

В табл. 3.1. даны поправки на влияние плотности глинистой ПЖ, не содержащей солей хлора, для скважин диаметром 200 и 300 мм. Для одно- и многозондовых приборов НК поправки на влияние плотности минерализованной глинистой и инвертной эмульсионной ПЖ получают алгебраическим сложением поправок за плотность из табл. 3.1. и за минерализацию по рис. 3.2 для соответствующих значений σ_p и C_p .

В табл. 3.2. приведены поправки на влияние плотности известково-битумной ПЖ для аппаратуры ДРСТ-3-90. Для аппаратуры К-7 аналогичные поправки с точностью до 0,5% в единицах K_p равны поправкам на влияние плотности глинистой ПЖ (табл. 3.1.).

Нейтронный гамма-каротаж. В данном случае неприменим способ поочередного введения поправок за плотность и минерализацию. В табл. 3.3. приведены поправки на влияние плотности глинистой ПЖ различной минерализации. Исходными данными для этой и последую-

Таблица 3.1.

Поправка ΔK_n (%) на влияние плотности пресной ($C_p = C_n = 0$) глинистой промывочной жидкости для зонда НКК_T-50 (ДРСТ-3-90)

$d_{c'}$ мм	$\sigma_{p'}$ г/см ³	K_n , %								
		1	5	10	15	20	25	30	35	40
200	1,2	0,3	0,5	0,8	1,0	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
	1,4	0,7	1,0	1,5	1,9	2,4	2,7	2,9	3,1	3,3
	1,6	1,0	1,4	2,1	2,8	3,5	4,1	4,6	4,8	4,9
	1,8	1,2	1,6	2,5	3,5	4,4	5,2	5,8	6,1	6,3
300	1,1	0,3	0,5	0,8	1,0	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
	1,2	0,7	1,0	1,5	1,9	2,4	2,7	2,9	3,1	3,3
	1,3	1,0	1,4	2,1	2,8	3,5	4,1	4,6	4,8	4,9
	1,4	1,2	1,6	2,5	3,5	4,4	5,2	5,8	6,1	6,3
	1,6	1,3	1,8	2,7	3,8	4,9	6,0	6,8	7,3	7,5
	1,8	1,3	1,9	2,9	4,2	5,4	6,7	7,7	8,2	8,3

Таблица 3.2

Поправка ΔK_n (%) на влияние плотности известково-битумной промывочной жидкости для зонда НКК_T-50 аппаратуры ДРСТ-3-90

$d_{c'}$ мм	$\sigma_{p'}$ г/см ³	K_n , %								
		1	5	10	15	20	25	30	35	40
200	1,0	-0,2	-0,3	-0,5	-0,7	-0,8	-0,9	-1,0	-1,1	-1,2
	1,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7
	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1,4	0,3	0,5	0,7	0,9	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
	1,6	0,7	1,0	1,5	1,9	2,4	2,7	2,9	3,1	3,3
	1,8	1,0	1,5	2,2	2,9	3,6	4,1	4,5	4,9	5,3
	2,0	1,3	2,0	2,9	3,9	4,8	5,6	6,3	6,8	7,2
	300	1,0	-0,2	-0,5	-0,8	-1,2	-1,4	-1,7	-1,9	-2,0
300	1,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7
	1,2	0	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7
	1,4	0,2	0,5	0,8	1,3	2,0	2,4	2,7	2,9	3,0
	1,6	0,5	0,8	1,5	2,2	3,0	3,7	4,2	4,6	4,8
	1,8	0,7	1,0	1,9	2,8	3,7	4,6	5,4	6,0	6,2
	2,0	0,9	1,2	2,2	3,2	4,2	5,3	6,2	6,8	7,1

Таблица 3.3

Поправка ΔK_n (%) на влияние плотности глинистой промывочной жидкости для зонда НГК-60 аппаратуры ДРСТ-3-90 и СП-62

d _c , мм	C _p = C _{пг} , г/л NaCl	σ _p , г/см ³	K _n , %						
			1	5	10	20	30		
1	2	3	4	5	6	7	8		
1. Карбонатные породы, кварцевый и кварц-полевошпатовый песчаник									
200	0	1,2	0,5	0,6	0,7	0,7	0,4		
		1,4	0,8	1,0	1,1	1,1	0,4		
		1,6	1,0	1,2	1,3	0,8	-0,6		
		1,8	1,1	1,2	1,3	0,2	-2,5		
		1,8	1,2	1,2	1,0	0,1	-0,6		
300	0	1,4	1,8	1,8	1,4	-0,7	-2,0		
		1,6	2,0	2,0	1,2	-2,4	-5,3		
		1,8	2,1	2,1	0,9	-4,6	-9,0		
		1,2	1,2	1,2	1,0	0,1	-0,6		
		1,4	1,8	1,8	1,4	-0,7	-2,0		
2. Карбонатные породы и кварц-полевошпатовый песчаник									
200	100	1,1	0	0	-0,2	1,1	4,4		
		1,2	0,2	0,2	0	1,0	2,9		
		1,4	0,3	0,2	0,1	0,5	0,8		
		1,6	0,3	0,1	-0,1	-0,3	-0,6		
		1,8	0,2	-0,3	-0,7	-1,4	-2,0		
		2,0	0,1	-0,6	-1,5	-2,5	-3,3		
		250	1,2	0,4	-0,7	-1,5	1,4	5,5	
				1,3	0,2	-1,2	-2,2	-0,3	3,0
				1,4	0	-1,6	-2,7	-1,5	1,6
				1,6	-0,2	-2,1	-3,5	-3,3	-0,2
1,8	-0,4			-2,3	-4,0	-4,5	-0,9		
300	100	2,0	-0,3	-2,3	-4,5	-5,5	-2,3		
		1,1	0,6	1,1	1,5	3,5	7,0		
		1,2	1,0	1,3	1,5	2,9	5,2		
		1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,9		
		1,6	1,4	1,5	1,2	0	-1,0		
		1,8	1,3	1,3	0,8	-1,7	-3,9		
		2,0	1,1	1,1	0,4	-3,6	-6,6		
		250	1,2	1,0	1,7	2,4	5,2	9,5	
				1,3	0,8	1,4	2,1	4,4	7,5
				1,4	0,7	1,2	1,8	3,7	5,8
1,6	0,5			0,9	1,2	2,2	2,9		
1,8	0,3			0,5	0,7	1,0	0,8		
300	250	2,0	0,1	0,1	0,1	0,1	-0,6		
		1,2	-0,7	-2,2	-2,6	-3,0	-0,8		
		1,3	-0,9	-2,5	-3,0	-4,2	-2,6		
3. Кварцевый песчаник									
200	250	1,4	-1,1	-2,7	-3,3	-4,9	-3,5		

1	2	3	4	5	6	7	8
300	250	1,6	-1,3	-2,9	-3,9	-6,0	-4,6
		1,8	-1,4	-3,0	-4,4	-6,8	-5,2
		2,0	-1,4	-3,1	-4,8	-7,3	-5,7
		1,2	0	-0,5	-0,9	1,1	4,8
		1,3	-0,1	-0,7	-1,1	0,6	3,4
		1,4	-0,2	-0,8	-1,3	0,2	2,1
		1,6	-0,4	-1,0	-1,6	-0,6	0,2
		1,8	-0,6	-1,3	-1,9	-1,4	-1,1
		2,0	-0,8	-1,6	-2,2	-2,0	-2,0

щих таблиц служат значения σ_p и $C_p = C_n$. Поправки для зонда НГК-60 аппаратуры ДРСТ-3-90 и СП-62 различаются не более чем на 1,5% (в единицах K_n). Поэтому в таблицах даны усредненные для этих двух приборов значения ΔK_n : для пресных ПЖ — для всех литотипов пород; для минерализованных ПЖ — для карбонатов и кварц-полевошпатовых песчаников, а для кварцевого песчаника поправки даны отдельно.

В табл. 3.4 приведены поправки на влияние плотности известково-битумной ПЖ, а в табл. 3.5. — на влияние минерализации водоинвертной и гидрогелевой ПЖ.

Таблица 3,4

Поправка ΔK_n (%) на влияние плотности известково-битумной ПЖ для зонда НГК-60 аппаратуры ДРСТ-3-90 и СП-62

d_c мм	$\sigma_{p'}$ г/см ³	K_n , %				
		1	5	10	20	30
200	1,0	-0,3	-0,4	-0,6	-0,8	-0,8
	1,1	0,1	0	-0,1	-0,3	-0,6
	1,2	0,3	0,3	0,3	0	-0,5
	1,4	0,7	0,8	0,8	0,3	-1,1
	1,6	0,9	1,0	1,0	0,1	-2,1
	1,8	1,1	1,2	1,2	-0,3	-3,3
	2,0	1,4	1,4	1,3	-0,9	-4,6
	300	1,0	-0,5	-0,7	-0,9	-1,1
300	1,1	0,2	0	-0,3	-1,1	-1,7
	1,2	0,8	0,5	0	-1,1	-2,5
	1,4	1,4	1,3	0,7	-1,7	-3,9
	1,6	1,8	1,6	0,5	-3,2	-6,2
	1,8	2,0	1,8	0,2	-5,4	-9,0

Таблица 3.5

Поправка ΔK_n (%) на влияние минерализации инвертно-эмульсионной ПЖ для зонда НГК-60 аппаратуры ДРСТ-3-90 и СП-62 ($d_c = 200 \div 300$ мм, $\sigma_p = 1,0 \div 1,2$ г/см³)

C_p , г/л NaCl	K_n , %				
	1	5	10	20	30
125	0,5	0,6	0,7	0,8	2,0
50	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6

Примечание: соотношение вода – нефть 1:1, минерализация пластовой жидкости $C_n=0$; в случае $C_n=C_p$ следует использовать поправки для минерализованной глинистой жидкости с соответствующей плотностью.

3.3.3. Учет термобарических условий измерений.

Влияние термобарических условий (давления P и температуры t °С) на показания аппаратуры НК определяется изменением плотности, а, следовательно, и водородосодержанием пластового флюида и промывочной жидкости в скважине. Плотность воды, в зависимости от значений P и t °С, определяется по рис. 2.1, поправки на влияние указанных факторов – по рис. 3.3 и 3.4. Поправки не учитывают влияние температуры на изменение параметров счетчиков и электронной схемы прибора.

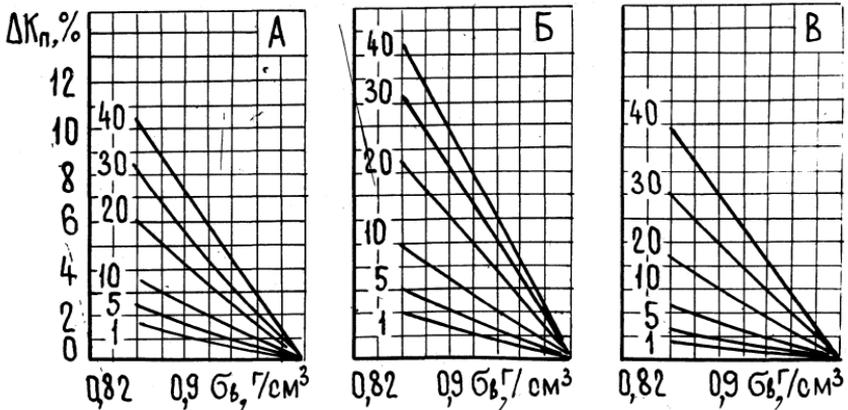


Рис. 3.3. Поправка на влияние плотности пластовой и промывочной жидкости для зонда НК-50 аппаратуры ДРСТ-3-90 (А, Б) и К-7. Шифр – K_n , %, А – $d_c = 200$ мм; Б – $d_c = 300$ мм; В – $d_c = 200$ мм.

Поправка за термобарические условия увеличивается с ростом K_n и d_c . Так, для часто встречающихся условий при температуре 100 С и давлении 20–50 МПа поправка для НГК-60 в единицах пористости составляет 2–3 % абсолютных при $K_n = 15–30$ % и диаметре скважины 200 мм. При увеличении d_c до 300 мм поправка увеличивается до 2,5–4 % абсолютных.

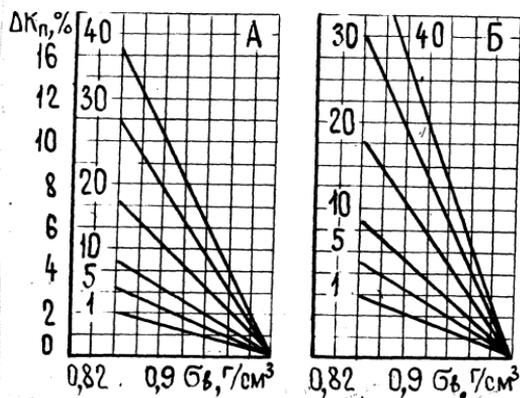


Рис. 3.4. Поправка на влияние плотности пластовой и промывочной жидкости для зонда НГК-60 аппаратуры ДРСТ-3-90 и СП-62. Шифр — K_n , %. А — $d_c = 200$ мм; Б — $d_c = 300$ мм.

3.3.4. Учет промежуточного слоя. Влияние этого фактора на результаты НК оценено по результатам экспериментальных и расчетных работ. Поправки за глинистую корку толщиной $h_{\text{г.л.к.}}$ и отклонение прибора от стенки скважины на расстояние h по другим причинам даны в табл. 3.6. В последнем случае σ_p принято равным 1,2 г/см³.

3.4. Учет геологических условий при определении пористости.

3.4.1. Минеральный состав пород. Основные зависимости НК построены для известняка, содержащего 100% кальцита. В чисто кварцевом песчанике показания НК выше, чем в известняке, в доломите ниже по сравнению с известняком. Поправки приведены на рис. 3.5, 3.6 и рассчитаны для следующих условий: 1) карбонатные породы состоят из кальцита и доломита; 2) мономинеральные песчаники состоят из кварца; 3) полимиктовые песчаники состоят из кварца и полевых шпатов, представленных равными объемами ортоклаза и натриевых плагиоклазов; содержание полевых шпатов $C_{\text{пш}}$ меняется от 0 до 100% от объема скелета. Поправки для промежуточных литологических разностей получают путем линейной интерполяции.

Рассчитанные значения поправок используются при комплексной интерпретации материалов НК-ГГКП-АК. Если пористость определяется по данным только НК (в сочетании с ГК или ПС), то поправка за литоло-

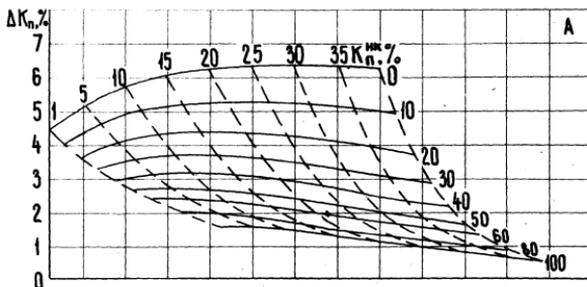
гию уменьшается в среднем на 25%. Этим учитывается тот факт, что чистые породы без примесей встречаются редко. Обычно в доломитах находится до 10–15% кальцита; кварцевые песчаники содержат 80–85% кварца и 15–20% различных примесей и т. д.

3.4.2. Г л и н и с т о с т ь п о р о д . Влияние глинистости пород на показания НК обусловлено: 1) их пористостью $K_{пгл}$; 2) содержанием в минеральных частицах молекулярной воды; 3) повышенной плотностью глин по сравнению с неглинистыми пористыми породами с тем же водородосодержанием;

Таблица 3.6

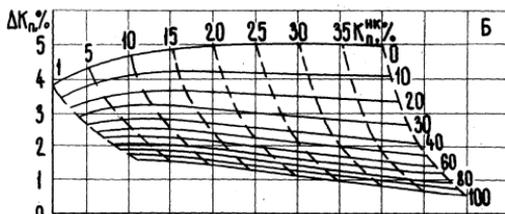
Поправка ($-\Delta K_{п, \%}$) на влияние промежуточного слоя при определении $K_{п}$ по данным НК

d_c , мм	Метод и аппаратура (А – ДРСТ-3-90, Б – СП-62)	h, см	$K_{п}$ по палетке для $\sigma_p = 1,2 \text{ г/см}^3$						
			1	5	10	15	20	25	35
1. Глинистая корка, $C_{п} = C_{p} = 0$									
200	НГК-60, А, Б	1	0,6	1,0	1,3	1,6	1,7	1,8	1,6
		2	1,3	2,0	2,6	3,2	3,4	3,5	2,2
	ННК _Т -50, А	1	1,1	1,7	2,1	2,5	2,4	2,3	2,0
		2	2,0	3,2	3,8	4,4	4,2	4,1	3,5
300	НГК-60, А, Б	1	2,1	2,1	2,1	2,1	1,8	1,5	-1,2
		2	3,8	4,0	4,2	4,3	3,5	2,7	-1,3
	ННК _Т -50, А	1	1,4	1,9	2,6	3,0	3,2	3,3	2,6
		2	3,7	4,6	5,7	6,7	7,0	7,3	5,7
2. Отклонение прибора от стенки скважины, $C_{п} = C_{p} = 0$									
200	НГК-60, А, Б	1	0,8	1,2	1,4	1,6	1,4	1,3	0,7
		2	1,5	2,5	2,9	3,2	2,9	2,6	1,5
	ННК _Т -50, А	1	1,8	2,8	3,0	3,1	2,8	2,6	2,1
		2	2,9	4,5	5,2	6,0	5,7	5,4	4,4
300	НГК-60, А, Б	1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,0	1,7	-1,1
		2	5,2	5,2	5,2	5,2	4,5	3,9	-1,0
	ННК _Т -50, А	1	1,8	2,5	3,2	4,1	4,3	4,5	3,3
		2	4,6	5,9	6,4	8,9	9,1	9,3	6,9
3. Глинистая корка, $C_{п} = C_{p} = 250 \text{ г/л NaCl}$									
200	НГК-60, А, Б	1	0,3	0,7	1,4	2,6	4,2	5,8	—
		2	0,8	1,6	3,4	6,0	9,2	13,0	—
300	НГК-60, А, Б	1	2,3	3,4	3,5	2,6	1,6	0,8	—
		2	4,6	6,2	5,7	4,4	3,0	1,5	—
4. Отклонение прибора от стенки скважины, $C_{п} = C_{p} = 250 \text{ г/л NaCl}$									
200	НГК-60, А, Б	1	0,4	1,2	2,1	2,3	2,4	2,4	—
		2	0,9	2,2	3,7	4,6	5,0	5,1	—

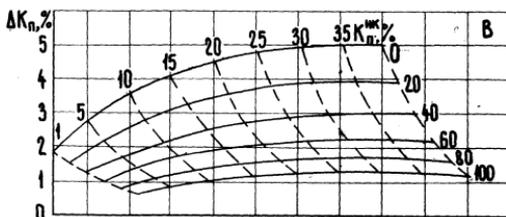


НГК

поправка



ННКт



ННКт

Рис. 3.5. Поправки на влияние минерального состава терригенных пород для серийной аппаратуры нейтронного каротажа.

Шифр – содержание полевого шпата в кварцевом песчанике, %.

А – НГК-60 (ДРСТ-3-90; СП-62)

Б – ННКт-50 (ДРСТ-3-90)

В – ННКт (К-7)

Линия $\Delta K_p = 0$ отвечает известняку.

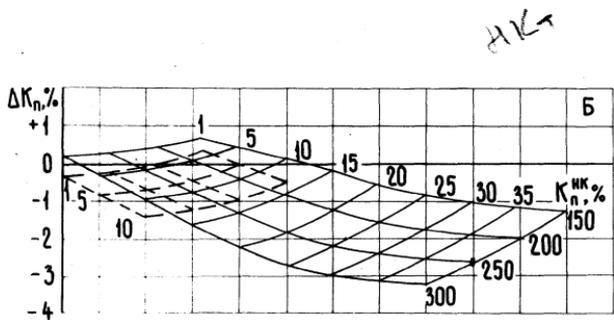
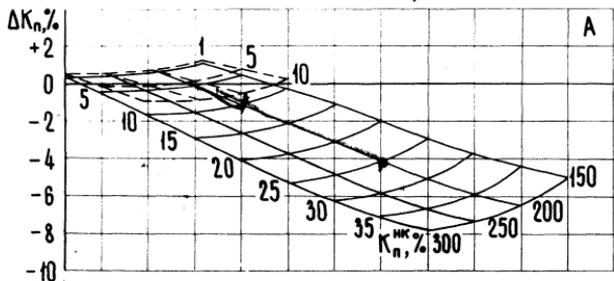
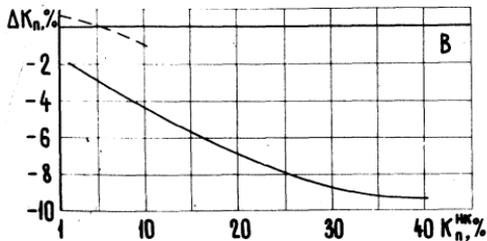


Рис. 3.6. Поправки на влияние минерального состава карбонатных пород для серийной аппаратуры нейтронного каротажа. Сплошная линия — доломит, пунктир — ангидрит. Шифр — диаметр скважины, мм. А — НГК-60 (ДРСТ-3-90; СП-62)
 Б — ННКТ-50 (ДРСТ-3-90).
 В — ННКТ (К-7)
 Линия $\Delta K_n = 0$ отвечает известняку



4) различием излучающей и поглощающей способности глин и пористых пород-коллекторов.

Поры между глинистыми частицами заполнены водой, поэтому величина $K_{п\text{ гл}}$ входит в общую пористость пород, определяемую по НК, что нужно учитывать по геологическим данным. Поправка $\Delta K_{п\text{ гл}}$ в находимые значения $K_{п}$ за химически связанную воду зависит от количества и минерального состава глин, содержания химически связанной воды в глинистых минералах и их плотности. Характеристики глинистых минералов, встречающихся в коллекторах нефтяных и газовых месторождений, приведены в табл. 3.7. Наиболее распространены в продуктивных отложениях каоли-

Таблица 3.7

Глинистые минералы, встречающиеся в разрезах нефтегазовых месторождений, и некоторые их характеристики (без содержания гигроскопической воды)

Минерал	$\sigma_{м'}$ г/см ³	Массовое содержание хими- чески свя- занной во- ды, %	$\omega_{г\text{л}}$
Каолинит	2,62	14,0	36,6
Диккит	2,62	14,0	36,7
Накрит	2,63	7,0	18,4
Лизардит	2,55	13,0	33,1
Серпентин	2,36	12,9	30,4
Гидрослюда	2,81	6,6	18,6
Серицит	2,76	4,5	12,4
Глауконит	2,50	8,3	20,7
Селадонит	2,70	11,2	30,2
Монтмориллонит	2,50	16,9	42,2
Джефферизит	2,30	7,8	17,9
Хлорит магниезиальный	2,72	13,0	35,0
Смешано-слоиные образования ряда гидрослюда-монтмориллонит	2,64	11,0	30,0
Смешано-слоиные образования ряда каолинит-монтмориллонит (бейделлит)	2,60	13,6	35,4
Смешано-слоиные образования ряда каолинит-гидрослюда-монтмориллонит	2,63	12,8	33,7
Смешано-слоиные образования ряда серпентин-хлорит	2,68	10,5	32,7
Хризотил-асбест	2,22	13	28,9
Галлуазит	2,20	12,5	27,5

Таблица 3.8

Поправки ($-\Delta K_{п, гл}$, %) на влияние глинистости
кварцевого и полимиктового песчаника

Вид глин	Метод, аппаратура (А-ДРСТ-3- 90, Б-СП-62)	$K_{гл}$, %	$K_{п}$ (НК), %					
			10	15	20	25	30	35
Каолинит	НГК-60, А, Б	10	5,4	5,9	6,4	7,2	8,0	9,0
		20	10,0	10,5	11,2	12,0	12,9	14,1
		30	14,2	14,9	15,6	16,7	17,9	19,2
	ННК _Т -50, А	10	5,3	5,4	5,5	5,6	5,8	5,9
		20	10,0	10,3	10,6	10,8	11,0	11,5
		30	14,3	14,9	15,2	15,6	16,0	16,4
Хлорит	НГК-60, А, Б	10	5,7	5,9	6,2	6,5	7,1	7,9
		20	10,7	11,0	11,6	12,2	13,1	14,1
		30	15,1	15,5	16,5	17,2	18,5	19,5
	ННК _Т -50, А	10	4,9	5,0	5,2	5,4	5,6	5,8
		20	9,5	9,9	10,1	10,4	10,6	11,0
		30	13,9	14,3	14,7	15,0	15,4	15,9
Смесь глин (каолинит, хлорит, гидрослюда)	НГК-60, А, Б	10	4,9	5,2	5,5	6,0	6,6	7,4
		20	9,0	9,5	10,1	11,0	11,8	12,8
		30	12,6	13,3	14,0	15,0	16,2	17,5
	ННК _Т -50, А	10	4,2	4,3	4,3	4,4	4,4	4,5
		20	8,1	8,2	8,4	8,5	8,6	8,7
		30	12,1	12,2	12,3	12,5	12,7	12,8

Примечание: $K_{п}$ (НК) — пористость, определенная по палетке для неглини-
стого песчаника соответствующего состава

Таблица 3.9

Поправки ($-\Delta K_{п, гл}$, %) на влияние глинистости известняка
для зонда НГК-60 аппаратуры СП-62 и ДРСТ-3-90

Вид глин	$K_{гл}$, %	$K_{п}$ (НК), %					
		10	15	20	25	30	35
Каолинит	10	4,4	4,7	5,1	5,4	5,8	6,4
	20	8,4	8,8	9,3	9,9	10,6	11,5
	30	12,4	12,7	13,2	13,9	14,8	15,7
Смесь глин	10	3,8	4,1	4,5	4,8	5,1	5,6
	20	7,2	7,6	8,1	8,7	9,4	10,4
	30	10,6	11,0	11,5	12,1	12,9	14,0

нит, хлорит и гидрослюды с небольшими примесями других перечисленных в таблице минералов; монтмориллонит, характеризующийся низкой плотностью, редко входит в состав цементов в коллекторах и составляет главным образом глинистые перемычки. Исходя из этого, поправки, приведенные в табл. 3.8–3.10, рассчитаны для следующих вариантов глинистости:

а) глины каолинитовые, $\sigma_M = 2,62 \text{ г/см}^3$, $\omega_{\text{гл}} = 36,6\%$;

б) глины хлоритовые, $\sigma_M = 2,72 \text{ г/см}^3$, $\omega_{\text{гл}} = 35\%$;

в) глины, представляющие собой трехкомпонентную смесь равных объемов каолинита, хлорита и гидрослюды, $\sigma_M = 2,72 \text{ г/см}^3$, $\omega_{\text{гл}} = 30\%$. Состав гидрослюды задан формулой $\text{K}_2\text{O} \cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$, их плотность принята равной $2,81 \text{ г/см}^3$ при $\omega_{\text{гл}} = 18,6\%$ ($\omega_{\text{гл}}$ – водородный индекс глины).

Для аппаратуры К-7 различие в величинах $\Delta K_{\text{п гл}}$ для разных глин и литотипов пород не превышает 1–2% в единицах $K_{\text{п}}$, поэтому в табл. 3.10 приведены усредненные поправки.

Поправка за глинистость вводится после учета минерального состава пород.

Таблица 3.10

Поправки ($\Delta K_{\text{п гл}}$, %) на влияние глинистости для многозондового прибора К-7

$K_{\text{гл}}$, %	$K_{\text{п}}$ (НК), %					
	10	15	20	25	30	35
10	4,9	5,0	5,0	4,9	4,3	3,4
20	9,4	9,6	9,6	9,4	9,0	8,1
30	13,0	13,3	13,5	13,5	13,6	13,5

3.4.3. Углистость пород. По замедляющим свойствам уголь близок к воде за счет значительного содержания водорода (2,0–5,5% по массе в каменном угле, 5–7% в буром угле и 7–12% в сапропелите против 11% в воде). Точные сведения о составе углистого материала в разрезах нефтегазовых скважин отсутствуют. Можно принять, что в среднем уголь содержит 6% (массовых) водорода. На показания НК влияют также плотность углей и высокое содержание в них углерода, вследствие чего эквивалентное водородосодержание углей увеличивается на 20–30%, то есть

примерно до 7–8% по массе, что лишь ненамного меньше, чем в воде (11%). По этой причине результаты оценки пористости углистых пород по данным НК будут иметь погрешность ΔK_p , примерно равную объемному содержанию углистого материала, то есть НК неэффективен для оценки K_p при углистости более 2–3%. Влияние углистости не может быть исключено и при комплексной интерпретации данных НК и ГГКП, так как оно примерно одинаково для обоих видов исследований. Углистость приурочена лишь к определенным стратиграфическим формациям и чаще всего к сильно глинистым породам, которые могут быть выделены по ГК.

3.4.4. Карбонатность терригенных пород. В диапазоне изменений пористости от 15 до 30% разница значений K_p , определяемых для известняка и песчаника, составляет около 5% абсолютных, а для доломитов и песчаников – 10% абсолютных (см. рис. 3.5). Таким образом, содержание в песчано-глинистом коллекторе 10% кальцита или доломита обусловит погрешность определения K_p соответственно – 0,5 и –1,0% абсолютных. Для полимиктовых песчаников погрешности несколько меньше – соответственно – 0,3 и –0,8% абсолютных. Влияние карбонатности терригенных пород полностью учитывается при комплексной интерпретации данных НК, ГГКП, АК.

3.4.5. Сульфатность карбонатного разреза. При одинаковой пористости показания НГК-60 и ННК_T-50 в ангидрите незначительно завышены относительно известняка (в пересчете на K_p до 1,0% абсолютных). Поэтому небольшие (до 10%) примеси ангидрита практически не сказываются на результатах оценки пористости.

Содержащий химически связанную воду гипс эквивалентен по водородосодержанию известняку с $K_p = 50\%$. На показания НГК и ННК_T дополнительно влияет неодинаковая плотность гипса и пористых пород с таким же водородосодержанием ($\sigma_{\text{гипс}} = 2,32 \text{ г/см}^3$, $\sigma_{\text{изв}} = 1,85 \text{ г/см}^3$ при $K_p = 50\%$). Если среднее содержание по разрезу невелико (до 10%), можно ограничиться учетом лишь связанной воды в гипсе. Погрешность ΔK_p оценки пористости составит – 1% абсолютных на каждые 2% гипса.

3.4.6. Примеси элементов с аномально высоким сечением поглощения тепловых нейтронов.

Примеси содержатся в небольших количествах в скелете и цементе осадочных пород, а также в пластовых флюидах. В первую очередь, это бор и, в отдельных случаях, кадмий, кобальт, иридий и др. В больших концентрациях содержатся в породах элементы с несколько меньшими сечениями поглощения – хлор, железо, калий. Примеси этих элементов служат источ-

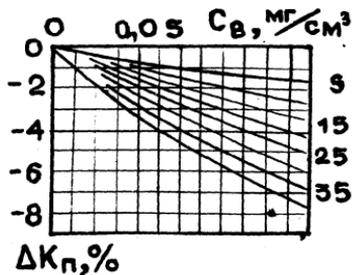
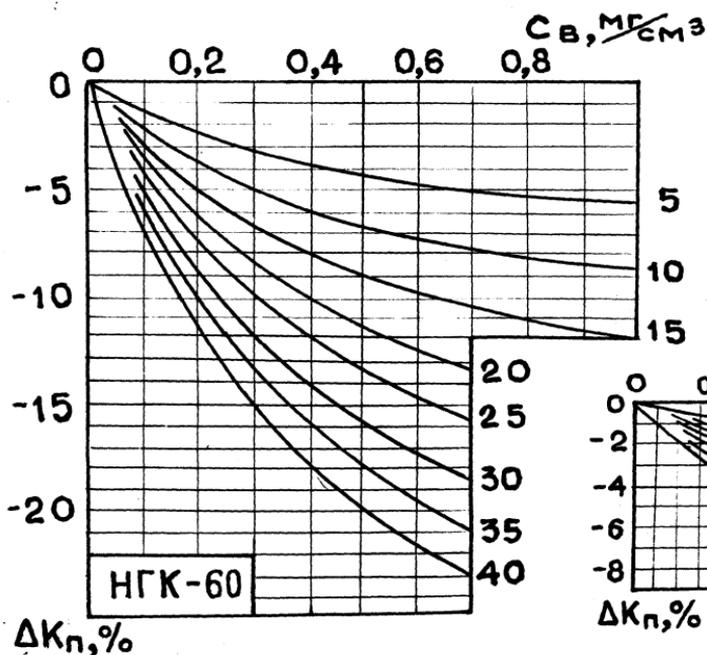
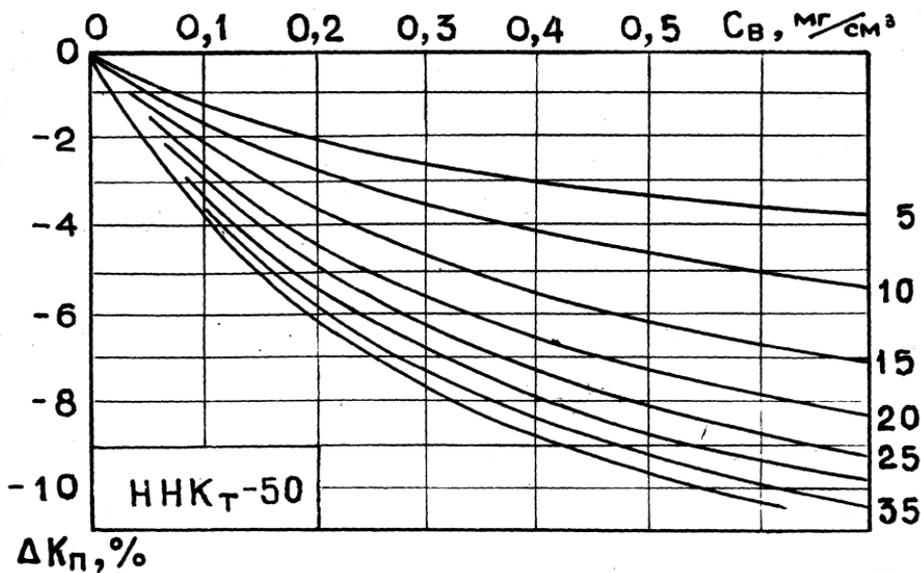


Рис. 3.7. Поправки $\Delta K_{п}$ для серийных однозондовых приборов НК в зависимости от содержания бора в породах в $\text{мг}/\text{см}^3$. Шифр — $K_{п}$ (НК), %.

ником ошибок при определении пористости по показаниям НГК и ННКт. Наличие таких примесей устанавливается по результатам лабораторных исследований пород. Ниже рассмотрено влияние примесей бора и железа (пирита), наиболее часто встречающихся в осадочных бассейнах.

Бор может присутствовать в минеральном скелете, цементе и пластовых водах, чаще всего в глинистых породах, что ведет к занижению показаний НК и завышению определяемых значений K_n . Из рис. 3.7. следует, что при массовом содержании бора 0,01% (примерно 0,2 мг/см³) в пласте с $K_n = 20\%$ погрешность определения пористости составит около 5% от объема пород для однозондового ННКт и 7% для НГК. Для многозондового ННКт влияние бора в 2–3 раза меньше (табл. 3.11).

Таблица 3.11

Поправки (ΔK_n , %) на влияние бора для многозондового прибора ННКт (К-7)

Содержание бора, мг/см ³	K_n (НК), %			
	5	10	20	30
0,1	- 1,0	- 0,5	0,5	1,5
0,2	- 1,5	- 1,0	0,6	2,0
0,3	- 2,0	-1,5	0,5	2,0
0,4	- 2,3	- 2,2	0,4	1,5

Влияние пирита на определяемые значения K_n различно в известняке и кварцевом песчанике. Поправки ΔK_n для известняка существенно меньше, чем для кварцевого песчаника (табл. 3.12), и влиянием примеси пирита с концентрацией до 5% (массовых) можно пренебречь.

3.4.7. Газонасыщенность пород. В газоносных пластах на показания НК влияют два фактора: меньшее водородосодержание и меньшая объемная плотность газоносных пород по сравнению с водоносными. Оба фактора завышают показания НК, то есть уменьшают определяемые значения K_n (НК) по сравнению с истинными. Если K_n (НК) определяется по палеточной зависимости НК с учетом влияния состава породы и глинистости, то для газонасыщенного пласта

$$K_n(\text{НК}) = K_n(1 - K_r) \omega_B + K_n K_r \omega_r - \Delta K_n^G$$

Поправки ($-\Delta K_{\Pi}$, %) на влияние примеси пирита

Метод и аппаратура (А – ДРСТ-3-90, Б – СП-62)	Содержание пирита, % мас- совых	K_{Π} (НК), %			
		5	10	20	30
Кварцевый песчаник					
НГК-60, А, Б	5	2,1	2,6	3,5	4,1
	10	4,1	5,0	6,7	8,0
	15	4,7	6,0	8,5	11,0
ННК _Г -50, А	5	1,0	1,4	2,1	2,3
	10	2,0	2,9	4,1	4,6
	15	3,0	4,2	5,7	6,8
ННК _Г , К-7	5	0,7	1,0	1,5	1,6
	10	1,3	1,7	2,6	3,2
	15	2,0	2,5	3,6	4,4
Известняк					
НГК-60, А, Б	5	0,8	1,2	1,6	1,8
	10	1,5	2,4	3,1	3,5
	15	2,3	3,5	4,4	5,4
ННК _Г -50, А	5	0,6	0,9	1,2	1,4
	10	1,2	1,8	2,8	3,0
	15	1,6	2,6	4,1	4,8

где K_{Γ} – коэффициент газонасыщенности; ω_{Γ} – водородный индекс газа (для метана $\omega_{\Gamma} = 9/4 \sigma_{\Gamma}$, для пресной воды $\omega_{\Gamma} = 1$); ΔK_{Π}^{σ} – поправка на уменьшение плотности газонасыщенного пласта по сравнению с водонасыщенным такого же водородосодержания.

Разница между истинным K_{Π} и измеряемым K_{Π} (НК) значениями пористости газонасыщенной породы составит

$$\Delta K_{\Pi} = [K_{\Pi} - K_{\Pi}(\text{НК})] = K_{\Pi} K_{\Gamma} (\omega_{\text{в}} - \omega_{\Gamma}) + \Delta K_{\Pi}^{\sigma}$$

или в относительных единицах:

$$\Delta K_{\Pi} / K_{\Pi} = K_{\Gamma} (\omega_{\text{в}} - \omega_{\Gamma}) + \Delta K_{\Pi}^{\sigma} / K_{\Pi}$$

Для всех литотипов пород определение $\Delta K_n / K_n$ проводится по единым графикам (рис. 3.8), полученным расчетным путем, входными величинами для которых служат K_r и σ_r (последняя величина для пластовых

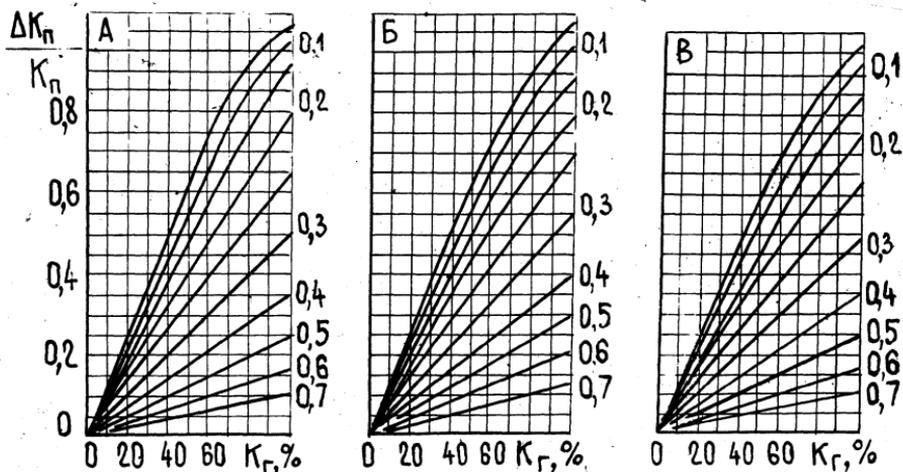


Рис. 3.8. Поправка на влияние газонасыщенности пород для зондов НКт аппаратуры К-7 (А) и ДРСТ-3-90 (В) и зонда НК-60 аппаратуры ДРСТ-3-90 и СП-62 (Б); $d_c=200$ мм, $C_n=C_{n,p}=0$. Шифр кривых — плотность газа в $г/см^3$.

условий оценивается по рис. 2.2). Поправка ΔK_n прибавляется к значению K_n (НК).

3.5. Практическая интерпретация данных нейтронного каротажа.

Интерпретация начинается с проверки качества калибровки аппаратуры, то есть соответствия условной единицы на диаграмме условной единице палетки. Проверка может осуществляться двумя путями:

1) по известным величинам K_n опорных пластов, которыми могут служить ангидриты, карбонатные пласты с минимальной пористостью

($K_p = 0,5-2\%$), каверны в глинистых пластах, любые другие пласты, пористость которых известна, а глинистость или содержание гипса не превышает 2-3%;

2) по расположению массива точек на комплексных палетках НК, ГГКП и АК (см. раздел 6).

По результатам проверки производится корректировка условной единицы.

Интерпретация материалов НК выполняется в следующем порядке:

1) против выбранных пластов берут отсчеты показаний $J_{y.e.}$ или $N_{y.e.}$; показания НГК-60 корректируют на влияние естественной радиоактивности пород;

2) определяют кажущееся значение K_p^K по палетке, выбираемой из приведенных в комплекте, исходя из условий измерений;

3) вносятся поправки в следующей последовательности: за плотность и состав промывочной жидкости, толщину глинистой корки, термобарические условия, литотип пород, глинистость, сульфатность, газонасыщенность и поглощающие свойства (при наличии примесей бора или железа).

3.6. Погрешность определения пористости пород по данным нейтронного каротажа, ограничения области применения.

В табл. 3.13 приведены значения суммарной погрешности определения пористости пород за счет статистических флюктуаций излучения и неконтролируемых изменений технических условий измерений ($\Delta d_c = \pm 1$ см, $\Delta h_{гл. к.} = \pm 0,5$ см, $\Delta h = \pm 0,5$ см, $\Delta \sigma_p = \pm 0,1$ г/см³, $\Delta C_p = \Delta C_n = \pm 20\%$) в неглинистых нефтеводонасыщенных пластах мощностью более 2 м с известным литотипом без примесей гипса и аномальных поглотителей нейтронов.

Таблица 3.13

Погрешности определения пористости пород по результатам нейтронного каротажа за счет статистических флюктуаций и неконтролируемых изменений технических условий

Метод и аппаратура	$K_p, \%$			
	5	15	25	35
ННК _T -50, ДРСТ-3-90	1,68	2,42	2,70	3,08
НГК-60, ДРСТ-3-90, СП-62	1,86	2,32	2,56	3,07
ННК _T (К-7)	1,27	2,06	2,58	3,50

В более сложных геологических условиях погрешности определения по-

ристости пород могут быть больше указанных, что накладывает определенные ограничения на область применения нейтронного каротажа, а именно:

1. В карбонатных отложениях существенную дополнительную погрешность может дать отсутствие точных данных о степени доломитности пород. Даже при учете того, что в реальных условиях различие между известняком и доломитом примерно на 25% меньше расчетного (см. разд. 3.4.1), оно остается достаточно большим – в среднем $\Delta K_n = 3\%$ абсолютных в породах с $K_n = 20-30\%$ для однозондовых измерительных установок и 5–6% для двухзондовых при $d_c = 200$ мм. При увеличении d_c разница увеличивается. Поэтому оценка K_n высокопористых пород без привлечения данных об их составе ненадежна, особенно при использовании двухзондовых систем НК.

2. На результаты, полученные любой модификацией НК и особенно НГК, сильно влияет глинистость. Влияние глинистости на результаты НГК увеличивается при повышении K_n пород. В таких условиях применять НГК-60 для оценки пористости можно при условии учета глинистости с погрешностью не более 3–4% (для НК_Г – 4–6%). Как показано в разделе 5, в кварцевых песчаниках влияние глинистости пород может быть учтено по данным гамма-каротажа с погрешностью $\Delta K_n = \pm 2-3\%$ абсолютных. В полимиктовых песчаниках Западной Сибири определение поправки на влияние глинистости по данным ГК неэффективно (погрешность $\Delta K_n = \pm 5\%$ абсолютных). В карбонатных отложениях к неглинистым можно отнести все пласты, характеризующиеся низкими (фоновыми) значениями ГК. При повышенных значениях ГК в ряде случаев интерпретация становится неопределенной, так как увеличение естественной радиоактивности может быть связано не только с глинистостью, но и с другими причинами (вторичной доломитизацией, содержанием органических остатков и т. д.).

3. На результаты нейтронного каротажа сильно влияет газонасыщенность K_g пород в прискважинной зоне. При 10% погрешности учета K_g в пластах с $K_n = 20\%$ величина ΔK_n составит 2–3% абсолютных. Поэтому оценивать пористость пород при $K_g > 10\%$ только по данным НК нельзя.

4. В углистых пластах возможная погрешность оценки пористости составляет примерно 0,8% абсолютных на 1% объемного содержания угля, то есть в таких случаях применение нейтронного каротажа для оценки K_n нецелесообразно.

5. Результаты определений пористости по нейтронному каротажу ненадежны в загипсованных породах, возможная погрешность составляет $\Delta K_n = 0,5\%$ на 1% содержания гипса.

6. Применение двухзондовых систем НК_Г значительно уменьшает влияние технических условий измерений и поглощающих свойств пород,

однако соответствующие поправки остаются существенными, что требует учета указанных факторов. Влияние геологических факторов — литотипа пород, глинистости, газонасыщенности, сульфатности остается таким же или даже увеличивается по сравнению с однозондовыми приборами.

7. Дополнительные ограничения НГК при его проведении аппаратурой ДРСТ и СП-62 сводятся к следующему:

— в скважинах диаметром 190 мм с сильно минерализованной промысловочной жидкостью оценка пористости по результатам измерений становится невозможной при $K_p > (20-22\%)$, с увеличением диаметра скважин предельное значение K_p уменьшается;

— в пластах без зоны проникновения с $K_p < 15\%$, насыщенных сильно минерализованной пластовой водой, при низкой минерализации промысловочной жидкости определяемые значения пористости завышаются на 2–3%.

4. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

4.1. Зависимость интервального времени от пористости гранулярных сцементированных неглинистых пород.

При определении общей пористости K_p гранулярных сцементированных горных пород по результатам акустического каротажа обычно используется уравнение среднего времени [11], выражающее регистрируемую величину Δt как сумму времен, зависящих от индивидуальных значений Δt_i для каждого компонента породы и объемов этих компонентов:

$$\Delta t = \Delta t_{ж} K_p + \Delta t_{ск} (1 - K_p),$$

где $\Delta t_{ж}$ и $\Delta t_{ск}$ — интервальные времена во флюиде, заполняющем поры, и идеальном непористом и неглинистом минеральном скелете породы. Приведенное уравнение, будучи простым и удобным для расчетов, является не функциональной, а эмпирической зависимостью. Погрешность определения ΔK_p по этому уравнению зависит от выбора величин $\Delta t_{ж}$ и $\Delta t_{ск}$. Последние являются функцией ряда факторов. Например, в алевролите $\Delta t_{ск}$ несколько больше, чем в песчанике, хотя и состоят они из одинаковых минералов; для газонасыщенных пород $\Delta t_{ж}$ ближе к своему значению в воде, чем к интервальному времени в газе. Однако для большинства случаев можно использовать усредненные значения величин $\Delta t_{ск}$ и $\Delta t_{ж}$, при этом погрешность определения K_p редко превышает $\Delta K_p = \pm 2\%$ от объема пород.

В табл. 4.1. приведены значения $\Delta t_{\text{СК}}$ некоторых минералов, входящих в состав осадочных полиминеральных горных пород, полученные на основании обобщения экспериментальных материалов для различных районов земного шара. В полиминеральных породах, при известном содержании минеральных компонентов, используются средневзвешенные по объему значения $\Delta t_{\text{СК}}$ всех минералов

$$\Delta t_{\text{СК}} = \frac{\sum_i \Delta t_{\text{СК}i} V_i}{\sum V_i}$$

где V_i — объем каждого компонента.

Определение $\Delta t_{\text{Ж}}$ пластовых вод (фильтрата) с учетом минерализации, температуры и давления осуществляется по номограмме (рис. 4.1), пользование которой показано пунктирными линиями.

Глубинность исследований АК находится в пределах зоны проникновения, поэтому необходимо знать средневзвешенное значение $\Delta t_{\text{Ж}}$ пластовой

Таблица 4.1.

Значение $\Delta t_{\text{СК}}$ в породообразующих минералах

Минерал	$\Delta t_{\text{СК}}$ мкс/м	Минерал	$\Delta t_{\text{СК}}$ мкс/м
Кальцит	155	Лабрадорит	154
Доломит	142	Пироксены	130—136
Ангидрит	164	Мусковит	170
Гипс	171	Биотит	154
Кварц	170	Серпентин	188
Ортоклаз	150	Галит	221
Микроклин	163	Сильвин	244
Альбит	166	Карналит	256

воды и фильтрата. Эти значения для наиболее часто встречающихся вариантов проникновения приведены в табл. 4. 2. Из таблицы следует, что при проникновении пресного фильтрата в пласты, содержащие пресную или минерализованную ($C_{\text{п}} > 130$ г/л) пластовую воду, можно использовать среднее значение $\Delta t_{\text{Ж}} = 610 \pm 15$ мкс/м. При этом погрешность определения не превышает величину $\Delta K_{\text{п}} = \pm 1,5\%$ (абсолютных) при $K_{\text{п}} = 30\%$ и $\Delta K_{\text{п}} = \pm 1\%$

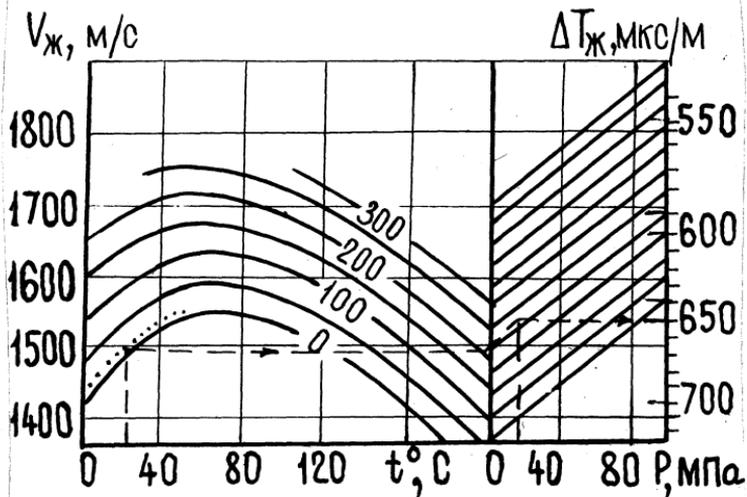


Рис. 4.1. Номограмма определения интервального времени $\Delta t_{ж}$ и скорости ϑ при известных минерализации C_n , давлении p и температуре $t^{\circ}C$ [9]. Шифр кривых C_n , г/л

Таблица 4.2.
Величина $\Delta t_{ж}$ при различном содержании в порах пород пластовых вод и фильтратов промывочной жидкости

Характер проникновения	Δt_v пластовой воды, мкс/м	Δt_f фильтрата, мкс/м	$\Delta t_{ж}$ смеси пластовой воды и фильтрата, мкс/м		
			$K_{во} = 40\%$	$K_{во} = 10\%$	$K_{во} = 25\%$
Пресный фильтрат проникает в пласт, насыщенный высокоминерализованной водой	560	630	600	623	613
Пресный фильтрат проникает в пласт, насыщенный такой же водой	615	630	622	628	625
Высокоминерализованный фильтрат проникает в пласт, насыщенный водой предельной минерализации	560	560	560	560	560

при $K_n < 20\%$. При бурении скважин на сильно минерализованной промывочной жидкости значение $\Delta t_{ж}$ составляет 560 мкс/м независимо от $K_{во}$. Таким образом, при интерпретации допустимо использовать всего два значения $\Delta t_{ж}$: 610 мкс/м для скважин с пресной промывочной жидкостью

и 560 мкс/м для скважин с высокоминерализованной жидкостью. По этим значениям $\Delta t_{ж}$ построены комплексные палетки (раздел 6).

Следует иметь в виду, что в цементированных неглинистых негранулярных породах, например, в мелоподобных и тонкопористых породах, в которых поры имеют в основном изометрическую форму, величина Δt снижается, иногда до значений $\Delta t_{ск}$. Для таких пород уравнение среднего времени для определения K_p не применимо.

4.2. Зависимость интервального времени от пористости глинистых пород

Интервальное время Δt в глинистой породе описывается уравнением:

$$\Delta t = \Delta t_{ск} (1 - K_p - K_{гл}) + \Delta t_{гл} \cdot K_{гл} + \Delta t_{ж} K_p$$

откуда пористость K_p равна:

$$K_p = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} - K_{гл} \cdot \frac{\Delta t_{гл} - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}},$$

где $\Delta t_{гл}$ — интервальное время в глинах данного типа; $K_{гл}$ — коэффициент объемной глинистости.

Степень влияния глинистости на измеряемое значение Δt выражается через $\Delta t_{гл}$ и определяется характером расположения глин в породе. Наиболее распространены следующие виды расположения глин:

1. Глинистые частицы находятся в порах породы. В этом случае они не подвержены действию горного давления и содержат максимально возможное количество связанной воды. Их упругие свойства, с точностью до погрешности измерений, близки к свойствам жидкости, заполняющей поры: $\Delta t_{гл} \approx \Delta t_{ж}$. Для такой глинистости:

$$K_p = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} - K_{гл} = K_p^{AK} - K_{гл}$$

где K_p^{AK} — значение пористости, вычисленное по АК без учета глинистости.

2. Глинистые минералы расположены в виде чередования слоев из основных породообразующих минералов и глинистых минералов (слоистая глинистость). В этом случае глины находятся под действием разности горного и пластового давлений; $\Delta t_{гл}$ для них близко к значениям, измеренным в пластах глин на такой же глубине, и зависит от минерального типа и пористости глин (табл. 4.3.). Предельные средние значения $\Delta t_{гл}$, найденные по этим данным, составляют 217 мкс/м для каолинита, 250 мкс/м

для гидрослюда и 285 мкс/м для монтмориллонита. Пористость пород со слоистой глинистостью определяется по уравнению, приведенному в начале п. 4.2., при этом $\Delta t_{гг}$ берется в зависимости от минерального состава глин.

Таблица 4.3

Изменение величин $\Delta t_{гг}$ и $K_{п}$ глин разного минерального состава с глубиной [10]

Глубина, м	$K_{п}$, %	$\Delta t_{гг}$, мкс/м		
		каолинит	гидрослюда	монтморилло- нит
300	50	450	500	550
1000	30	360	400	430
2000	15	290	330	360
3000	10	260	290	330
4000	7	250	270	310
5000	5	230	260	290

3. Глинистые частицы представлены глинистым цементом (на контактах между зернами породы). Вследствие улучшения сцепления между частицами горных пород глинистость практически не сказывается на результатах АК. Поэтому величину $\Delta t_{гг}$ для этого варианта глинистости можно считать близкой к значению $\Delta t_{ск}$. Для пород с глинистостью такого типа $K_{п} = K_{п}^{AK}$.

4. Структурная (скелетная) глинистость, представленная глинистыми частицами, замещающими отдельные зерна породы или сгруппированными в виде линз, увеличивает скорость распространения (уменьшает Δt) упругой волны вследствие улучшения механического контакта между отдельными зернами и огибания волной глинистых линз. В этом случае, согласно [12], $\Delta t_{гг}$ имеет промежуточное значение между величинами $\Delta t_{гг}$ для рассеянной в порах и слоистой глинистости, а величина $K_{п} = K_{п}^{AK} + SK_{гг}$, где S — коэффициент, зависящий от плотности глин и пористости коллектора.

Следует иметь в виду, что глинистость первого и третьего вида обычно относят к одному типу (дисперсная или рассеянная), тогда как для результатов АК — это два разных типа глинистости, различным образом влияющие на скорость распространения упругой волны.

Таким образом, для определения K_n по данным акустического каротажа необходимо знать не только общую глинистость, но и характер распределения глинистого вещества в породе, а также минеральный состав глин, что затрудняет использование АК. Однако в ряде случаев положение значительно упрощается. Так, например, для сцементированных песчано-глинистых отложений в результате обобщения и анализа геофизического материала выявлена стабильная закономерность характера изменения Δt от объемного содержания глинистых минералов для разных районов страны. В качестве примера на рис. 4.2. разность $\Delta K'_n$ значений пористости, определенных в песчано-глинистых отложениях неокома Западной Сибири по плотностному ГГК, результаты которого в данном случае не зависят от глинистости пород, и по акустическому каротажу без учета глинистости

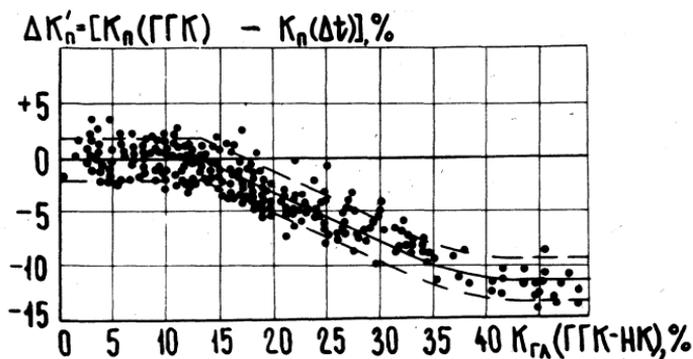


Рис. 4.2. Сопоставление с минеральной глинистостью. Полимиктовые песчаники, неомок, Уренгойское месторождение, глубина залегания 2500–3000 м.

сопоставлена со значениями минеральной глинистости $K_{гг}$, определенными по комплексу ГГК-НК. Рисунок показывает, что при увеличении глинистости от нуля до 13% разность $\Delta K'_n$ находится в пределах погрешности измерений $\Delta K'_n = \pm 2\%$ абс., то есть $K_n^{АК} = K_n$. Можно считать, что при таких значениях $K_{гг}$ глины располагаются на контактах между зернами пород и играют роль цемента. При дальнейшем увеличении разность $\Delta K'_n$ отрицательна и увеличивается с ростом $K_{гг}$, то есть $K_n^{АК} > K_n$. Наклон прямой, усредняющей точки в области $13\% < K_{гг} < 35\%$, характеризуется $\text{tg } \alpha = 0,45$, что соответствует значению $\Delta t_{гг} = 370 \text{ мкс/м}$, существенно большему значению интервального времени для глин на этой глубине (270 мкс/м по данным табл. 4.3.). Можно предположить, что большая часть избытка глин (сверх 13%) относится к слоистому типу, а примерно 30% от величины $(K_{гг} - 13\%)$ находится в порах породы. При $K_{гг} > 40\%$ разность $\Delta K'_n$

становится постоянной. По-видимому в этом случае неглинистые минералы окружены глинистыми. Эта группа пластов соответствует в основном аргиллитам.

По другим районам страны в цементированных песчано-глинистых отложениях получены такие же данные (табл. 4.4), что свидетельствует о единой модели строения этих отложений и возможности использования единой методики интерпретации данных АК в таких условиях.

4.3. Зависимость интервального времени от пористости кавернозно-трещиноватых пород.

При одинаковой величине общей пористости условия распространения

Таблица 4.4.

Граничные значения глинистости $K_{гг}$ (гр) цементированных песчано-глинистых пород и значения $\Delta t_{гг}$ при $K_{гг} > K_{гг}$ (гр)

по разным нефтегазоносным областям

Нефтегазоносная область	Состав песчаников	Глубина залегания, м	Температура, °С	Граничное значение $K_{гг}'$ %	$tg \alpha$ наклона усредняющей прямой	$\Delta t_{гг}'$ отвечающее $tg \alpha = 0,45$, мкс/м
Западно-Сибирская	полимиктовый	2500—3000	70	13	0,45	370
Волго-Уральская	кварцевый	1500—2000	30	13	0,45	370
Днепро-Донецкая впадина	"	4000—5000	120—150	13	0,45	370
Юго-Восточная Туркмения	полимиктовый	3500	120	13	0,45	370

упругой волны в породе зависит от наличия в ней каверн и трещин. Отдельно расположенные каверны характеризуются минимальной, по сравнению с другими пустотами, сжимаемостью, поэтому скорость волны в них больше, а Δt меньше, чем рассчитанное по уравнению среднего времени. Значения Δt , рассчитанные для кавернозных пород, обнаруживают выраженную зави-

симость от отношения длины λ волны к поперечному размеру d отдельных каверн и пор (рис. 4.3.). При $\lambda/d > 128$ (пористая среда) рассчитанное значение Δt в диапазоне пористости 0–15% согласуется с уравнением среднего времени. С уменьшением λ/d интервальное время уменьшается, совпадая со значениями $\Delta t_{СК}$ при $\lambda/d = 8$ (чисто кавернозная среда), то есть в случае редко расположенных пор или каверн большая часть энергии волны распространяется по непористому скелету, минуя каверны.

Для целей практической интерпретации важна нижняя оценка интервального времени Δt в породе с кавернами:

$$\Delta t \geq \Delta t_M \cdot (1 + K_{ПК}/2),$$

где $-\Delta t_M$ – интервальное время в породе такой же пористости, но без каверн; $K_{ПК}$ – величина каверновой пористости.

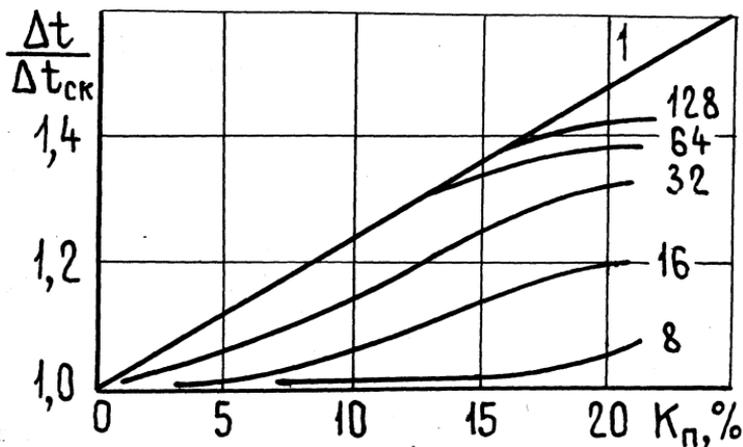


Рис. 4.3. Теоретическая зависимость отношения интервального времени $\Delta t/\Delta t_{СК}$ в каверновой среде от общей пористости и размеров отдельных каверн. Шифр – отношение λ/d . 1 – уравнение среднего времени.

Из последнего неравенства следует, что общая пористость кавернозных пород, определяемая по уравнению среднего времени, занижена. Разность между истинной и вычисленной пористостью больше или равна $K_{ПК}/2$.

Сжимаемость трещин в упругом массиве выше, чем межзерновых пор, поэтому при том же значении общей пористости в трещиноватой среде Δt больше, чем в пористой. При нормальном падении волны на систему трещин справедлива формула:

$$\Delta t = \Delta t_{СК} \cdot (1 - K_{ПТ}) + \gamma \Delta t_{Ж} \cdot K_{ПТ},$$

где $K_{ПТ}$ – трещинная пористость; $\gamma = \frac{\sigma_{СК} \cdot v_{СК}}{2 \sigma_{Ж} \cdot v_{Ж}} + \frac{\sigma_{Ж} \cdot v_{Ж}}{2 \sigma_{СК} \cdot v_{СК}}$;

коэффициент γ меняется в пределах от 1 до 6 в зависимости от соотношения акустических жесткостей $\sigma_{СК} \cdot v_{СК}$ и $\sigma_{Ж} \cdot v_{Ж}$.

Для пористо-трещиноватой породы

$$\Delta t = \Delta t_{Ж} K_{ПМ} + \gamma \cdot \Delta t_{Ж} K_{ПТ} + \Delta t_{СК} (1 - K_{ПМ} - K_{ПТ}),$$

где $K_{ПМ}$ — пористость матрицы.

В условиях естественного залегания пород трещинная пористость составляет 0,2–0,01%, поэтому вкладом среднего члена можно пренебречь и производить определение общей пористости порово-трещинных коллекторов по уравнению среднего времени.

4.4. Учет геологических условий при определении пористости по данным акустического каротажа

При определении $K_{П}$ по уравнению среднего времени вносятся поправки за глубину залегания, нефте- и газонасыщенность пород.

4.4.1. Учет глубины залегания коллекторов.

Скорость распространения упругой волны в осадочных породах зависит от разности горного и пластового давлений. Поэтому при определении $K_{П}$ песчаников по уравнению среднего времени лучшие результаты получают при разности давлений большей 25 МПа, что соответствует глубине погружения около 3000 м. Для других глубин производится учет уплотнения пород-коллекторов по формуле: $K_{П} = K_{П}^{AK} / C_{УПЛ}$, где $K_{П}^{AK}$ — пористость, оцененная по уравнению среднего времени; $C_{УПЛ}$ — коэффициент уплотнения, определяемый для изучаемых отложений эмпирическим путем — сравнением значений $K_{П}^{AK}$, найденных по другим видам керну. Более распространенный путь определения $C_{УПЛ}$ — что интервальные времена в песчаниках и вмещающих их глинах примерно по одному закону. Поэтому можно считать $C_{УПЛ}$

где $\Delta t_{УПЛ. ГЛ}$ — интервальное время в уплотненных глинах табл. 4.3. для глубин более 3000 м; C — эмпирическое значение которой изменяется в различных районах от 0,9 до 1,2

Палетка для определения пористости песчаников и карбонатов по уравнению среднего времени, в том числе с учетом поправки на пористость вмещающих пород, показана на рис. 4.4. Для крепких карбонатов, залегающих на глубинах более 700–1000 м, поправка за уплотнение не вносится, так как по величине она соизмерима с погрешностью в этих породах.

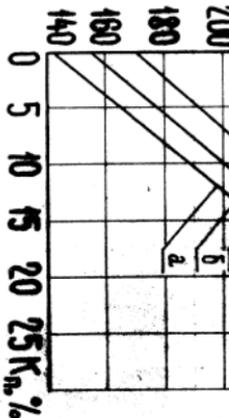
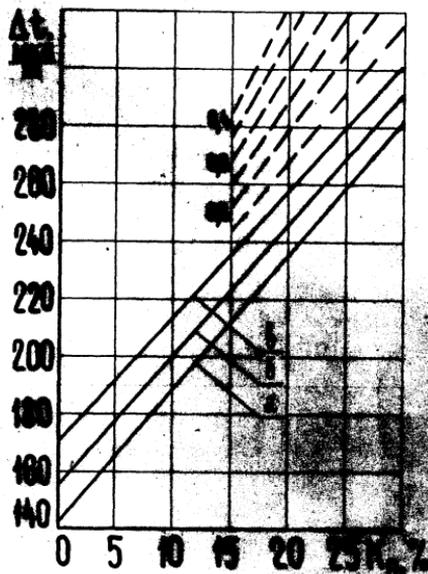


Рис. 4.4. Палетка для определения K_n гранулярных коллекторов по уравнению среднего времени. а — доломит ($\Delta t_{СК} = 142$ мкс/м); б — известняк ($\Delta t_{СК} = 155$ мкс/м); в — песчаник крепкий цементированный ($\Delta t_{СК} = 170$ мкс/м). Шифр — $C_{упл}$



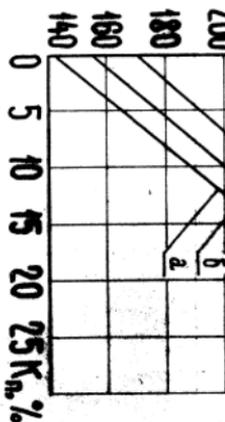
4.4.2. Поправка за нефтенасыщенность.

В крепких цементированных песчаниках и карбонатных породах различной пористости не отмечается заметного увеличения L в нефтяных пластах по сравнению с водоносными. Разница между L в нефтяных и водоносных песчаниках с $K_n > 15\%$ составляет 10–25%. В карбонатных породах эта разница меньше.

При определении K_n по уравнению среднего времени в породах поправка за нефтенасыщенность не вводится; для пористостью 10–25% вычисленное значение K_n уменьшается на 10–25%. Для слабощементированных и высокопористых ($K_n = 30–35\%$) поправочный коэффициент равен 0,9.

4.4.3. Поправка за газонасыщенность.

В высокопористых ($K_n > 15\%$) газонасыщенных песчаниках вследствие влияния газа. Абсолютное значение увеличено вследствие влияния газа. Абсолютное значение увеличено от глубины залегания пород, размеров зоны проникновения газа и различно на разных месторождениях. Для расчета исти газонасыщенных песчаников необходимо умножить значение, получен-



ное по уравнению среднего времени, на коэффициент 0,8–0,9. Точное значение коэффициента определяется экспериментально.

В низкопористых ($K_p < 15\%$) песчаниках и карбонатных породах поправка за газонасыщенность не вводится.

4.5. Погрешность определения пористости пород, ограничения области применения

Акустический каротаж обеспечивает определение общей пористости неглинистых цементированных терригенных и карбонатных нефтегазонасыщенных пород, залегающих на глубинах более 700–1000 м с погрешностью не более $\Delta K_p = \pm 2\%$ абсолютных по уравнению среднего времени, если известен минеральный состав пород и пустотное пространство образовано межзерновыми порами.

В карбонатных порово-трещинных коллекторах с помощью уравнения среднего времени получают значения, близкие к общей пористости с точностью до трещинной составляющей, которая обычно не превышает десятых долей процента.

В каверновых и порово-каверновых породах определяемые по уравнению среднего времени значения пористости занижены, по крайней мере, на половину емкости (пористости) каверн. Это не позволяет определять в них общую пористость, но, с другой стороны, представляет возможность оценки каверновой емкости при комплексной интерпретации материалов АК с данными ГГКП и НК.

Не рекомендуется применять АК для определения пористости пород, залегающих на глубинах менее 700–1000 м, и в случае сильноглинистых ($K_{гл} > 30\%$) пород, когда вводимые поправки становятся соизмеримыми с находимыми величинами пористости.

5. ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ГЛИНИСТОСТИ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГАММА-КАРОТАЖА

5.1. Допустимая погрешность учета глинистости при определении пористости по данным НК, ГГКП и АК.

В табл. 5.1. указана величина допустимой погрешности оценки $K_{ггп}$, при которой погрешность определения $K_{п}$ разными видами ГИС составит только по этой причине $\Delta K_{п} = 1\%$ абсолютных.

Из таблицы следует, что для оценки пористости пород с $K_{ггп} > 13\%$ по данным отдельных видов исследований (кроме ГГКП) с погрешностью $\Delta K_{п} = 2\%$ абсолютных необходимо знать $K_{ггп}$ с погрешностью не более 3—4% абсолютных. При комплексной интерпретации требования к учету глинистости снижаются примерно в 1,5 раза, но и в этом случае они остаются высокими — на уровне $\Delta K_{ггп} = 5\%$.

Таблица 5.1.

Погрешность $\Delta K_{ггп}$ учета глинистости в процентах (абсолютных), обуславливающая абсолютную погрешность определения пористости $\Delta K_{п} = 1\%$ (данные по АК относятся только к песчано-глинистым породам)

Вид исследования, модификация	Аппаратура	Минеральный состав глин		
		каолинит	хлорит	гидролюда
НГК-60	ДРСТ-3-90	1,5	1,5	2,0
ННКт-50	ДРСТ-3-90	2	2	3
2ННКт	К-7	2	2	2
АК	СПАК-2; 4; 6	не зависит от глинистости при $K_{ггп} < 13\%$		
		2	2	2 ($K_{ггп} > 13\%$)
ГГКП	РГП-2	(7-30) в зависимости от $\frac{\sigma_{м}}{\sigma_{ггп}}$		

Принципиальная возможность оценки глинистости пород по данным ГК определяется теснотой связи между их естественной радиоактивностью и глинистостью в конкретных геологических условиях (регион, площадь, горизонт). Дополнительная погрешность оценки $K_{ггп}$ при наличии

такой связи обусловлена техническими факторами: погрешностями калибровки аппаратуры и неполным учетом технических условий измерений.

5.2. Учет технических условий измерения

5.2.1. Параметры ГК и их особенности.

Регистрируемым параметром ГК является мощность экспозиционной дозы гамма-излучения, измеряемая в мкР/ч. Носителями единицы дозы являются радиевые источники (эталоны), аттестованные по радиоактивности с точностью $\pm 7-10\%$. Поэтому погрешность измерений в указанных единицах при тщательной калибровке близка к этому значению, эквивалентному погрешности оценки глинистости пород со слабо радиоактивным скелетом $\Delta K_{гг} = \pm 3\%$ абс. в диапазоне $10\% < K_{гг} < 30\%$. Однако в реальных условиях за счет несовершенства методики калибровки аппаратуры погрешность может быть в 1,5–2 раза большей, что неприемлемо, исходя из требований п. 5.1. Для оценки качества калибровки целесообразно на каждом предприятии провести по 10–15 скважинам анализ выдержанности калиброванных показаний $J - J_{min}$, например, в пластах глин или других пластах с мало меняющейся радиоактивностью.

В настоящее время разрабатывается более совершенная методика калибровки ГК. Однако до ее внедрения, если нет уверенности в надежности получаемых результатов, целесообразно пользоваться методикой двух опорных пластов, когда в качестве калибровочного коэффициента используется разность показаний $J_{гг} - J_{min}$ в пласте глин и пласте с минимальной по разрезу глинистостью. Сами показания при этом преобразуются в безразмерный двойной разностный параметр

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_{per} - J_{min}}{J_{гг} - J_{min}}$$

где J_{per} , J_{min} , $J_{гг}$ — соответственно показанию (в любых единицах — импульсах, мкР/ч, миллиметрах отклонения от нулевой линии) в исследуемом пласте, пласте с минимальной по размеру активностью ($K_{гг} = 0$) и пласте глин с номинальным диаметром скважины.

Дополнительные погрешности, возникающие при использовании методики двух опорных пластов, связаны с возможными вариантами радиоактивности опорных пластов, неидентичностью глин (по минеральному составу, естественной радиоактивности и т. д.) в опорных и исследуемых пластах, что нужно учитывать в каждом конкретном случае, а также с неточным учетом технических условий измерений.

5.2.2. Учет влияния технических условий.

Регистрируемый при ГК поток J_{per} излучения является суммой двух

компонентов: потока $J_{пл}$, поступающего из пласта, и потока J_p , идущего из промывочной жидкости (ПЖ) :

Так как J_p может изменяться, при интерпретации должна использоваться разность $J_{пл} = J_{рег} - J_p$.

Величина $J_{рег}$, а также соотношение компонентов $J_{пл}$ и J_p , кроме радиоактивности $Q_{п}$ пласта и Q_p промывочной жидкости, зависят от условий измерений – диаметра d_c скважины, плотности $\sigma_{об}$ пласта и σ_p промывочной жидкости, положения (эксцентриситета ε) прибора в стволе скважины. Для обеспечения единой методики интерпретации величины $J_{рег}$, $J_{пл}$ и J_p необходимо привести к единым („типовым“) условиям, за которые принимаются: плотность пласта $\sigma_{об} \approx 2,7$ г/см³, диаметр скважины – 190 мм, плотность σ_p промывочной жидкости без утяжелителей – 1,2 г/см³; жидкость нерадиоактивна, прибор прижат к стенке скважины.

Приведенное к единым условиям значение ГК в исследуемом пласте равно: $J_{пл} (прив) = (J_{рег} - J_p) \cdot P_1 \cdot P_2$, где P_1 – коэффициент пересчета $J_{пл}$ от реальных значений d_c и σ_p против исследуемого пласта к типовым значениям (рис. 5.1 и 5.2); $P_2 = \sigma_{об} / 2,7$ г/см³ – коэффициент учёта отличия объемной плотности $\sigma_{об}$ исследуемого пласта от типовой.

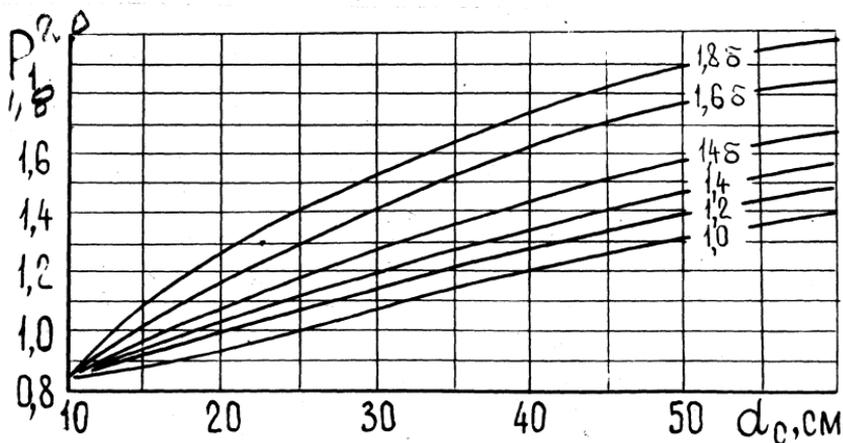


Рис. 5.1. График для определения поправочного коэффициента P_1 . Приборы ДРСТ-3-90 и СП-62 прижаты к стенке скважины. Шифр – σ_p в г/см³, буквой „8“ обозначены промывочные жидкости, содержащие барит.

При определении поправки P_1 следует учитывать, что в относительно ровной части ствола скважины, в том числе и в кавернах большой (7–8 м и больше) протяженности, прибор перемещается по стенке. В кавернах малой протяженности (менее 3–4 м) прибор можно считать центрированным.

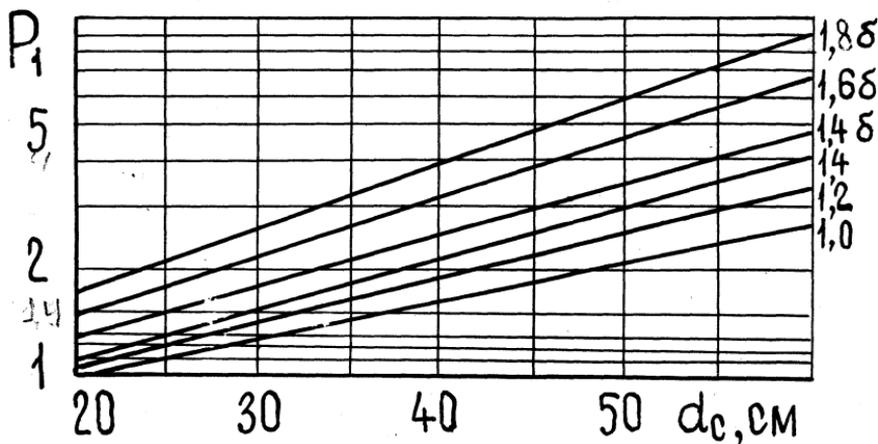


Рис. 5.2. График для определения поправочного коэффициента P_1 . Приборы ДРСТ-3-90 и СП-62 центрированы. Шифр – тот же, что и на рис. 5.1.

Учет влияния радиоактивности промывочной жидкости производится заменой в последней формуле величины J_p величиной $J_{\min} = J_{\text{пл min}} + J_p$, отвечающей однородному опорному пласту с минимальной по разрезу радиоактивностью. Надежные опорные пласты, характеризующиеся колебаниями $J_{\text{пл min}}$ не более $\pm(0,3-0,5)$ мкР/ч, приурочены к карбонатным либо хемогенным (ангидрит, галит) отложениям. Менее устойчивы опорные пласты песчаников, для которых изменения $J_{\text{пл min}}$ составляют $\pm(0,1-0,7)$ мкР/ч вследствие изменения фракционного состава скелета пород.

Если фактические значения d_c и b_p в опорном и исследуемом пластах различаются, то необходимо дополнительно внести поправку в значение

J_{\min} :

$$J_{\min}(\text{прив}) = J_{\min} \cdot \frac{P_3(\text{пласт})}{P_3(\text{оп})}$$

где P_3 коэффициент, учитывающий зависимость вклада радиоактивности промывочной жидкости от диаметра скважины и плотности жидкости (рис. 5.3.).

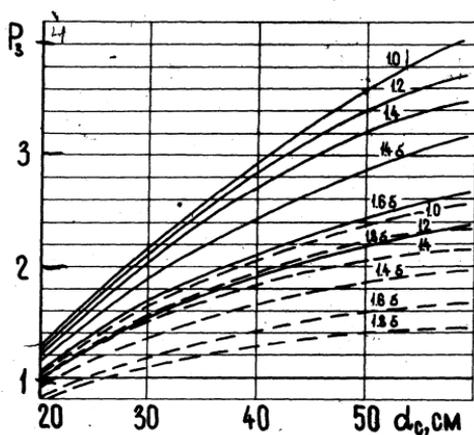


Рис. 5.3. График для определения поправочного коэффициента P_3 на влияние радиоактивности промывочной жидкости в зависимости от диаметра скважины в исследуемых пластах. Сплошные линии — прибор центрирован, пунктир — прижат к стенке. Шифр — тот же, что на рис. 5.1.

В этом случае приведенный параметр ГК равен:

$$J_{\text{пл}} (\text{прив}) = [J_{\text{пер}} - J_{\text{мин}} (\text{прив})] \cdot P_1 \cdot P_2 =$$

$$= [J_{\text{пер}} - J_{\text{мин}} \frac{P_3 (\text{пласт})}{P_3 (\text{оп})}] \cdot P_1 \cdot P_2$$

При использовании двойного разностного параметра, его приведенное значение равно:

$$\Delta J_{\gamma} (\text{прив}) = \frac{J_{\text{пл}} (\text{прив})}{J_{\text{гл}} (\text{прив})} =$$

$$= \frac{[J_{\text{пл}} - J_{\text{мин}} \cdot \frac{P_3 (\text{пласт})}{P_3 (\text{оп})}] \cdot P_1 (\text{пласт}) \cdot P_2 (\text{пласт})}{[J_{\text{гл}} - J_{\text{мин}} \cdot \frac{P_3 (\text{глин})}{P_3 (\text{оп})}] \cdot P_1 (\text{глин}) \cdot P_2 (\text{глин})}$$

Оба параметра $J_{\text{пл}} (\text{прив})$ и $\Delta J_{\gamma} (\text{прив})$ примерно равноценны, если вариации приведенных значений $J_{\text{гл}} (\text{прив})$ радиоактивности глин по разрезу такие же, как погрешность калибровки аппаратуры.

5.3. Связь между естественной радиоактивностью и глинистостью пород в различных геологических условиях

Определение глинистости пород по ГК сводится к сравнению приведенных показаний ГК с зависимостями $J_{\text{пл}}(\text{прив}) = f(K_{\text{гл}})$ или $\Delta J_{\gamma}(\text{прив}) = f(K_{\text{гл}})$. Из-за большого числа геологических факторов, влияющих на естественную радиоактивность пород, эти зависимости не всегда обеспечивают удовлетворительную оценку глинистости: в ряде случаев погрешность оценки $K_{\text{гл}}$ значительно превышает допустимую. Поэтому интерпретации материалов ГК должно предшествовать изучение связей естественной радиоактивности (или показаний ГК) с глинистостью пород.

5.3.1. Основные факторы, определяющие естественную радиоактивность пород.

Радиоактивность осадочных пород обусловлена двумя факторами: сорбцией солей радиоактивных элементов на поверхности зерен породообразующих минералов и присутствием гамма-активных элементов в составе самих минералов. В последнем случае это калий в глинистых минералах и полевых шпатах, торий в акцессорных минералах, элементы уранового ряда в отдельных разностях доломитизированных известняков и карбонатных породах с высоким содержанием органических веществ.

За счет большой удельной поверхности зерен и наличия калия в минеральном скелете глины обладают естественной радиоактивностью на порядок выше по сравнению с кварцевыми песками, карбонатными и хемогенными отложениями. Промежуточными значениями радиоактивности характеризуются алевриты и алевролиты, состоящие из сильно раздробленных кварцевых и полевошпатовых минералов с удельной поверхностью на порядок большей, чем у кварцевого песчаника и карбонатных пород, но меньшей по сравнению с глиной.

В породах, являющихся потенциальными коллекторами, примеси глины находятся в виде тонких прослоев или в рассеянном состоянии в составе цементирующих веществ. Понятие „глинистость” не однозначно: в одних случаях за глинистость принимают содержание $K_{\text{гл1}}$ в породе пелитового материала — частиц размером менее 0,01 мм независимо от их минерального состава (собственно глины, полевой шпат, кварц и др.), в другом — содержание $K_{\text{гл2}}$ глинистых минералов, основной особенностью которых можно считать наличие химически связанной воды, в третьем — (в карбонатных отложениях) содержание $K_{\text{гл3}}$ нерастворимого остатка. Для оценки фильтрационных свойств пород важно знать величину $K_{\text{гл1}}$.

для исправления материалов ГГКП, НК и АК на влияние глинистости — величину $K_{ГЛ2}$. Между величинами $K_{ГЛ1}$, $K_{ГЛ2}$ и $K_{ГЛ3}$ имеется корреляционная связь.

5.3.2. Характер зависимости показаний ГК от глинистости.

Показания $J_{пл}$ (прив) в породах с нерадиоактивным (например, карбонатным) скелетом связаны с глинистостью соотношением $J_{пл}$ (прив) = $J_{мин}$ (прив) + $\theta \cdot K_{ГЛ}$, где $\theta = J_{ГЛ}$ (прив) - $J_{мин}$ (прив).

В единицах двойного разностного параметра эта зависимость имеет вид ΔJ_{γ} (прив) = $C \cdot K_{ГЛ}$, где C — постоянная.

В песчано-глинистых породах с кварцевым скелетом средний размер зерен скелета уменьшается с увеличением глинистости, что объяснимо с точки зрения механизма осадконакопления. Поэтому с ростом $K_{ГЛ}$ показания $J_{ГЛ}$ (прив) увеличиваются одновременно за счет глинистости и за счет увеличения удельной поверхности скелета. Это обуславливает нелинейный характер зависимостей $J_{пл}$ (прив) = $f(K_{ГЛ})$ или ΔJ_{γ} (прив) = $f(K_{ГЛ})$: постепенное уменьшение крутизны с увеличением $K_{ГЛ}$ по мере приближения активности скелета пород к активности глин (рис. 5.4.).

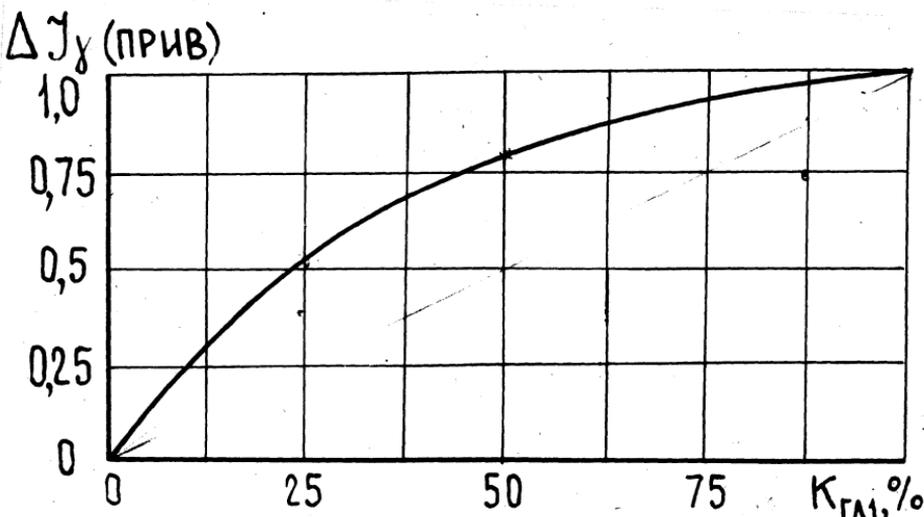


Рис. 5.4. Зависимость показаний ГК от глинистости для кварцевых песчаников (по В. В. Ларионову)

В терригенных разрезах с кварцево-полевошпатовыми песчаниками возможны случаи, когда содержание полевых шпатов монотонно убывает, а кварца растет с увеличением глинистости пород (например, на месторождениях Западной Сибири), и, наоборот, когда содержание полевых шпатов растет, а кварца убывает с увеличением глинистости (например, отдельные горизонты в разрезах месторождений Северо-Западного Казахстана). В первом случае в диапазоне изменений $K_{гг}$ от 0 до 30%, представляющем основной интерес, связь показаний ГК с глинистостью слабая, так как увеличение активности с ростом $K_{гг}$ компенсируется уменьшением содержания полевого шпата. Во втором случае естественная активность пород увеличивается до предельных значений при увеличении глинистости от 0 до 15–20% и почти не изменяется при $K_{гг} > 20\%$. В обоих случаях применение ГК в интегральной модификации, использованной в аппаратуре ДРСТ-3-90, СП-62 и К-7, неэффективно.

В карбонатных отложениях, когда радиоактивность скелета пород остается низкой при любой степени глинистости, показания ГК определяются только содержанием глин. При этом зависимость $J_{гг}$ (прив) = $f(K_{гг})$ линейна. Однако в таких разрезах часто отмечается повышение радиоактивности пород, связанное со вторичной доломитизацией известняков при движении хлормагниевого пластовых вод, скоплениями органики и другими причинами, что может привести к существенным погрешностям при оценке глинистости пород по ГК. Поэтому в каждом регионе связи естественной радиоактивности пород с их глинистостью должны изучаться отдельно по каждому горизонту, представляющему интерес.

5.3.3. З а в и с и м о с т ь $J_{гк} = f(K_{гг})$ по лабораторным данным.

Зависимости $J_{пл} = f(K_{гг})$ чаще всего получают по результатам лабораторных исследований естественной радиоактивности и фракционного состава пород (см. рис. 5.4.). Такие зависимости обычно отражают содержание пелитового материала или нерастворимого остатка (то есть величины $K_{гг1}$ или $K_{гг3}$) независимо от минерального состава, а не минеральную глинистость $K_{гг2}$. Хотя между этими видами глинистости имеется статистическая связь, они не равноценны. Особенно это сказывается при определении глинистости с целью внесения поправки в результаты нейтронного каротажа. При использовании зависимостей нужно учитывать существенное различие лабораторных и скважинных условий, особенно сильно влияющее, если радиоактивность пород в значительной степени обусловлена содержанием калия. При лабораторных измерениях по обычно применяемой методике относительный вклад излучения калия в измеряемое значение естест-

венной радиоактивности примерно в 3 раза меньше за счет неодинаковой геометрии измерений. По этой причине возникает погрешность, иногда качественно меняющая связь между рассматриваемыми параметрами:

1) при исследовании терригенных пород с кварцевым скелетом и глинистым гидрослюдным цементом по лабораторным измерениям вклад излучения поверхности кварцевых зерен, обремененный ураном и радием, завывает относительно вклада глин, содержащих калий, что приводит к кажущемуся ухудшению зависимости между $J_{пл}$ и $K_{гг}$. В условиях скважины соотношение вкладов скелета и глин меняется на обратное и связь между $J_{пл}$ и $K_{гг}$ может быть удовлетворительной;

2) при исследовании полимиктовых пород с высоким содержанием калиевых полевых шпатов радиоактивность скелета пород обусловлена калием, а глин — кроме того, ураном, радием и торием. Лабораторные измерения занижают вклад калия (то есть скелета пород), за счет чего зависимость $J_{пл} = f(K_{гг})$ может быть удовлетворительной. Однако в скважинных условиях вклад калия возрастает и связь между $J_{пл}$ и $K_{гг}$ нарушается.

5.3.4. Построение зависимостей показаний ГК от минеральной глинистости пород по данным НК и ГГКП.

Показания НК существенно зависят от минеральной глинистости пород, которая практически не сказывается на данных ГГКП (см. табл. 5.1.). Разница значений пористости по НК и ГГКП, то есть величина $\Delta K_n = K_n(\text{НК}) - K_n(\text{ГГКП})$, отражает минеральную глинистость пород $K_{гг2}$. Теснота связи ΔK_n и $J_{пл}$ (рис 5.5) характеризует эффективность использования ГК для определения поправки на влияние глинистости и количественно отражает погрешность за счет других факторов, влияющих на результаты ГК. Для кварцевых песчаников и алевролитов в различной степени глинистых 85–90% точек, соответствующих отдельным пластам, укладывается на графике (рис. 5.5, А) в полосу погрешности $\Delta K_n = \pm (2,5-3)\%$ абсолютных. Это значение отвечает погрешности определения пористости по комплексу ГК-НГК-60 и может считаться приемлемым. При отсутствии поправки на влияние глинистости погрешность определения K_n по НК в сильноглинистых пластах увеличивается до 10–15% абсолютных, то есть НГК отражает в основном не K_n , а $K_{гг}$. Для кварцево-полевошпатовых песчаников (рис. 5.5, Б) 85–90% точек находится в пределах полосы погрешности $\Delta K_n = \pm 5\%$ абсолютных, что вдвое больше, чем для кварцевых песчаников. Величина $\Delta K_n = \pm 5\%$ является в данном случае по-

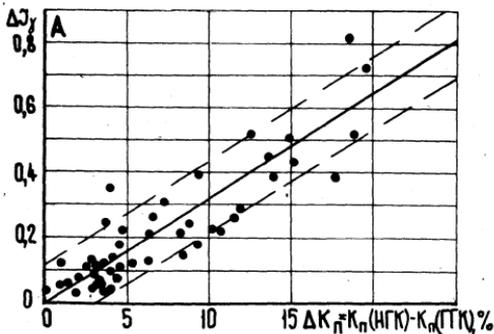
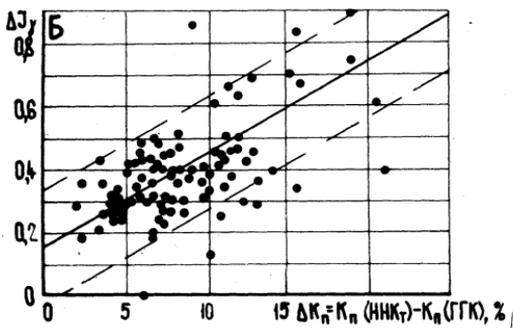


Рис. 5.5. Зависимость ΔJ_{γ} (прив) от $\Delta K_{п}$, характеризующей минеральную глинистость, в случае кварцевого (А) и кварцево-полевошпатового (Б) скелета пород.



грешностью определения пористости пород по комплексу ГК-ННКТ-50, что неприемлемо для решения практических задач.

Аналогичная методика используется при определении поправки за глинистость в показания АК (см. рис. 4.2.). Ограничение методики заключается в необходимости точного знания минеральной плотности скелета пород. Поэтому методика достаточно эффективна в терригенных разрезах и не всегда может быть использована в карбонатных отложениях.

6. КОМПЛЕКСНАЯ КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАДИОАКТИВНОГО И АКУСТИЧЕСКОГО КАРТАЖА С ЦЕЛЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ И ЛИТОЛОГИИ ПОРОД

6.1. Комплект палеток и условия их применения.

Пористость полиминеральных карбонатных и терригенных пород, в том числе глинистых, определяется с помощью палеток, построенных для парных комплексов ГГКП-НК, НК-АК и ГГКП-АК. Комплект этих палеток

включен в наставление. Входными параметрами палеток являются объемная плотность пород $\sigma_{об}$, интервальное время Δt , показателя нейтронного каротажа в обратных условных единицах J_{ye}^{-1} ($N_{y.e.}^{-1}$) для однозондовой аппаратуры ДРСТ-3-90 и СП-62, значения пористости K_n^k , получаемые аппаратурой К-7. Для интерпретации материалов в карбонатном разрезе одновременно используются три палетки (рис. 6.1.). В терригенных разрезах предпочтение отдано ГГКП-НК, позволяющему определить K_n и $K_{гл}$:

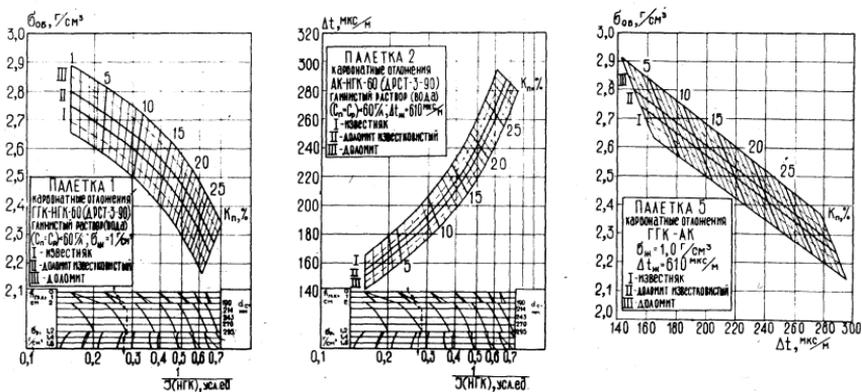


Рис. 6.1. Комплект комплексных палеток ГГКП-НК, НК-АК и ГГКП-АК для карбонатных отложений

В комплекте представлены палетки, включающие акустический каротаж в комплексе с НК, предназначенные для выделения в разрезе слабоглинистых песчаных пластов и определения их пористости. Палетки пригодны только для цементированных песчаников. В комплект включена палетка для определения литотипа песчано-алевритовых пород кварцевого состава по комплексу ГК-ГГКП-НГК, позволяющая выделять в разрезе песчаники крупно- и мелкозернистые, алевриты крупно- и мелкозернистые и аргиллиты.

Выбор палеток производится в соответствии с условиями проведения

ГИС. Для этой цели в комплекте имеется лист 11 с номерами комплексных палеток для различных геолого-технических условий проведения ГИС. Палетки рассчитаны для следующих условий измерений:

- тип породы: карбонатная, песчаник кварцевый и полимиктовый;
- диаметр скважины: 190–295 мм;
- тип промывочной жидкости: глинистая либо вода, известково-битумная и инвертно-эмульсионная;
- минерализация промывочной жидкости: до 60 г/л, от 60 до 130 г/л, больше 130 г/л. Этим значениям минерализации соответствуют удельные сопротивления жидкости при температуре + 18°C: большие 0,2 Ом·м, от 0,1 до 0,2 Ом·м и меньшие 0,1 Ом·м, соответственно;
- тип аппаратуры НК: ДРСТ-3-90, СП-62 и К-7;
- модификация зонда НК: НГК-60, ННКт-50 и 2ННКт.

При построении палеток учтены реальные погрешности измерения $\sigma_{об}$, Δt и $J(N)$ аппаратурой РГП-2, СПАК-2; 4; 6, ДРСТ-3-90 и СП-62: объемной плотности $\Delta \sigma = \pm 3,03 \text{ г/см}^3$; интервального времени $-\Delta(\Delta t) = \pm 5 \text{ мкс/м}$; плотности потока излучения, регистрируемого при НК, $-\Delta(J_{y.e.}) = \pm 5\%$. С учетом этих погрешностей карбонатные породы расчленены на литологические разности в пределах полос, соответствующих по ширине погрешности измерений: известняк (полоса I на рис. 6.1.), содержащий доломита менее 33%; доломит известковистый (полоса II), в котором доломит содержится в пределах от 33 до 66%; доломит (полоса III) с содержанием собственно доломита от 66 до 100%. На палетках для терригенных пород указаны значения общей пористости K_n и объемной глинистости $K_{гл}$. Погрешность определения K_n задается точностью оценки типа глинистого цемента — каолинитового, хлоритового или гидрослюдного, погрешность оценки $K_{гл}$ не зависит от типа глинистого цемента.

6.2. Определение пористости и литотипа карбонатных пород.

6.2.1. Интерпретация данных комплекса ГГКП, НК, АК.

Интерпретация выполняется в следующем порядке:

1. В соответствии с требованиями разделов 2–4 для интерпретируемых пластов определяются геофизические параметры $\sigma_{об}$, $J_{y.e.}^{-1} (N_{y.e.}^{-1})$ и Δt ; устанавливают (по заголовкам кривых) тип и плотность промывочной жидкости, а по величине удельного сопротивления — ее минерализацию; по кривой кавернометрии оценивают толщину глинистой корки $h_{гл.к.}$.
2. По значению минерализации промывочной жидкости выбирается

комплект палеток для парных комплексов ГГКП-НГК, НГК-АК и ГГКП-АК с учетом типа аппаратуры НК.

3. На прозрачный бланк с осями координат, соответствующими осям палеток, наносят точки с координатами $\sigma_{об}$, Δt и $1/J_{y.e.}$ ($1/N_{y.e.}$). В показания нейтронного каротажа вносятся поправки за плотность промысловой жидкости σ_p , диаметр скважины d_c и толщину глинистой корки $h_{г.л.к.}$. Порядок введения поправок показан на палетках, при этом следует иметь в виду, что при введении поправок за $h_{г.л.к.}$ и σ_p толстые линии соответствуют поправкам для $d_c = 190-245$ мм, тонкие — для $d_c = 265-295$ мм; для $d_c = 245-265$ мм следует использовать среднее значение.

4. Бланки с нанесенными точками совмещают с соответствующими палетками. Допускается корректировка масштаба НК перемещением бланка относительно осей палетки до совмещения показаний в опорных пластах с сеткой палеток. В качестве опорных могут быть использованы любые пласты с известной литологией.

5. По расположению точек относительно палеток определяют пористость и литологию пласта по каждому комплексу:

- $K_{п1}, Л_1$ — по первому комплексу (ГГКП-НГК);
- $K_{п2}, Л_2$ — по второму комплексу (НГК-АК);
- $K_{п3}, Л_3$ — по третьему комплексу (ГГКП-АК).

Наиболее вероятные значения общей пористости $K_{п}$, каверновой пористости $K_{пк}$ и литотип пластов находится по соотношению величин $K_{п1}, K_{п2}, K_{п3}, Л_1, Л_2, Л_3$ с помощью таблицы, включенной в комплект палеток, (лист 12).

6.2.2. Критерии комплексной интерпретации для карбонатных отложений.

Погрешности $\Delta K_{п}$ определения пористости за счет нестандартности приборов, статистических флуктуаций и методических ошибок примерно одинаковы для ГГКП, НК и АК и составляют $\pm 2\%$ абсолютных. Поэтому при сопоставлении значений $K_{п}$, полученных с помощью парных комплексов, рассматриваются различия, превышающие эту величину. Ниже оценивается влияние глинистости, ангидритизации, загипсованности и структуры порового пространства на результаты каждого парного комплекса:

1. В „чистых“ (без примесей) карбонатных разностях с межзерновой пористостью комплекс ГГКП-НГК-АК позволяет определить пористость и состав пород по любой из трех палеток. При этом значения $K_{п1}, K_{п2}$ и $K_{п3}$ равны между собой в пределах погрешности $\Delta K_{п} = \pm 2\%$ абсолютных, состав пород по всем трем парным комплексам совпадает.

ского яруса представлены известняками, намюрского — в основном доломитами. В рассматриваемой части разреза выделено 15 пластов, параметры которых приведены в табл. 6.1. В соответствии с условиями измерений — $d_c = 190$ мм, глинистая промывочная жидкость с плотностью $1,2$ г/см³ и удельным сопротивлением $1,5$ Ом·м при температуре $+18^\circ\text{C}$, кривая НГК зарегистрирована прибором ДРСТ-3-90 — для интерпретации выбраны палетки 1, 2 и 5 (листы 13, 14, 17). Результаты интерпретации по трем парным комплексам приведены на рис. 6.3 — 6.5 и в табл. 6.1.

Ниже рассмотрены характеристики отдельных пластов:

Пласт 1 ($\sigma_{об} = 2,52$ г/см³, $\Delta t = 205$ мкс/м, $1/J_{y.e.} = 0,425$). По комплексу ГГКП-НГК пласт характеризуется как доломит известковистый с $K_{п1} = 14,5\%$; по комплексу НК-АК — как доломит с $K_{п2} = 13,5\%$ и по комплексу АК-ГГКП — как известняк с $K_{п3} = 1\%$. Такая литологическая характеристика соответствует VI группе критериев. При этом $K_{п1} > K_{п3}$ и величина $\Delta K_{п} = (K_{п1} - K_{п3}) = 3,5\%$, что отвечает третьему варианту интерпретации. Пласт оценен как глинистый известняк. Общая пористость определена по объемной плотности при $\sigma_M = 2,71$ г/см³ и равна $11,2\%$. Глинистость пласта составляет $15-20\%$.

Пласт 2 ($\sigma_{об} = 2,63$ г/см³, $\Delta t = 210$ мкс/м, $1/J_{y.e.} = 0,476$). На палетке первого комплекса точка, соответствующая этому пласту, располагается выше сетки; на палетке второго комплекса — ниже ее; на палетке третьего комплекса пласт оценен как доломит с $K_{п3} = 15\%$. Сочетание данных, полученных по разным комплексам, соответствует VIII группе критериев. Литологическую принадлежность пласта оценить трудно; по данным ГК пласт представлен глинистыми карбонатными разностями. Его пористость ($K_{п} = 7\%$) оценена исходя из минеральной плотности $\sigma_M = 2,75$ г/см³, представляющей среднюю величину для известняка и известковистого доломита. Глинистость пласта более 30% , что не противоречит кривой ГК.

Пласт 4 ($\sigma_{об} = 2,27$ г/см³, $\Delta t = 240$ мкс/м, $1/J_{y.e.} = 0,454$). На палетке первого комплекса точка, соответствующая этому пласту, располагается ниже сетки для карбонатных пород. Пласт оценен как песчаник с общей пористостью равной 24% .

Пласты 5, 6, 7, 9, 10 башкирского горизонта и пласт 12 намюрского горизонта по всем парным комплексам имеют одинаковую литологическую характеристику при $(K_{п1} - K_{п3}) \leq 1\%$. По результатам интерпретации они отнесены к известнякам, а пласт 12 — к доломитам. Пористость всех пластов определена как среднее из трех значений $K_{п} = (K_{п1} + K_{п2} + K_{п3}) \cdot 1/3$.

Пласт 8 ($\sigma_{об} = 2,22$ г/см³, $\Delta t = 245$ мкс/м, $1/J_{y.e.} = 0,594$). По ре-

Пример комплексной интерпретации в карбонатных отложениях

№№ пла- стов	Интервал пластов, м	Исходные данные							
		σ (ГГКП) г/см ³	$\Delta \sigma$ (ГК) г/см ³	$\sigma_{об}$ г/см ³	J_{γ} мкР/ч	J_e у. е.	$J_{y.e.}^{-1}$ у.е.	Δt мкс/м	$h_{г.д.к.}$ см
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1205,0–1206,0	2,49	0,03	2,52	5	2,35	0,425	205	0,5
2	1213,0–1215,0	2,58	0,05	2,63	7,6	2,1	0,476	210	–
3	1218,8–1229,4	2,42	0,02	2,44	3,5	2,39	0,419	215	1
4	1220,4–1222,4	2,26	0,01	2,27	3,6	2,2	0,454	240	1
5	1239,6–1241,2	2,54	0,02	2,56	3,4	3,34	0,30	188	1
6	1246,8–1248,6	2,62	0,02	2,64	2,2	4,7	0,212	172	–
7	1250,0–1250,8	2,29	0,00	2,29	2,4	1,76	0,567	258	2
8	1256,0–1257,8	2,22	0,00	2,22	2,4	1,68	0,594	245	2
9	1257,8–1260,0	2,64	0,01	2,65	2,2	4,12	0,243	180	–
10	1271,6–1273,4	2,60	0,01	2,61	1,7	4,3	0,232	180	–
11	1284,6–1287,2	2,73	0,03	2,76	3,7	3,60	0,277	155	–
12	1291,8–1293,8	2,80	0,03	2,83	2,1	5,1	0,196	152	–
13	1297,4–1299,4	2,67	0,03	2,70	3,6	2,9	0,344	162	–
14	1308,8–1310,0	2,32	0,01	2,33	3,4	1,59	0,630	225	2
15	1311,2–1314,2	2,41	0,02	2,43	3,6	1,76	0,567	207	2

Примечание: J в условных единицах с поправкой на естественную радиоактивность.

Результаты интерпретации данных отдельных комплексов						Результаты комплексной интерпретации						
ГГКП-НГК		НГК-АК		ГГКП-АК		сочетание вариантов		характеристика пласта				
K _{п1'} %	расположение относительно палетки, литология, Л ₁	K _{п2'} %	расположение относительно палетки, литология, Л ₂	K _{п3'} %	расположение относительно палетки, литология, Л ₃	группа	вариант	K _{п'} %	K _{пк} %	литология	структура порового пространства	содержание глини
1	14,5 дол-т изв-ый	13,5 доломит	11,0 известняк	V I	3	11,2	—	изв-к гл-ый	поровая	15-20		
2	— выше	— ниже	15,5 доломит	VIII	1	7	—	глые карбонаты	поровая	30		
3	15,2 известняк	14,2 дол-т изв-ый	12,5 известняк	III	1	13,5	—	известняк	поровая	—		
4	— ниже	17,5 известняк	— ниже	—	—	24	—	песчаник	—	—		
5	8,0 известняк	7,8 известняк	7,0 известняк	1	1	7,6	—	известняк	поровая	—		
6	4,3 известняк	4,3 известняк	3,8 известняк	1	1	4,1	—	известняк	поровая	—		
7	23 известняк	22,5 известняк	22,2 известняк	1	1	22,5	—	известняк	поровая	—		
8	26,5 известняк	21,8 доломит	— ниже	X I	1	26,5	6,0	известняк	порово-каверновая	—		
9	6,2 известняк	6,2 известняк	6,5 известняк	1	1	6,3	—	известняк	поровая	—		
10	5,8 известняк	5,8 известняк	5,5 известняк	1	1	5,7	—	известняк	поровая	—		
11	7,5 доломит	— ниже	1,5 дол-т изв-ый	X	1	7,5	5,5	доломит	каверновая	—		
12	3,4 доломит	2,3 доломит	2,2 доломит	1	1	2,6	—	доломит	поровая	—		
13	10,3 доломит	— ниже	2,0 известняк	X	1	10,3	8,8	доломит	каверновая	—		
14	25,4 дол-т изв-ый	— ниже	— ниже	XII	1	25,4	10	дол-т изв-ый	порово-каверновая	—		
15	20,7 дол-т изв-ый	— ниже	— ниже	XII	1	20,7	8,2	дол-т изв-ый	порово-каверновая	—		

зультатам первого комплекса пласт характеризуется как известняк с $K_{п1} = 26,5\%$; по второму комплексу — как доломит с $K_{п2} = 21,8\%$; по третьему комплексу точка, соответствующая этому пласту, располагается ниже сетки. По сочетанию полученных данных пласт соответствует X1 группе и оценен как известняк с общей пористостью 26,5% с порово-каверновой структурой порового пространства. Каверновая пористость его $K_{пк} = K_{п} - K_{п}(AK) = 6\%$.

Пласты 11 и 13 ($\sigma_{об} = 2,76$ и $2,7$ г/см³, $\Delta t = 155$ и 162 мкс/м, $1/J_{у.е} = 0,277$ и $0,344$ соответственно). По первому комплексу эти пласты оцениваются как доломиты с $K_{п1} = 7,5$ и $10,3\%$; по второму комплексу точки, отвечающие этим пластам, располагаются ниже сетки; по третьему комплексу пласт 11 оценивается как доломит известковистый с $K_{п3} = 1,5\%$, а пласт 13 — как известняк с пористостью $K_{п3} = 2\%$. Для этих пластов значения $\Delta K_{п} = 6$ и $8,3\%$. Приведенные данные отвечают первому варианту X группы, пласты оценены как доломиты с каверновой структурой порового пространства. Их общая пористость равна $K_{п1}$ и составляет соответственно 7,5 и 10,3%. Каверновая пористость равна 5,5 и 8,8% соответственно.

Пласты 14 и 15 ($\sigma_{об} = 2,33$ и $2,43$ г/см³, $\Delta t = 225$ и 207 мкс/м, $1/J_{у.е.} = 0,63$ и $0,567$ соответственно). По данным первого комплекса пласты характеризуются как доломит известковистый с $K_{п1} = 25,4$ и $20,7\%$; по данным второго и третьего комплексов точки, отвечающие названным пластам, располагаются ниже сетки. По сочетанию характеристик эти пласты относятся к XII группе. Литологическая принадлежность пластов данной группы однозначно не оценивается. Они могут быть представлены или известковистыми доломитами с порово-каверновой структурой порового пространства, для которых $K_{п} = K_{п1} = 25,4$ и $20,7$, а $K_{пк} = 10$ и $8,2\%$, или загипсованными известняками с $K_{п} = 23,2$ и $19,0\%$ и содержанием гипса до 20–25%. Такое большое содержание гипса в рассматриваемом разрезе сомнительно, поэтому более вероятен первый вариант интерпретации. Важно отметить малое различие значений $K_{п}$, определенных по обоим вариантам, один из которых отмечает очень большое содержание гипса.

6.3. Определение пористости и глинистости водонефтенасыщенных песчано-алевролитовых пород по комплексу ГГКП-НК

6.3.1. Порядок интерпретации:

1. Для интерпретируемых пластов берутся отсчеты $\sigma_{об}$ и $1/J_{у.е.}$ на кривых ГГКП и НК; оценивается тип, плотность и минерализация промывочной жидкости.

2. По значениям плотности и минерализации промывочной жидкости,

минеральной плотности скелета породы выбирается палетка, соответствующая типу применяемой аппаратуры и модификации зонда НК.

3. Отсчеты $1/J_{у.е.}$ корректируются по номограмме, помещенной в нижней части палетки, на влияние плотности промывочной жидкости, диаметра скважины и глинистой корки.

4. На прозрачный бланк с осями координат, соответствующими осям палетки, ^{а также пластам} наносятся точки со значениями $\sigma_{об}$ и $1/J'_{у.е.}$ интерпретируемых пластов, с минимальной естественной радиоактивностью ($1/J'_{у.е.}$ — показания НК, скорректированные на влияние условий измерений).

5. Если σ_M исследуемых пород соответствует палеточным, лист кальки с массивом точек накладывается на выбранную палетку и при необходимости корректировки масштаба НК перемещается вдоль ее оси абсцисс до совпадения крайних левых точек, отвечающих пластам с минимальной естественной радиоактивностью, с линией $K_{гл} = 0$ или линией $K_{гл\ min'}$ отвечающей минимальной глинистости пород, известной по геологическим данным; если минеральная плотность изучаемых пород отличается от σ_M , для которых построены палетки, на величину $\Delta \sigma_M = \pm 0,03 \text{ г/см}^3$, лист кальки с массивом точек необходимо сдвинуть по оси ординат на величину $\Delta \sigma$, и затем уже, при необходимости, производить корректировку масштаба НК, как указано выше.

6. Берется отсчет значений K_p и $K_{гл}$ для каждого пласта. Палетки могут использоваться при каолиновом, хлоритовом, гидрослюдном и смешанном типе глин. Если глинистость невелика ($K_{гл} < 15\%$), незнание типа глин не влечет большой погрешности определения K_p (в этом случае целесообразно принять смешанный тип глинистости); при $K_{гл} > 20\%$ необходим учет типа глин.

6.3.2. Пример определения пористости и глинистости терригенных пород.

Пример показан на рис. 6.6.

Песчано-алевритовые отложения нижнего карбона имеют кварцевый состав, их минеральная плотность — $2,67 \text{ г/см}^3$, цемент глинистый, каолиново-гидрослюдный с минеральной плотностью $2,74 \text{ г/см}^3$. Комплекс ГИС выполнен на глинистой промывочной жидкости плотностью $1,2 \text{ г/см}^3$ и удельным сопротивлением $\rho_c = 1,25 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при $t^\circ = 18^\circ \text{С}$. Диаметр скважины $d_c = 190 \text{ мм}$. Стандартный РК, включающий НГК-60, выполнен аппаратурой ДРСТ-3-90.

В показанном примере для интерпретации выделено 23 пласта, параметры которых приведены в табл. 6.2. Перечисленные условия измерений и смешанный тип глинистости отвечают палетке 20 комплекта. При нане-

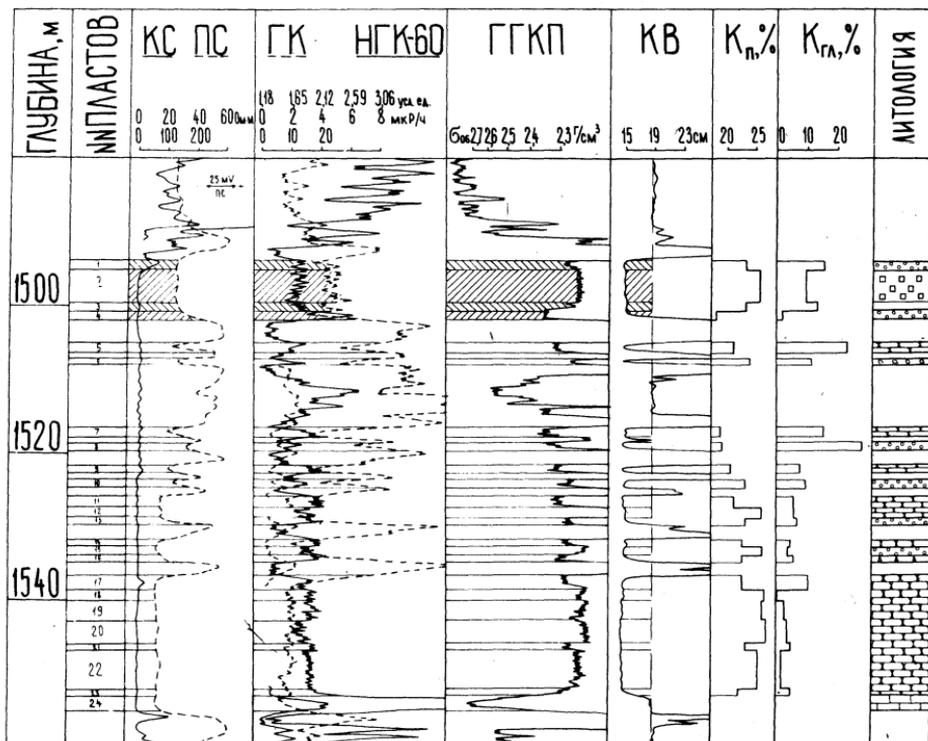


Рис. 6.6. Пример выделения пластов и результаты интерпретации данных комплекса ГГКП-НГК-ГК в песчано-алевроитовых породах кварцевого состава
Условные обозначения те же, что на рис. 6.2.

Параметры пластов, выделенных для интерпретации на рис. 6.6.

№№ пластов	Интервал пласта, м	$\sigma_{об}$, г/см ³	J с учетом ГК уе.	J _{ГК'} МКР/ч	$\frac{1}{J}$	ΔJ_{δ} (прив) при $J_{min}=1,4$ мкР/ч	г.л.к. см	K _{Г'} %	K _{Гл'} %	$\sigma_{Гл}=2,74$	Литология
										$\sigma_{об}$	
1	1494,0–1495,2	2,28	1,60	4,6	0,625	0,246	2,0	23,5	16	1,19	песчаник мкз
2	1495,2–1499,6	2,24	1,60	4,8	0,625	0,262	2,0	25,8	10	1,21	алевролит крпз
3	1499,6–1500,8	2,28	1,65	4,2	0,621	0,215	2,0	23,5	14	1,19	песчаник крпз
4	1500,8–1502,0	2,36	2,46	3,0	0,407	0,123	2,0	18,5	2	1,15	песчаник мкз
5	1505,0–1506,5	2,32	1,54	5,2	0,649	0,292	2,0	21,3	24	1,17	песчаник крпз
6	1507,4–1508,2	2,27	1,62	5,5	0,617	0,315	2,0	24,2	12	1,20	алевролит крпз
7	1516,6–1518,0	2,35	1,85	3,2	0,541	0,138	2,0	19,2	16	1,16	песчаник крпз
8	1518,8–1519,8	2,35	1,55	6,4	0,644	0,385	2,0	19,4	29	1,16	песчаник мкз
9	1521,8–1523,0	2,32	1,93	3,0	0,518	0,123	2,0	20,9	8	1,17	песчаник крпз
10	1523,8–1524,8	2,28	1,73	4,1	0,578	0,208	2,0	23,4	10	1,19	песчаник мкз
11	1526,0–1527,5	2,31	1,97	1,9	0,508	0,038	2,0	21,5	6	1,18	песчаник крпз
12	1527,5–1529,0	2,23	1,68	2,4	0,595	0,077	2,0	26,2	6	1,22	песчаник крпз
13	1529,0–1530,0	2,28	1,80	4,3	0,556	0,223	2,0	23,5	7	1,19	песчаник мкз
14	1531,9–1532,9	2,29	1,94	2,4	0,515	0,077	2,0	22,8	5	1,19	песчаник крпз
15	1532,9–1534,2	2,23	1,76	3,1	0,568	0,131	2,0	26,3	4	1,22	песчаник мкз
16	1534,2–1535,0	2,29	1,90	6,0	0,527	0,354	2,0	22,9	6	1,19	алевролит мкз
17	1536,8–1538,6	2,29	1,73	2,2	0,577	0,062	2,0	22,9	11	1,19	песчаник крпз
18	1538,6–1540,2	2,22	1,88	1,9	0,532	0,038	2,0	27,0	0	1,23	песчаник крпз
19	1540,2–1543,0	2,23	1,87	2,1	0,535	0,054	2,0	26,3	3	1,22	песчаник крпз
20	1543,0–1546,0	2,22	1,71	2,1	0,585	0,054	2,0	27,0	4	1,23	песчаник крпз
21	1546,0–1547,0	2,28	1,86	1,9	0,539	0,038	2,0	23,5	5	1,19	песчаник крпз
22	1547,0–1552,2	2,24	1,86	1,8	0,539	0,031	2,0	25,6	2	1,21	песчаник крпз
23	1552,2–1553,0	2,30	1,97	2,1	0,507	0,054	2,0	22,3	5	1,18	песчаник крпз

сении точек на бланк выполнена корректировка НГК на толщину глинистой корки. Основная масса точек удовлетворительно располагается в пределах сетки (рис. 6.7). Пористость и глинистость каждого пласта оценена по расположению точки, соответствующей пласту, на палетке. Ниже, на примере некоторых пластов, рассмотрен порядок оценки емкостных свойств пород.

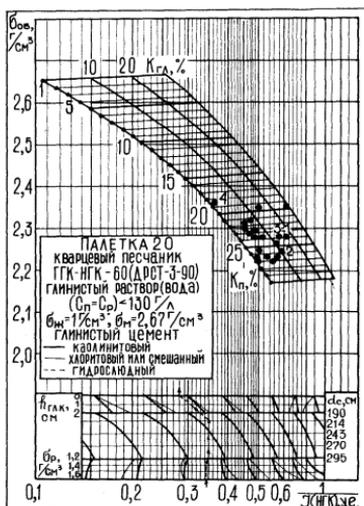
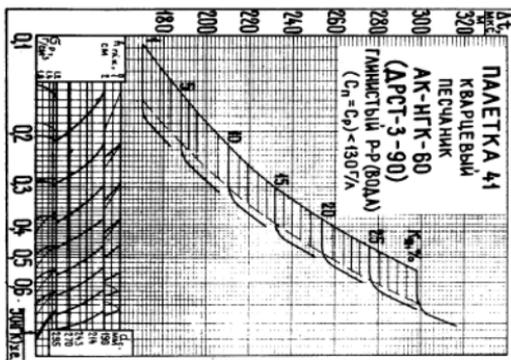


Рис. 6.7. Расположение точек, отвечающих значениям $C_{об}$ и $1/J_{у.е.}$ из табл. 6.2 на палетке 20.

Песчани разделяется 1499,6–1500 = 1,6 и 1,65 · 23,5%, а гл 1495,2–1498 санием $J = 1,64$ в интервал = 2,46 у. е. Г 6.3.3. О пород



й характеристике 1494–1495,2 м и значениями $J =$ по палетке равна т 2 в интервале 1,24 г/см³ и значе- сть — 10%. Пласту м³ и значение $J =$ % . глинистости

Линии равных значений глинистости на палетках (см. рис. 6.7) практически параллельны, поэтому результаты оценки $K_{гп}$ по описанной выше методике не зависят от систематических погрешностей ГГКП и НК. При наличии таких погрешностей (например, за счет неверной установки масштаба) весь массив точек смещается вверх или вниз по оси

$\sigma_{об}$, что компенсируется сдвигом влево или вправо по оси $J_{y.e.}^{-1}$ ($N_{y.e.}^{-1}$) до совпадения крайних левых точек с линией $K_{гл} = 0$ (или $K_{гл \min}$). При этом значению $K_{гл}$ отвечает расстояние по шкале $J_{y.e.}$ от рассматриваемой точки до линии $K_{гл} = 0$. Погрешность оценки глинистости определяется в этом случае случайными погрешностями ГГКП в данном пласте и несоответствием крайних левых точек, отвечающих наименее глинистым пластам, выбранному минимальному значению $K_{гл}$.

6.4. Определение пористости сцементированных песчано-глинистых пород по акустическому каротажу в комплексе с другими видами ГИС, позволяющими учитывать минеральную глинистость.

6.4.1. Комплекс АК-НК.

Комплексные палетки, включенные в комплект, построены для различных модификаций НК при условии, что в неглинистых песчаниках интервальное время связано с пористостью уравнением среднего времени, а глинистость пород, меньшая 13% абсолютных, не оказывает влияния на Δt , а для глин при $K_{гл} > 13\%$ значение $\Delta t_{гл} = 370$ мкс/м (см. раздел 4). При мер комплексной палетки АК-НГК (ДРСТ-3-90) приведен на рис. 6.8.

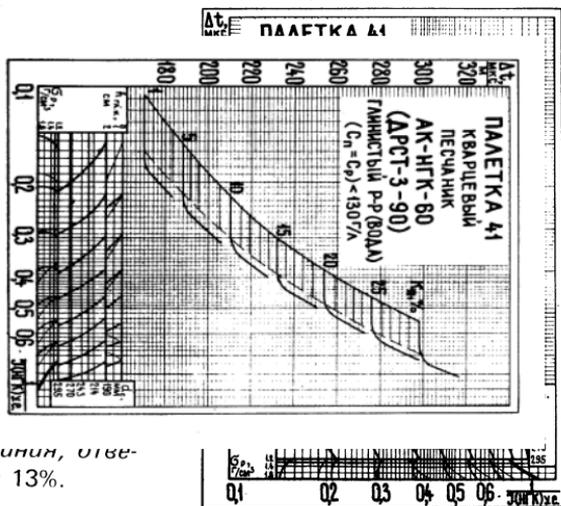


Рис. 6.8. Палеткой определения пористости и глинистости песчано-глинистых пород. Пунктир — линия, отвечающая $K_{гл} = 13\%$.

Коррекция условной единицы НК производится по рекомендациям, изложенным в п. 6.3. Комплекс АК-НК позволяет определить пористость слабоглинистых пластов ($K_{г\text{л}} < 13\%$) и выделить их в разрезе среди пластов с большей глинистостью. Для оценки $K_{п}$ в пластах с большей глинистостью комплекс неэффективен вследствие примерно одинакового влияния глинистости на показания АК и НК при $K_{г\text{л}} > 13\%$. Поэтому рабочая область палетки ограничена пунктиром.

6.4.2. Комплекс данных $\Delta t - K_{г\text{л}}$.

Комплекс позволяет определить пористость пород (рис. 6.9.), если предварительно найдена их минеральная глинистость по материалам ГГКП-НК. Поскольку для большинства (90%) песчано-алевритовых пластов глинистость оценивается по материалам НК-ГГКП с абсолютной погрешностью $\pm 5\%$ (абсолютных), а Δt меряется с погрешностью ± 5 мкс/м, то погрешность определения $K_{п}$ составит не более $\pm 2\%$ абсолютных для такого же количества пластов.

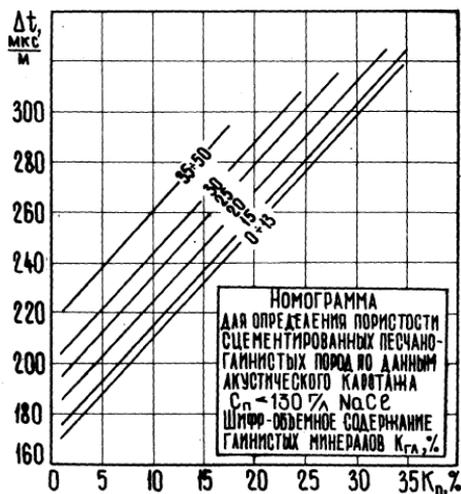


Рис. 6.9.

Учитывая независимость оцененных значений $K_{г\text{л}}$ от систематической погрешности ГГКП и НК (см. п. 6.3.3), комплекс целесообразно использовать, наряду с определением $K_{п}$ по материалам ГГКП-НК, как второй ме-

тод оценки пористости; сопоставлением результатов определения K_n обоими методами можно оценить достоверность получаемых данных.

6.4.3. Комплекс данных $\Delta t - d_{nc}$.

Комплекс позволяет оценить пористость глинистых песчано-алеволи-товых пород, для которых установлены четкие зависимости Δt и d_{nc} от глинистости. При наличии материалов АК, ГГКП и НК такие зависимости можно получить без определений глинистости по керну (рис. 6.10.).

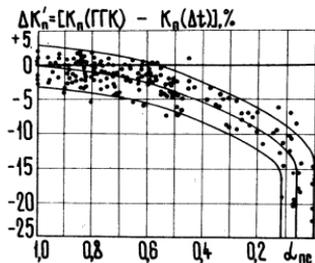


Рис. 6.10. Сопоставление разности $\Delta K'_n$ значений пористости полученных по ГГКП и АК без учета глинистости с d_{nc} для неокотских отложений Уренгойского месторождения.

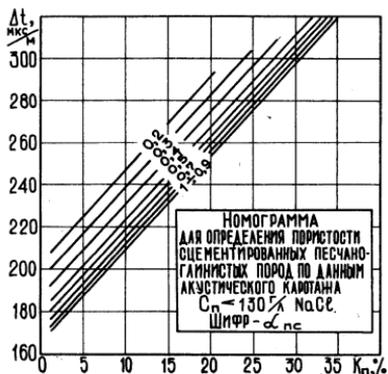


Рис. 6.11.

С учетом того, что d_{nc} отражает глинистость пород, номограмма рис. 6.11 для определения K_n по комплексу $\Delta t - d_{nc}$ имеет вид как на рис. 6.9. Погрешность определения K_n по этому комплексу определяется точностью оценки $K_{гп}$ по d_{nc} . В рассмотренном случае, судя по разбросу точек на рис. 6.10, она составляет $\Delta K_n = \pm 3\%$ абсолютных.

6.5. Определение пористости газоносных пород по комплексу ГГКП-НК

6.5.1. Физические предпосылки, требования к точности измерений, область применения.

При влиянии остаточной газонасыщенности на результаты ГГКП и НК, соответственно равном в единицах пористости ΔK_n (ГГКП) и ΔK_n (НК) справедливо соотношение:

$$K_n = K_n(\text{ГГКП}) - \Delta K_n(\text{ГГКП}) = K_n(\text{НК}) + \Delta K_n(\text{НК}),$$

где K_n (ГГКП) и K_n (НК) — значения пористости, определяемые по данным ГГКП и НК с учетом глинистости пород, откуда:

$$K_n(\text{ГГКП}) - K_n(\text{НК}) = \Delta K_n(\text{НК}) + \Delta K_n(\text{ГГКП}).$$

Если принять $\Delta K_n(\text{НК}) / \Delta K_n(\text{ГГКП}) = C$, то

$$K_n = K_n(\text{ГГКП}) - \Delta K_n(\text{ГГКП}) = K_n(\text{ГГКП}) - \frac{K_n(\text{ГГКП}) - K_n(\text{НК})}{1 + C} \quad (6.1)$$

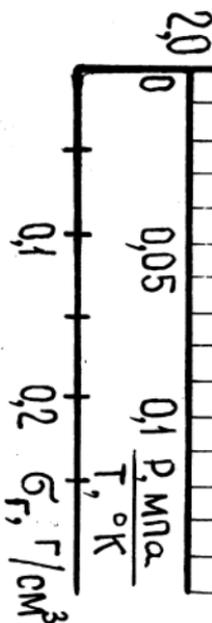
Из этого следует, что требования к точности определения пористости по НК при вычислении поправки $K_n(\text{ГГКП})$ в $(1+C)$ раз ниже, чем при определении K_n только по данным НК. Величина $C \approx 1,2-2,2$. Поэтому, если считать допустимой погрешность определения пористости по комплексу ГГКП-НК, равную $\Delta K_n = \pm 2\%$ абсолютных, $K_n(\text{НК})$ может определяться с погрешностью $\Delta K_n(\text{НК}) = \pm 5\%$ абсолютных. Это легко достижимо при очень грубом учете влияния факторов, искажающих результаты НК, в частности, глинистости пород. Требования к точности параметра $C = \Delta K_n(\text{НК}) / \Delta K_n(\text{ГГКП})$ также невысоки: так, при разнице $K_n(\text{ГГКП}) - K_n(\text{НК}) = \pm 5\%$ указанный параметр может быть известен с погрешностью $\pm 20\%$. Основные требования предъявляются к погрешности измерений $K_n(\text{ГГКП})$, определяющей в основном погрешность оценки K_n .

Одним из ограничений методики является влияние неоднородности зоны проникновения. Из-за неодинаковой глубинности ГГКП и НК (соответственно около 10 и 20 см) неглубокое проникновение фильтрата в газонасыщенный пласт может исказить результаты оценки пористости. Средняя погрешность за счет рассматриваемого фактора составляет абсолютных.

Методика наиболее эффективна при исследовании песч. пород с известным и мало меняющимся значением σ_M . пористости газонасыщенных карбонатных пород возможно только известной литологией. При грубо качественном разделении на две группы (известняки и доломиты) методика может быть на для оценки пористости с погрешностью $\Delta K_n = \pm 3\%$ от и этом известнякам приписываются значения $\sigma_M = 2,75 \text{ г/см}^3$ $\sigma_M = 2,83 \text{ г/см}^3$.

6.5.2. Зависимость значения C от термических условий и типа аппаратуры.

Величина C определяется из данных, приведенных в (влияние газонасыщенности на результаты ГГКП и НК). приведена зависимость величины $1+C$ от отношения давл. к температуре (в °К). Из рисунка следует, что значение $1+C$ распространенных условиях ($20 < P < 50 \text{ МПа}$, $300 < T < 400 \text{ °К}$) находится в пределах 2,2-3,2, то есть не более, чем на $\pm 15\%$ от значения, равного 2,6. График также показывает, что значение



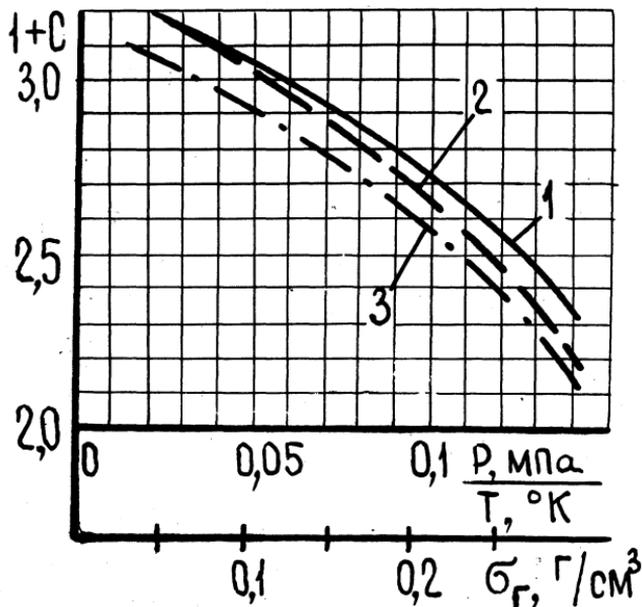


Рис. 6.12. Зависимость параметра $1+C$ от температуры и давления. 1 — НГК-60 (ДРСТ-3-90, СП-62); 2 — ННКт-50 (ДРСТ-3-90); 3 — ННКт (К-7).

висит от модификации НК и типа аппаратуры.

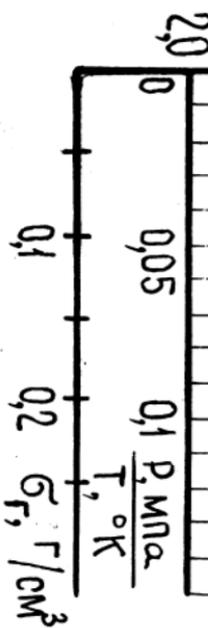
6.5.3. Учет влияния глинистости пород.

Условием для применения методики является учет влияющей глинистости пород на результаты НК. Как показано выше к точности учета невысокие — примерно в 2,5 раза ниже по требованиям, предъявляемыми при определении пористост диаграмме НК, то есть допустимая погрешность определения составляет $\Delta K_{гп} = \pm 10\%$ от объема пород. В песчано-алевритс кварцевого состава такую точность обеспечивает гамма-каротенной палетке (см. п. 5). В полимиктовых отложениях ре практически не связаны с глинистостью. В этом случае для остои целесообразно использовать диаграмму ПС. На рис. 6.1 примера приведена связь $\alpha_{пс} = f(\Delta K_{п})$ по материалам ЗСН $K_{п}$ (ННК_т) — $K_{п}$ (ГГКП).

6.5.4. Порядок интерпретации:

1. Значения $K_{п}$ (НК) и $K_{п}$ (ГГКП) определяются в соответствии по палеткам для водо- и нефтенасыщенных пород с учетом измерений.

2. Из значений $K_{п}$ (НК) вычитается поправка за глинист определяемая, как это указано в п. 6.5.3.



$$\Delta K_n = K_n(\text{НК}) - K_n(\text{ГГК}), \%$$

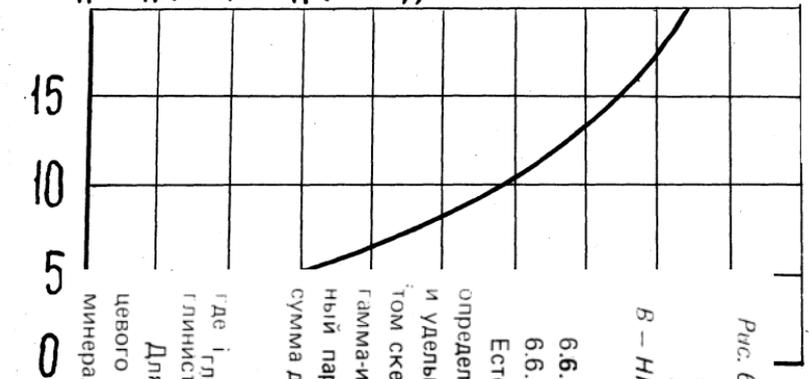


Рис. 6.14. Зависимость отношения $K_n(\text{НК})/K_n(\text{ГГК})$ от коэффициента газонасыщенности

А — НК-60 (ДРСТ-390, СП-62); Б — НК-7-50 (ДРСТ-390);

В — НК-7 (К-7). ($C_n = C_p^D = 0, d_c = 200 \text{ мм}$. Шифр кривых — плотность газа или газоконденсата, г/см³).

6.6. Определение литотипа кварцевых песчано-алевритовых пород

6.6.1. Физические предпосылки.

Естественная радиоактивность терригенных пород кварцевого состава определяется двумя факторами: объемом минеральной глинистостью $K_{\text{Гл}}$ и удельной поверхностью зерен кварца, являющегося основным компонентом скелета породы. Поэтому регистрируемый при ГК поток естественного гамма-излучения пород, выраженный через приведенный двойной разный параметр ΔJ_{γ} (прив) (см. раздел 5) может быть представлен как сумма двух компонентов:

$$\Delta J_{\gamma} (\text{прив}) = i_{\text{Гл}} + i_s,$$

где $i_{\text{Гл}}$ и i_s — доли излучения, обязанные соответственно минеральной глинистости пород и удельной поверхности зерен.

Для оценки величины i_s определяющей удельную поверхность кварцевого компонента, необходимо учесть долю излучения ГК, обусловленную минеральной глинистости $K_{\text{Гл}}$ пород. Методика определения $K_{\text{Гл}}$ по комп-

бирчески-ной при нысква-ной пласт-соот-влия-пор-как-карс-ком-увер- K_n

от коэффициента K_r остаточной газонасыщенности для разны
плотности и водородосодержания газа или газоконденсата, за
термобарических условий.

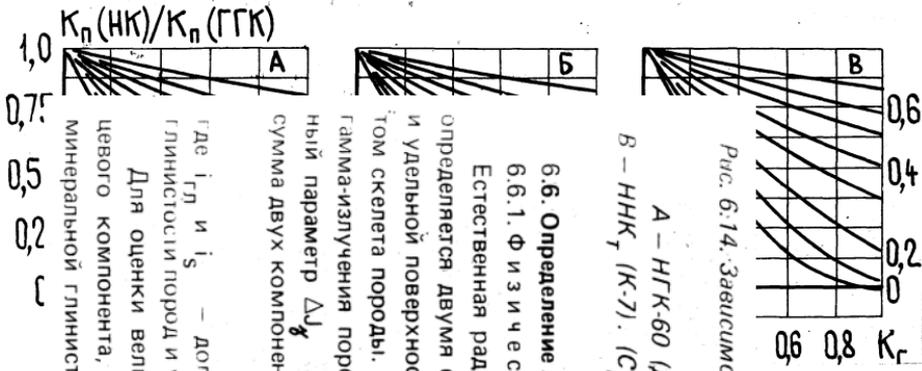


Рис. 6.14. Зависимость отношения $K_n(NK)/K_n(GTK)$ от коэффициента газонасыщенности

А — НК-60 (ДРСТ-3-90, СП-62); Б — НК-50 (ДРСТ-3-90);
В — НК-7. ($C_n = C_p = 0, d_c = 200$ мм. Шифр кривых — плотность
газа или газоконденсата, г/см³.)

6.6. Определение литологии кварцевых песчано-алевритовых пород

Естественная радиоактивность терригенных пород кварцевого состава определяется двумя факторами: объемной минеральной глинистостью $K_{гп}$ и удельной поверхностью зерен кварца, являющегося основным компонентом скелета породы. Поэтому регистрируемый при ГК поток естественного гамма-излучения пород, выраженный через приведенный двойной разностный параметр ΔI_{γ} (прив) (см. раздел 5) может быть представлен как сумма двух компонентов:

$$\Delta I_{\gamma} (\text{прив}) = I_{гп} + I_s'$$

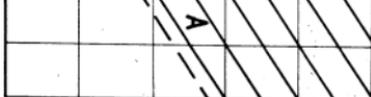
где $I_{гп}$ и I_s' — доли излучения, обязанные соответственно минеральной глинистости пород и удельной поверхности зерен.

Для оценки величины I_s' определяющей удельную поверхность кварцевого компонента, необходимо учесть долю излучения ГК, обязанную минеральной глинистости $K_{гп}$ пород. Методика определения $K_{гп}$ по комп-

онента
коэффициента
плотности
пород
его состава
плотностью $K_{гп}$
м компонент-
естественного
ной разност-
ставлен как
минеральной
хность квар-
обязанную
по комп-

лексу ГГКП-НК опи
компонента i_s очень
 $K_{ггп}$ и равны $i_{ггп} = i_{ог}$
ГК в пласте глини.

50 $K_{ггп}, \%$



формуле, либо
характеризую-
чани, да
для, ко
ные, ия

В мелкозернистых песчаниках необходимо учитывать
поверхности кварцевых зерен. Величина i_s пропорциональна объему квар-
цевого скелета пород $V = (1 - K_{пн} - K_{ггп})$; $i_s = i_{ос} (1 - K_{пн} - K_{ггп})$, где

$$i_{ос} = \frac{\Delta J_{\gamma} (\text{прив}) - K_{ггп}}{(1 - K_{пн} - K_{ггп})} \cdot C$$

где $C = \frac{\Delta J_{\gamma} (\text{прив}) - K_{ггп}}{1 - K_{пн} - K_{ггп}}$

6.6.2. Порядок интерпретации.

Определение величины $i_{ос}$ производится по указанной формуле, либо
по палетке рис. 6.15. Основой палетки является график 1, характеризую-

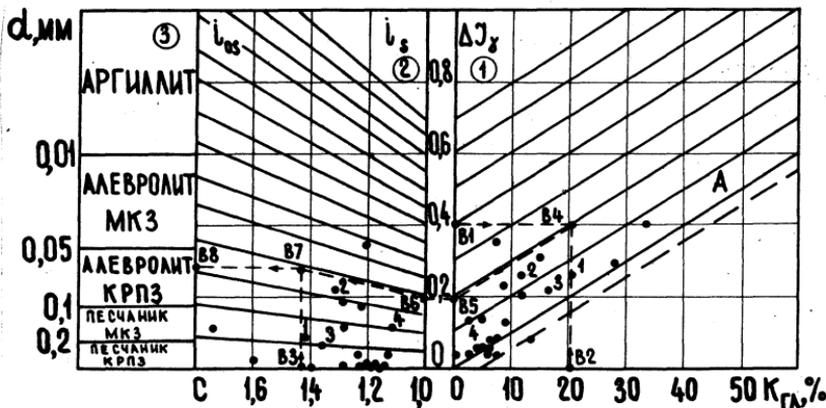
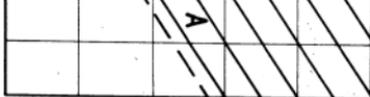


Рис. 6.15. Палетка для определения литотипа песчано-алевритовых пород кварцевого состава и пример оценки литологии

щий линейную зависимость $\Delta J_{\gamma} (\text{прив}) = f(K_{ггп})$ для грубозернистых
кварцевых песчаников с $i_{ос} = 0$ от минеральной глинистости $K_{ггп}$ (линия
А). При $K_{ггп} = 0$ значение $\Delta J_{\gamma} (\text{прив}) = 0$, при $K_{ггп} = 1$ значение $\Delta J_{\gamma} (\text{прив}) =$

= 1. Для вычисления p сетка из линий, параллельно положена номограмма

50 K_{гп}%



формуле, либо
характеризую-
график
формула

Оценка литологической характеристики кварцевых песчано-глинистых пород производится по величине i_{os} с помощью номограммы 3 следующим образом:

1. Д
2. С
3. На оси ординат по шкале ΔJ_x (прив) графика 1 рис. 6.15 откладывается величина ΔJ_x (прив) (точка B_1).
4. На шкале абсцисс отмечается точка B_2 , соответствующая величине $K_{гп}$.
5. Определяется точка пересечения абсциссы B_2 и ординаты B_1 (точка B_4).
6. Из точки B_4 параллельно основной зависимости А проводится линия до пересечения с осью ординат (точка B_5).
7. Точка B_5 переносится на ось i_s графика 2 палетки в точку B_6 , из которой проводится линия, параллельная наклонным линиям графика.
8. По величинам K_n и $K_{гп}$ определяется значение $C = 1 / (1 - K_n - K_{гп})$ (точка B_3).
9. Определяется точка пересечения B_2 наклонной линии, проведенной из точки B_6 , и перпендикуляра, восстановленного из точки B_3 .
10. Точка B_7 параллельно оси абсцисс переносится на ось i_{os} (точка B_8) и отсчитывается значение этого параметра.
11. По положению точки B_8 на графике 3 определяется среднее значение диаметра зерен \bar{d}_3 и качественная характеристика пласта по группам:
 - крупнозернистый песчаник ($\bar{d}_3 > 0,2$ мм);
 - мелкозернистый песчаник ($\bar{d}_3 = 0,1-0,2$ мм);
 - крупнозернистый алевролит ($\bar{d}_3 = 0,05 - 0,1$ мм);
 - мелкозернистый алевролит ($\bar{d}_3 = 0,1 - 0,5$ мм).

Порядок работы с палеткой отмечен на рис. 6.15 пунктиром и стрелками для пласта с ΔJ_x (прив) = 0,4; $K_{гп} = 20\%$, $K_n = 10\%$. Этот пласт характеризуется как глинистый крупнозернистый алевролит.

6.6.3. Пример определения литотипа пород по данным комплекса ГГКП-НГК-ГК.

Пример дается на основе ранее показанных материалов (рис. 6.6 и табл. 6.2). По положению точек (ΔJ_{γ} , $K_{гг}$) соответствующих выделенным пластам, проведена оценка литотипа песчано-глинистых отложений. Четыре пласта, рассмотренные в тексте п. 6.3.3, представлены следующими разностями: 1 — песчаником мелкозернистым, 2 — алевролитом крупнозернистым, 3 — песчаником крупнозернистым и пласт 4 — песчаником мелкозернистым. Литологическая характеристика остальных пластов приведена на рис. 6.6 и в табл. 6.2.

6.7. Погрешности определения емкостных свойств и литологии пород по рассмотренным комплексам, ограничения области применения.

1. Карбонатные отложения. В разделе 6.2.2 наставления приводят критерии количественной интерпретации комплексов ГГКП-НК, НК-АК, АК-ГГК в карбонатном разрезе разного минерального состава. Показано, что в нефтенасыщенных разностях с поровой и порово-каверновой структурой порового пространства погрешность определения емкостных свойств не превышает $\Delta K_{п} = \pm 2\%$ от объема пород, а литология определяется с точностью до соседней градации. Основной причиной снижения эффективности комплексной интерпретации в карбонатном разрезе, вызывающей увеличение погрешности пористости, является загипсованность пород. При содержании гипса 10% и более интерпретация становится неоднозначной. Однако и в этом случае имеется возможность определить границы изменения емкостных свойств. Следует отметить, что такая загипсованность карбонатных коллекторов нефти и газа встречается крайне редко.

2. Песчано-глинистые отложения разного минерального состава, комплекс ГГКП-НК. Погрешность оценки $K_{п}$ непосредственно определяется погрешностью, вносимой плотностным каротажем (см. 2.5), с теми же ограничениями области применения. Знание минерального состава глин при оценке $K_{п}$ обязательно. Погрешность определения минеральной глинистости пород не зависит от минерального типа глин и составляет $\Delta K_{гг} = \pm 5\%$ от объема пород. Погрешность определения глинистости увеличивается при наличии в глинах примесей веществ, сильно поглощающих нейтроны, например, бора. Однако эти примеси не влияют на точность оценки $K_{п}$.

3. Цементированные песчано-глинистые отложения, комплекс Δt — $K_{гг}$ (РК). Погрешность оценки $K_{п}$ зависит от точности определения минеральной глинистости и составляет $\Delta K_{п} = \pm 2\%$ при погрешности оценки $K_{гг} = \pm 5\%$ абс. Такую точность определения $K_{гг}$ дает описанный в п. 6.2. комплекс ГГКП-НК, а также в кварцевых песчаниках — ГК (см: раздел 5.2). Необходимо отметить, что оцениваемое по комплексу ГГКП-НК и

методике, описанной в наставлении, значение $K_{ггп}$ не зависит от систематических погрешностей ГГКП. Это позволяет применять комплекс $\Delta t - K_{ггп}$ (ГГКП-НК) для контроля значений $K_{п}$, получаемых с помощью комплекса ГГКП-НК.

4. Цементированные песчано-глинистые отложения, комплекс $\Delta t - \alpha_{пс}$. Погрешность определения пористости по комплексу $\Delta t - \alpha_{пс}$ ниже, чем по комплексу $\Delta t - K_{ггп}$ (ПК) и составляет $\Delta K_{п} = \pm 3,5-4\%$ от объема пород.

5. Цементированные песчано-глинистые отложения, комплекс АК-НК. Комплекс позволяет оценивать пористость с погрешностью $\Delta K_{п} = \pm 2\%$ от объема пород в интервале глинистости $K_{ггп} = 0 - 13\%$ абсолютных. При $K_{ггп} > 13\%$ комплекс не работает.

6. Использовать комплексы, включающие АК, для определения пористости слабощементированных и рыхлых пород не рекомендуется.

7. Определение пористости газонасыщенных пород по комплексу ГГКП-НК в пластах с известной минеральной плотностью без примесей глин, гипса и ангидрита возможно с погрешностью $\Delta K_{п} = \pm 2\%$ от объема пород.

8. Погрешность определения пористости газонасыщенных песчано-глинистых пород по комплексу ГГКП-НК- $K_{ггп}$ определяется двумя факторами:

– погрешностью, вносимой плотностным каротажем (см. 2,5) с ограничениями, перечисленными в этом разделе;

– погрешностью оценки глинистости по дополнительному методу.

В данном случае требования к точности учета глинистости при погрешности $\Delta K_{п} = \pm (2-2,5) \%$ абс. в 2,5-3 раза ниже, чем при оценке пористости по НК или АК, то есть допустимой является погрешность $\Delta K_{ггп} = \pm (5-7) \%$ абс., что обеспечивается:

– в породах кварцевого состава данными ГК или ПС;

– в породах полимиктового состава данными ПС.

9. Погрешность определения пористости газонасыщенных глинистых карбонатных пород по комплексу ГГКП-НК- $K_{ггп}$ такая же, как и для песчано-глинистых отложений. При этом обязательным условием является знание литологии (известняк, доломит известковистый или доломит). Требования к учету глинистости – по п. 8.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басин Я. Н., Тюкаев Ю. В. Методические рекомендации по проведе-

нию исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК. М., ОНТИ ВНИИЯГГ, 1979.

2. Аппаратура ДРСТ, каналы ННКт и НГК (методическая инструкция по проверке). — Гулин Ю. А., Головацкая И. В., Ханипов З. З. и др. М., ОНТИ ВНИИЯГ, 1978, 24 с.

3. Гулин Ю. А., Головацкая И. В. Временное методическое руководство по проведению гамма-гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой РГП-2 и интерпретации результатов измерений. ВНИИГИС, ротап rint при бюро КМП ВЦ Облстатуправления, г. Калинин, 1978, 99 с. с ил.

4. Техническая инструкция на проведение промыслов-геофизических работ в скважинах. М., Гостоптехиздат, 1963.

5. Методические рекомендации по выделению коллекторов со вторичной пористостью методом акустического каротажа. М., ОНТИ ВНИИЯГГ, 1977. Авт.: И. П. Дзевань, О. Л. Кузнецов, Л. Г. Петросян и др.

6. Методические рекомендации по обработке и интерпретации материалов акустического каротажа нефтегазовых скважин. М., ОНТИ ВНИИЯГГ, 1984. Авт.: О. Л. Кузнецов, В. Ф. Козяр, Д. В. Белоконь и др.

7. Методические указания. Аппаратура АК. Методы и средства полевой калибровки. МУ41-06-017-82.

8. Многозондовый нейтронный каротаж с аппаратурой К-7. Методическая инструкция по проведению измерений и интерпретации данных (с комплектом палеток). М., ОНТИ ВНИИЯГГ, 1980. 60 с. с ил. Авт.: Я. Н. Басин, В. Г. Цейтлин, Ю. В. Тюкаев и др.

9. Прибор скважинный гамма-каротажа. Методы и средства поверки. Отраслевой стандарт. ОСТ 41-06-164-81.

10. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М., Недра, 1978. 320 с.

11. Булатова Ж. М., Волкова Е. А., Дубров Е. Ф. Акустический каротаж. Л., Недра, 1970.

12. Кропотов О. Н., Юматов А. Ю., Астоян С. Г. К методике учета влияния глинистости на данные акустического каротажа при определении пористости карбонатных пород. Геология нефти и газа, 1983, № 4, с. 9—13.

ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ОБОСНОВАНИЕ МАТЕРИАЛОВ, ПРИВЕДЕННЫХ В НАСТАВЛЕНИИ

П.1. Исходные положения, особенности работы.

Изучение емкостных свойств пород по данным гамма-гамма, нейтронного и акустического каротажа может проводиться на одном из трех уровней:

- качественная (сравнительная) оценка пористости пород;
- количественное определение пористости K_p по одному из указанных видов ГИС;
- комплексная количественная интерпретация данных перечисленных видов ГИС с целью определения K_p и других петрофизических и коллекторских характеристик пород.

Не останавливаясь на очевидных особенностях первого уровня, следует отметить принципиально разный подход к интерпретации материалов на втором и третьем уровнях.

Любой измеряемый геофизический параметр является функцией большого числа геологических факторов, из которых на втором уровне определяется только один. При количественном определении пористости пород по результатам одного вида каротажа (особенно НК или АК) влияние некоторых наиболее сильно действующих геологических факторов (литотипа, глинистости, доломитности, загипсованности, структуры) должно учитываться по геологическим данным. Так как точный учет возможен не всегда, использование палеток, построенных для заранее заданных условий по теоретическим и экспериментальным материалам, может привести к существенным систематическим ошибкам. Поэтому для оценки K_p на количественном уровне интерпретации чаще всего используются статистические зависимости, получаемые путем сопоставления результатов данного вида ГИС с керном, и отличающиеся от палеток. Статистические зависимости как бы усредняют большое число частных связей $J = f(K_p)$, каждая из которых отвечает узкому диапазону. Таким путем для нейтронного каротажа может быть построена обобщенная зависимость $J = f(K_p)$ по карбонатным отложениям, усредняющая зависимости для известняков и доломитов и учитывающая в необходимых случаях факт увеличения доломитности пород с увеличением K_p (например, для отложений среднего карбона Волго-Уральской провинции). Аналогичные зависимости могут быть построены для песчано-глинистых отложений с учетом увеличения K_p при уменьшении

глинистости пород, для отложений с высокой остаточной газонасыщенностью и т. д. Такой подход часто используется при интерпретации данных акустического и нейтронного каротажа, а также гамма-каротажа (последнее, например, в песчано-глинистых отложениях, когда $J_{ГК}$ является функцией не только глинистости, но и удельной поверхности зерен пород, см., например, рис. 5.4 в наставлении). При построении статистических зависимостей от теоретических и экспериментальных палеток обычно сохраняется общий их характер, а основные соотношения изменяются путем приписывания соответствующих значений $K_{П}$ одному или двум опорным горизонтам при интер-

претации. Если не удается достаточным совпадением модальных значений $K_{П}$, либо средних. Вопрос о правомерности использования таких статистических зависимостей остается открытым.

Таким образом, количественный уровень интерпретации диаграмм ГИС в большинстве случаев характеризуется использованием мнѳгочисленных связей от горизонта к горизонту и от площади к площади статистических связей, основанных на сопоставлении данных ГИС с керном.

При комплексной количественной интерпретации результатов 3–4 видов ГИС, выполняемой для оценки $K_{П}$, может быть учтено влияние 2–3 других характеристик пласта. В ряде случаев этого достаточно для однозначного определения величины $K_{П}$. Методика комплексной интерпретации базируется на использовании точных теоретико-экспериментальных зависимостей, отклонение от них характеризует влияние тех или иных дополнительных факторов (литотипа, кавѳрности), которые могут быть определены по указанному признаку. Привлечение в комплексе статистических зависимостей для отдельных видов ГИС может привести к ошибкам, особенно при оценке литологии, глинистости, структуры порового пространства и поэтому недопустимо. Важнейшей особенностью комплексной количественной интерпретации является независимость результатов от материалов исследований керна, привлекаемых только на этапе контроля получаемых данных. Вместе с тем очевидно, комплексные зависимости, объединяющие несколько видов ГИС, не могут охватить всего многообразия геологических условий измерений в нефтегазовых скважинах, в связи с чем не исключаются случаи неправильных оценок $K_{П}$. Однако, поскольку результаты комплексной интерпретации значительно более достоверны, чем данные одного вида ГИС, при их сопоставлении с материалами исследований керна к последним предъявляются значительно более высокие требо-

вания по представительности и привязке. Поэтому при расхождении значений K_{Π} по комплексу и по керну нельзя механически корректировать зависимости, привязывая их к лабораторным данным. В каждом конкретном случае должны быть изучены причины расхождения, на основе которых могут вноситься соответствующие поправки.

В предлагаемом наставлении не рассматриваются статистические методы количественной интерпретации. Для отдельных видов ГИС даются точные зависимости, каждая из которых отвечает узкому диапазону условий измерений, а также поправочные зависимости на влияние различных геолого

ничения
ных свс
количественной интерпретации.

34
1)
2)
3)
4)
5)
6)
7)
8)
9)
10)
11)
12)
13)
14)
15)
16)
17)
18)
19)
20)
21)
22)
23)
24)
25)
26)
27)
28)
29)
30)
31)
32)
33)
34)
35)
36)
37)
38)
39)
40)
41)
42)
43)
44)
45)
46)
47)
48)
49)
50)
51)
52)
53)
54)
55)
56)
57)
58)
59)
60)
61)
62)
63)
64)
65)
66)
67)
68)
69)
70)
71)
72)
73)
74)
75)
76)
77)
78)
79)
80)
81)
82)
83)
84)
85)
86)
87)
88)
89)
90)
91)
92)
93)
94)
95)
96)
97)
98)
99)
100)
101)
102)
103)
104)
105)
106)
107)
108)
109)
110)
111)
112)
113)
114)
115)
116)
117)
118)
119)
120)
121)
122)
123)
124)
125)
126)
127)
128)
129)
130)
131)
132)
133)
134)
135)
136)
137)
138)
139)
140)
141)
142)
143)
144)
145)
146)
147)
148)
149)
150)
151)
152)
153)
154)
155)
156)
157)
158)
159)
160)
161)
162)
163)
164)
165)
166)
167)
168)
169)
170)
171)
172)
173)
174)
175)
176)
177)
178)
179)
180)
181)
182)
183)
184)
185)
186)
187)
188)
189)
190)
191)
192)
193)
194)
195)
196)
197)
198)
199)
200)
201)
202)
203)
204)
205)
206)
207)
208)
209)
210)
211)
212)
213)
214)
215)
216)
217)
218)
219)
220)
221)
222)
223)
224)
225)
226)
227)
228)
229)
230)
231)
232)
233)
234)
235)
236)
237)
238)
239)
240)
241)
242)
243)
244)
245)
246)
247)
248)
249)
250)
251)
252)
253)
254)
255)
256)
257)
258)
259)
260)
261)
262)
263)
264)
265)
266)
267)
268)
269)
270)
271)
272)
273)
274)
275)
276)
277)
278)
279)
280)
281)
282)
283)
284)
285)
286)
287)
288)
289)
290)
291)
292)
293)
294)
295)
296)
297)
298)
299)
300)
301)
302)
303)
304)
305)
306)
307)
308)
309)
310)
311)
312)
313)
314)
315)
316)
317)
318)
319)
320)
321)
322)
323)
324)
325)
326)
327)
328)
329)
330)
331)
332)
333)
334)
335)
336)
337)
338)
339)
340)
341)
342)
343)
344)
345)
346)
347)
348)
349)
350)
351)
352)
353)
354)
355)
356)
357)
358)
359)
360)
361)
362)
363)
364)
365)
366)
367)
368)
369)
370)
371)
372)
373)
374)
375)
376)
377)
378)
379)
380)
381)
382)
383)
384)
385)
386)
387)
388)
389)
390)
391)
392)
393)
394)
395)
396)
397)
398)
399)
400)
401)
402)
403)
404)
405)
406)
407)
408)
409)
410)
411)
412)
413)
414)
415)
416)
417)
418)
419)
420)
421)
422)
423)
424)
425)
426)
427)
428)
429)
430)
431)
432)
433)
434)
435)
436)
437)
438)
439)
440)
441)
442)
443)
444)
445)
446)
447)
448)
449)
450)
451)
452)
453)
454)
455)
456)
457)
458)
459)
460)
461)
462)
463)
464)
465)
466)
467)
468)
469)
470)
471)
472)
473)
474)
475)
476)
477)
478)
479)
480)
481)
482)
483)
484)
485)
486)
487)
488)
489)
490)
491)
492)
493)
494)
495)
496)
497)
498)
499)
500)
501)
502)
503)
504)
505)
506)
507)
508)
509)
510)
511)
512)
513)
514)
515)
516)
517)
518)
519)
520)
521)
522)
523)
524)
525)
526)
527)
528)
529)
530)
531)
532)
533)
534)
535)
536)
537)
538)
539)
540)
541)
542)
543)
544)
545)
546)
547)
548)
549)
550)
551)
552)
553)
554)
555)
556)
557)
558)
559)
560)
561)
562)
563)
564)
565)
566)
567)
568)
569)
570)
571)
572)
573)
574)
575)
576)
577)
578)
579)
580)
581)
582)
583)
584)
585)
586)
587)
588)
589)
590)
591)
592)
593)
594)
595)
596)
597)
598)
599)
600)
601)
602)
603)
604)
605)
606)
607)
608)
609)
610)
611)
612)
613)
614)
615)
616)
617)
618)
619)
620)
621)
622)
623)
624)
625)
626)
627)
628)
629)
630)
631)
632)
633)
634)
635)
636)
637)
638)
639)
640)
641)
642)
643)
644)
645)
646)
647)
648)
649)
650)
651)
652)
653)
654)
655)
656)
657)
658)
659)
660)
661)
662)
663)
664)
665)
666)
667)
668)
669)
670)
671)
672)
673)
674)
675)
676)
677)
678)
679)
680)
681)
682)
683)
684)
685)
686)
687)
688)
689)
690)
691)
692)
693)
694)
695)
696)
697)
698)
699)
700)
701)
702)
703)
704)
705)
706)
707)
708)
709)
710)
711)
712)
713)
714)
715)
716)
717)
718)
719)
720)
721)
722)
723)
724)
725)
726)
727)
728)
729)
730)
731)
732)
733)
734)
735)
736)
737)
738)
739)
740)
741)
742)
743)
744)
745)
746)
747)
748)
749)
750)
751)
752)
753)
754)
755)
756)
757)
758)
759)
760)
761)
762)
763)
764)
765)
766)
767)
768)
769)
770)
771)
772)
773)
774)
775)
776)
777)
778)
779)
780)
781)
782)
783)
784)
785)
786)
787)
788)
789)
790)
791)
792)
793)
794)
795)
796)
797)
798)
799)
800)
801)
802)
803)
804)
805)
806)
807)
808)
809)
810)
811)
812)
813)
814)
815)
816)
817)
818)
819)
820)
821)
822)
823)
824)
825)
826)
827)
828)
829)
830)
831)
832)
833)
834)
835)
836)
837)
838)
839)
840)
841)
842)
843)
844)
845)
846)
847)
848)
849)
850)
851)
852)
853)
854)
855)
856)
857)
858)
859)
860)
861)
862)
863)
864)
865)
866)
867)
868)
869)
870)
871)
872)
873)
874)
875)
876)
877)
878)
879)
880)
881)
882)
883)
884)
885)
886)
887)
888)
889)
890)
891)
892)
893)
894)
895)
896)
897)
898)
899)
900)
901)
902)
903)
904)
905)
906)
907)
908)
909)
910)
911)
912)
913)
914)
915)
916)
917)
918)
919)
920)
921)
922)
923)
924)
925)
926)
927)
928)
929)
930)
931)
932)
933)
934)
935)
936)
937)
938)
939)
940)
941)
942)
943)
944)
945)
946)
947)
948)
949)
950)
951)
952)
953)
954)
955)
956)
957)
958)
959)
960)
961)
962)
963)
964)
965)
966)
967)
968)
969)
970)
971)
972)
973)
974)
975)
976)
977)
978)
979)
980)
981)
982)
983)
984)
985)
986)
987)
988)
989)
990)
991)
992)
993)
994)
995)
996)
997)
998)
999)
1000)

За исходные данные при разработке наставления приняты:

1) опубликованные экспериментальные зависимости показаний НК от K_{Π} и технических условий измерений [1, 2, 3];

2) результаты экспериментальных исследований с аппаратурой ДРСТ-3-90 на образцах водонасыщенной пористости [4];

3) зависимости показаний НК от влияния различных факторов, полученные методом Монте-Карло по программам МОНК [5, 6, 7];

4) зависимости показаний ГК от технических условий измерений, рассчитанные методом Монте-Карло и апробированные по материалам экспериментальных исследований;

5) результаты определения минеральной плотности пород по материалам исследований керна, расчеты σ_M и Z/A по минеральному составу керна;

6) результаты теоретических работ, лабораторных и скважинных исследований, выполненных для изучения зависимости $\Delta t_{СК}$ и $\Delta t_{Ж}$ от K_{Π} [8, 9, 10];

7) результаты обобщения и анализа данных комплексной интерпретации материалов ГИС, полученные во ВНИГИКе.

При выполнении настоящей работы авторы исходили не из принципиальных возможностей методов, а из достигнутого на производстве уровня их реализации, определяемого погрешностями измерений. По этой причине, громоздкие, но реализуемые решения предпочитались компактным, но не обеспеченным практическим уровнем точности, достигнутым на производстве. Это, в частности, относится к применению парных комплексов и комплексных палеток $\sigma_{об} - J_{y.e.}^{-1}$ и $J_{y.e.}^{-1} - \Delta t$, позволяющих уточнить

условную единицу НК, вместо $\sigma_{об} - K_{п}^{НК}$ и $K_{п}^{НК} - \Delta t$; временному от-
казу от использования литологических палеток (значений M и N) и т. д.

П.2. Метод исследования и оценка достоверности зависимостей нейтронного каротажа.

Для различных модификаций НК, реализуемых серийной аппаратурой широко распространены зависимости $J_{у.е.} (N_{у.е.}) = f(\rho g K_{п})$ [1, 3], экспериментально полученные на натуральных моделях, выполненных из известняка, при следующих стандартных условиях измерений: 1) порода представлена минералогически чистым кальцитом; 2) диаметр скважины номинальный; 3) прибор расположен на стенке скважины; 4) ствол скважины заполнен пресной водой ($\sigma_p = 1,0 \text{ г/см}^3$, $C_p < 0,5 \text{ г/л NaCl}$); 5) минерализация пластовой воды $C_p < 10 \text{ г/л NaCl}$; 6) измерения выполнены при давлении 0,1 МПа и температуре +20°C. Эти зависимости дополнены поправками, учитывающими отклонение прибора от стенки скважины и изменение минерализации воды (до $C_p = C_p = 170 \text{ г/л NaCl}$), заполняющей поры породы и ствол необсаженной скважины.

Набор перечисленных поправочных зависимостей недостаточен для интерпретации материалов НК в геолого-технических условиях, встречающихся в основных нефтегазоносных районах страны. Поэтому во ВНИГИКЕ выполнены теоретические [5, 6, 7] и экспериментальные [4] работы по исследованию зависимостей $J_{у.е.}$ от $K_{п}$ для более широкого диапазона изменений геолого-технических условий, включающего:

- 1) породы различного литотипа — известняк, доломит, ангидрит, кварцевый и полимиктовый песчаник (содержание полевых шпатов в последнем изменяется от 0 до 100%);
- 2) глинистость от 0 до 30% при различном составе глинистых минералов — каолинит, гидрослюда, хлорит;
- 3) диаметры скважин от 190 до 295 мм;
- 4) наличие промежуточной среды (глинистой корки) или слоя промывочной жидкости между стенкой скважины и прибором;
- 5) промывочные жидкости с минерализацией C_p от 0 до 250 г/л NaCl и плотностью от 1 до 1,8 г/см³; состав ПЖ — глинистый, известково-битумный, водоземulsionный;
- 6) минерализацию C_p пластовых вод от 0 до 250 г/л NaCl;
- 7) изменение давлений от 0,1 до 60 МПа и температур от +20 до +250°C.

Основная часть этих зависимостей, приведенных в наставлении, исследована теоретическим путем (методом Монте-Карло), что объясняется геометрической сложностью решаемых задач НК, многообразием физи-

ческих процессов и широким диапазоном изменения петрофизических характеристик пород, то есть невозможностью во многих случаях получить эти данные физическим моделированием. Поэтому имеющиеся экспериментальные данные использовались главным образом для контроля результатов расчетов, с этой же целью привлекались и материалы обобщения скважинных измерений. Расчеты были организованы так, что на начальном этапе моделировались условия, для которых имелись данные натурального моделирования. Этим устанавливалось соответствие теоретической модели реальной, оценивалась погрешность получаемых результатов и обосновывалась возможность расширения диапазона изменений геолого-технических условий. Завершающим этапом расчетов являлось практическое опробование полученных зависимостей при количественном определении геологических параметров по материалам отдельных модификаций НК и комплексу видов ГИС.

Ниже результаты расчетов сопоставляются с данными экспериментальных исследований.

Наиболее изученными для нейтронного каротажа являются зависимости $J_{y.e.}^{-1} = f(K_n)$, полученные для пласта известняка и указанных выше стандартных (идеализированных) условий измерений на натуральных моделях НВ НИИГГ, ВНИИЯГГ, ВНИИГИС. На рис. П.1 и П.2 представлено сопоставление этих зависимостей с расчетными для НГК и ННКт аппаратурой ДРСТ-3-90 и К-7.

Как видно из рисунков, максимальное расхождение тех или других зависимостей не превышает $\Delta K_n = \pm 1,0\%$ при $K_n > 15\%$ и $\Delta K_n \leq \pm 0,5\%$ при $K_n < 15\%$ (в единицах пористости). Практическое совпадение расчетных и экспериментальных зависимостей для известняка подтвердило достоверность расчетов, что позволило широко использовать метод Монте-Карло для получения других связей НК. Учитывая, что скважины в реальных условиях заполнены не пресной водой с $\sigma_p = 1,0 \text{ г/см}^3$, а промывочной жидкостью на глинистой или нефтяной основе с соответствующими добавками, было признано целесообразным использовать в качестве основных при построении комплексных палеток расчетные зависимости $J_{y.e.} = f(K_n)$ для плотности глинистой промывочной жидкости $\sigma_p = 1,2 \text{ г/см}^3$ и следующих литологических типов пород: известняка, доломита, ангидрита, кварцевого и кварц-полевошпатового песчаника. В последнем случае содержание кварца принято равным 55%, полевых шпатов — 45% от объема скелета породы.

Следует отметить, что одновременно с расчетами методом Монте-Карло, выполненными во ВНИГИК, в других геофизических организациях

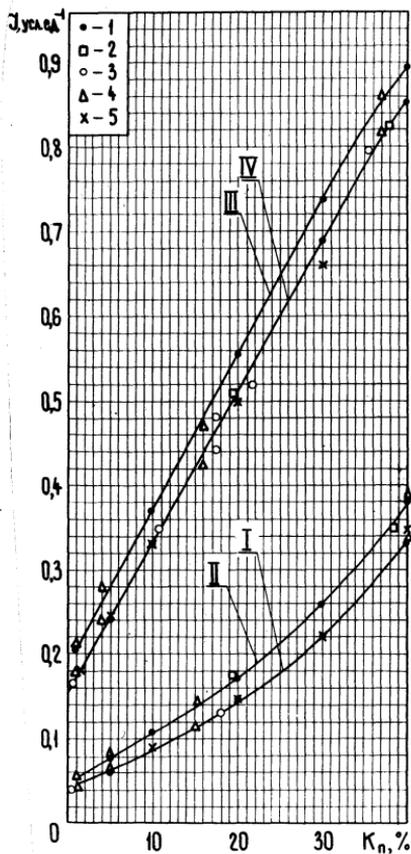


Рис. П.1. Сопоставление результатов расчета основных зависимостей НК для аппаратуры ДРСТ-3-90 с данными экспериментальных работ на моделях карбонатных пород. 1 — расчеты методом Монте-Карло; 2, 3 — измерения на моделях, выполненные А. М. Блюменцевым (2), З. З. Ханиповым (3); 4, 5 — результаты из литературных источников [1, 3].

I — ННК_T-50, $d_c = 200$ мм
 II — ННК_T-50, $d_c = 250$ мм
 III — НГК-60, $d_c = 243$ мм
 IV — НГК-60, $d_c = 190$ мм

страны вопросы влияния литотипа пород решались с помощью более упрощенных вычислительных схем. Для однозондовых модификаций НК это, в первую очередь, работы Р. А. Резванова [11, 12], для многозондового ННК_T расчеты по многогрупповой программе РУМ, разработанной во ВНИИЯГГ [13, 14]. Сравнение результатов в данном случае подтверждает качественное согласие оценок, полученных разными методами (знак эффектов, общие закономерности), но не во всех случаях. Количественные разногласия связаны в основном с приближенностью учета скважинной геометрии как в способе эквивалентности сред по нейтронным характеристикам,

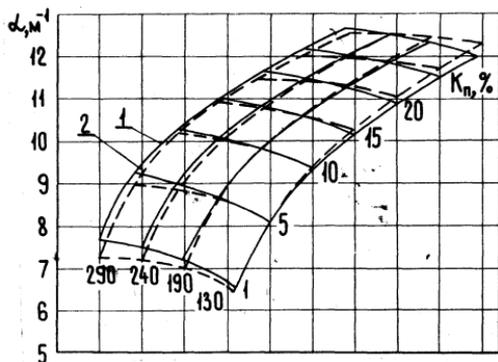


Рис. П.2. Сопоставление расчетных (1) и экспериментальных (2) зависимостей пространственного декремента затухания α_s тепловых нейтронов от пористости известняка (K_n ; $C_n = C_p = 0$). Шифр кривых — d_c , мм.

так и в численном многогрупповом методе. В качестве примера на рис. П. 3 приведено сравнение величин поправок на влияние состава горных пород, полученных разными методами для аппаратуры двухзондового нейтронного каротажа К-7. На этом же рисунке приведены поправки для аппаратуры CNL [15], полученные экспериментально на моделях пород различного литотипа. Видно, что и в этом случае различие результатов значительное, хотя данные [15] ближе к результатам, полученным методом Монте-Карло. Последнее еще раз свидетельствует, что результаты экспериментов для других видов аппаратуры использовать нельзя.

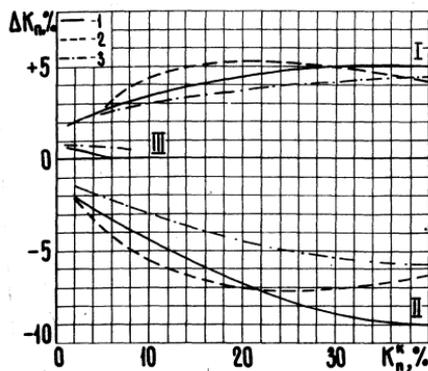


Рис. П.3. Сопоставление поправок за литологический состав пород относительно известняка (аппаратура К-7). 1 — расчет методом Монте-Карло; 2 — данные [15]; 3 — расчет по способу эквивалентности. I — кварцевый песчаник; II — доломит; III — антрацит.

В [1,2] даны поправки для учета влияния минерализации пластовой и промывочной жидкостей в диапазоне ее изменения от 50 г/л NaCl до 170 г/л NaCl. Сопоставление их с расчетными данными представлено на рис. П.4.

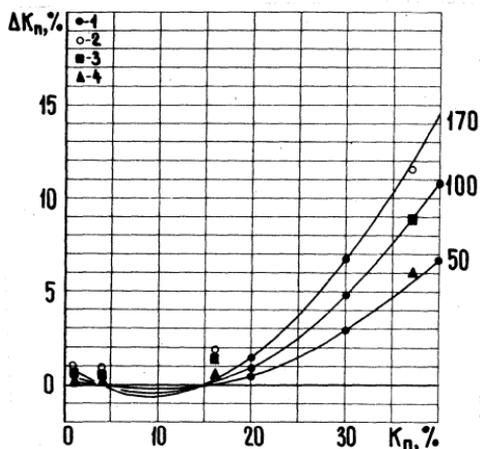


Рис. П.4. Сопоставление поправок ΔK_p на влияние минерализации пластовой и промывочной жидкостей, полученных расчетным (1) и экспериментальным путем (2–4) [1]. Шифр — минерализация пластовой и промывочной жидкостей в г/л NaCl ($C_p = C_p$; $d_c = 190$ мм; НГК-60; ДРСТ-3-90).

Удовлетворительное (с точностью $\Delta K_p = 1-2\%$ от объема пород) совпадение наблюдается при значениях $K_p > 20\%$. В области меньших значений пористости результаты теории и эксперимента расходятся. Это может быть обусловлено возможным недонасыщением низкопористых пластов $K_p = 1$ и 4% на моделях НВ НИИГГ) минерализованной водой.

Влияние плотности промывочной жидкости на результаты нейтронного каротажа изучались на моделях ВНИИГИС [4]. Сопоставление полученных данных с данными математического моделирования методом Монте-Карло приведено в табл. П.1.

Удовлетворительные результаты, полученные при сопоставлении расчетных и экспериментальных поправочных зависимостей, позволили рекомендовать расчетные поправки для учета влияния минерализации и плотности ПЖ в широком диапазоне их изменений.

Промежуточный слой между прибором и исследуемым пластом может быть образован в результате отклонения прибора от стенки скважины как за счет неровностей рельефа ствола скважины (локального увеличения d_c), так и за счет глинистой корки. Для учета влияния этого фактора в работе [1] приведены поправочные зависимости, полученные путем отклонения

Сопоставление величин поправок на влияние плотности промывочной жидкости, полученных расчетным и экспериментальным [4] путем

Метод и аппаратура	$\sigma_{р.}$ г/см ³	$K_{п} = 1\%$		$K_{п} = 15\%$		$K_{п} = 25\%$	
		I	II	I	II	I	II
ННК _Т -50,	1,2	0,35	0,5	1,0	1,5	1,3	1,7
ДРСТ	1,4	0,7	1,0	1,9	1,9	2,7	3,8
НГК-60,	1,2	0,5	0,4	0,75	0,7	0,6	0,6
ДРСТ-3-90	1,4	0,8	1,2	1,2	1,4	0,8	1,4

Примечание: колонка I – по расчетным данным;

II – по экспериментальным данным

прибора от стенки скважины, заполненной водой, на 1 и 2 см (для учета глинистой корки поправка уменьшалась, исходя из общих соображений, примерно на 30%). В работе [4] глинистая корка имитировалась отклонением прибора от стенки скважины, заполненной глинистым раствором плотностью $\sigma_{р.} = 1,4 - 1,6$ г/см³. Реальная плотность глинистой корки, образованной при заполнении ствола скважины глинистым раствором составляет $\sigma_{г.л.к.} = 1,5-1,7$ г/см³. При добавке в раствор утяжелителей плотность корки несколько возрастает. При проведении расчетов плотность глинистой корки принималась равной $\sigma_{г.л.к.} = 1,6$ г/см³ и состав ее точно соответствовал реальному.

Сопоставление величин поправок, полученных экспериментальным и расчетным путем, приведено в табл. П.2.

Из таблицы видно, что результаты математического моделирования согласуются с экспериментальными данными, полученными при использовании утяжеленных растворов, наилучшим образом отражающих характеристику глинистой корки. Поправочные зависимости, представленные в [1], занижены. Поэтому в наставлении использованы расчетные поправки на влияние $h_{г.л.к.}$.

П.3. Обоснование поправок на влияние технических условий измерений при гамма-картаже

Имеется ряд зависимостей для приведения показаний ГК к стандартным диаметру скважины и плотности промывочной жидкости. Большинст-

Сопоставление величин поправок на влияние глинистой корки, полученных расчетным и экспериментальным путем

Метод и аппаратура	$h_{г.л. к.}$ см	$K_n = 1\%$		$K_n = 15\%$		$K_n = 25\%$	
		I	II	I	II	I	II
ННК _T -50, ДРСТ-3-90	1	1,8	1,5	3,1	3,0	2,5	3,2
	2		0,7		1,9		2,4
НГК-60, ДРСТ-3-90	1		1,0		2,5		3,0
		0,8	1,2	1,6	1,2	1,3	1,2
	2		0,7		1,4		1,2
		1,5	2,0	3,2	2,4	2,6	2,4
			1,3		2,8		2,2

Примечание: колонка I — по расчетным данным; II — по экспериментальным данным; в колонке II верхняя цифра — по работе [4], нижняя — [1].

во из них получено расчетным путем в предположении, что регистрируется только прямое излучение [7]. В работе [8] учитывается фактор накопления. В последние годы широкое распространение получили номограммы приведения, составленные Бланхардтом и Деваном [19] по результатам экспериментальных работ. Во ВНИГИКе проведены расчеты зависимостей ГК от диаметра скважины, плотности и радиоактивности промывочной жидкости для различных геологических условий измерений методом Монте-Карло. С целью оценки достоверности результатов была построена насыпная (КСВ) модель пласта, пересеченного скважинами разного диаметра и заполнения. Результаты измерений на этой модели сопоставлены с расчетными, специально выполненными в точной геометрии модели. Сопоставление приведено в табл. П.3. из которой следует, что те и другие данные практически совпадают, что доказывает высокую точность расчетов (максимальная разница относительных показаний — 3–3,5%).

Сравнение результатов расчетов для реальной геометрии проведения ГК в нефтяных скважинах с материалами прежних работ, упомянутых выше, показывает на существенное различие тех и других данных, намного превышающее погрешность расчетов. Учитывая проведенную эксперимен-

Сопоставление результатов относительных показаний ГК с экспериментальными данными для модели из хлористого калия

Диаметр скважины, см; положение прибора	$\sigma_p = 1,0 \text{ г/см}^3$			$\sigma_p = 1,2 \text{ г/см}^3$			$\sigma_p = 1,37 \text{ г/см}^3$		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
30; на стенке	0,966	0,959	0,72	0,915	0,923	0,87	0,886	0,886	0
30; на оси	0,876	0,852	2,7	0,813	0,807	0,74	0,780	0,753	3,5
22,3; на стенке	—	—	—	1	1	—	0,966	0,963	0,3
22,3; на оси	—	—	—	0,953	0,940	1,4	0,908	0,902	0,6
12; на стенке	—	—	—	—	—	—	1,163	1,142	1,8

Примечание к таблице: колонка 1 – расчет; 2 – эксперимент; 3 – разница в %. За единицу приняты показания прибора на стенке скважины диаметром 22,3 см, заполненной промывочной жидкостью плотностью $\sigma_p = 1,2 \text{ г/см}^3$.

тальную проверку расчетов, в наставлении использованы расчетные зависимости $J_{ГК} = f(d_c, \sigma_p)$ для конкретной аппаратуры ДРСТ-3-90 и СП-62. Поскольку различие для СП-62 и ДРСТ-3-90 очень мало (в пределах 2–3%), даны усредненные графики коэффициентов приведения. Поправочные коэффициенты слабо зависят от характера естественной радиоактивности пород (K, Th, U-Ra), поэтому они усреднены и даются для случая, когда показания от пласта обусловлены на 40% калием, на 30% ураном-радием и на 30% торием.

П.4. Обоснование комплексных палеток.

П.4.1. Минеральная плотность и интервальное время пробега продольной волны породы и глинистых цементав.

Основным параметром, требующим обоснования при использовании гамма-гамма-каротажа для оценки емкостных свойств, как отдельно, так и в комплексе с другими видами ГИС, является минеральная (скелетная) плотность пород σ_M и глинистых цементав $\sigma_{гл}$.

В табл. П.4. приведены значения плотности σ_M наиболее распространенных минералов, входящих в состав пород нефтегазовых месторождений. Там же указаны значения эквивалентной по отношению к известняку плотности $\sigma_{эКВ}$ этих минералов и разница $\sigma_M - \sigma_{эКВ} = \Delta \sigma (Z/A)$.

Таблица П.4

Сопоставление истинных и эквивалентных значений плотности
минералов, входящих в состав горных пород

Минерал	$\sigma_M, \text{г/см}^3$	$\sigma_{\text{ЭКВ}}, \text{г/см}^3$	$\Delta\sigma(Z/A), \text{г/см}^3$
Кальцит	2,71	2,71	0
Доломит	2,87	2,87	0
Кварц	2,65	2,65	0
Альбит	2,62	2,59	0,03
Анортит	2,76	2,74	0,02
Олигоклаз	2,67	2,65	0,02
Ортоклаз	2,57	2,55	0,02
Микроклин	2,55	2,52	0,03
Андезин	2,68	2,65	0,03
Каолинит	2,62	2,65	- 0,03
Галлуазит	2,63	2,62	0,01
Мусковит	2,88	2,86	0,02
Биотит	3,3	3,28	0,02
Глауконит	2,2-2,8	2,18-2,76	0,02-0,04
Сидерит	3,96	3,83	0,13
Пирит	5,02	4,85	0,18
Эпидот	3,37	3,35	0,02
Брукит	3,87	3,68	0,19
Анализ	3,89	3,68	0,21
Рутил	4,30	3,68	0,38
Циркон	4,68	4,39	0,29
Ильменит	4,7	4,43	0,27
Сфен	3,4	3,33	0,07
Турмалин	3,25	3,25	0
Магнетит	5,17	4,91	0,26
Цоизит	3,2	3,18	0,02
Лейкоксен	3,5	3,43	0,07
Гранат	4,1	3,99	0,11
Гидрогетит	4,09	3,96	0,13
Апатит	3,16	3,12	0,04
Диксит	2,62	2,64	- 0,02
Накрит	2,63	2,63	0
Лизардит	2,55	2,57	- 0,02
Серпентин	2,36	2,38	- 0,02
Гидролюда	2,81	2,79	0,02
Серицит	2,76	2,74	0,02
Монтмориллонит	2,5	2,48	- 0,02
Хлорит	2,72	2,67	- 0,02
Галлуазит	2,2	2,24	- 0,04
Хризотил-асбест	2,22	2,24	- 0,02

Данные этой таблицы позволяют рассчитать значения $\Delta \sigma (Z/A)$ для пород, состоящих из этих минералов, по формуле:

$$\Delta \sigma (Z/A) = \sum v_i \cdot \Delta \sigma_i (Z/A),$$

где v_i — относительное массовое содержание i -минерала в породе.

Для известняков значение минеральной плотности целесообразно принять равным $\sigma_M = 2,71 \text{ г/см}^3$ (кальцит), для доломитов $\sigma_M = 2,87 \text{ г/см}^3$ (доломит).

В кварцевых песчаниках минеральная плотность обычно не равна σ_M для кварца из-за влияния примесей тяжелых минералов; в полимиктовых песчаниках σ_M также зависит от их минерального состава. Для оценки устойчивости σ_M в таких условиях был исследован состав песчаников по различным районам страны и по его изменениям оценены возможные вариации σ_M . В отличие от прямого анализа значений σ_M полученных при исследовании керна, такой подход позволяет определить причину вариаций σ_M , которые могут быть связаны как с изменением состава скелета пород, так и с примесями, например глин, влияние которых обычно рассматривается отдельно.

Вместе с тем получаемые таким путем значения σ_M должны обязательно контролироваться прямыми измерениями σ_M , так как точность оценки минерального состава невысока. Однако, поскольку различие для основных минералов, входящих в состав пород, невелико, обычно рассчитанные и измеренные величины σ_M удовлетворительно совпадают.

В табл. П.5 показан средний состав кварцевых песчаников нефтяных районов Удмуртии, Башкирии и Северного Казахстана. Там же приведены значения σ_M , рассчитанные по этим данным по формуле $\sigma_M = \frac{1}{\sum v_i / \sigma_{Mi}}$

где v_i — весовое содержание i -минерала, σ_{Mi} — его плотность. Основной вывод, который можно сделать из материалов таблицы — стабильность значений минеральной плотности кварцевых песчаников по рассмотренным районам, несмотря на заметное различие их минерального состава. Исходя из этого при построении комплексных палеток использовано одно значение минеральной плотности этих песчаников, равное $\sigma_M = 2,67 \text{ г/см}^3$ и подтвержденное данными прямых определений на керне. Судя по таблице, возможные вариации σ_M не превысят $\Delta \sigma_M = \pm 0,001 \text{ г/см}^3$.

В табл. П.6 в качестве примера приведены данные о составе полимиктовых песчаников мезозоя севера ЗСН по девяти свитам. Из таблицы следует, что значения σ_M коррелированы, в основном, с содержанием слюд, увеличение которых приводит к росту σ_M , и в меньшей степени с содер-

жанием калиевых полевых шпатов, повышение содержания которых сопровождается уменьшением σ_M . Анализ таблицы также показывает, что, несмотря на существенные вариации содержания минералов в породе

Таблица П.5

Состав кварцевых песчаников, их минеральная плотность и интервальное время пробега продольной волны

Минерал	σ_M г/см ³	$\Delta t_{СК}$ мкс/м	Массовое содержание в породе, %		
			палеозой Удмуртии	палеозой Башкирии	мезозой Казахстана
Кварц	2,65	165	81	92	80
Кварцит	2,67	165	6	—	—
Халцедон	2,60	165	5	—	3
Альбит	2,62	166	2	—	—
Олигоклаз	2,67	166	2	—	—
Микроклин	2,55	163	2	2	—
Ортоклаз	2,57	150	—	2	12
Кальцит	2,71	155	—	2	3
Циркон	4,68		0,3	0,6	0,1
Ильменит	4,70		0,3	0,07	0,1
Пирит	5,02		0,2	0,14	0,4
Турмалин	3,25		0,4	0,35	0,1
Апатит	3,16		0,3	—	—
Лейкоксен	3,5		0,3	0,5	0,8
Рутил	4,30		0,2	0,7	—
Магнетит	5,17		—	0,06	0,1
Гранат	4,1		—	—	0,1
Ставролит	3,7		—	—	0,1
Биотит	3,3		—	—	0,1
Сфен	3,4		—	—	0,1
Сидерит	3,96		—	0,07	—
Барит	4,5		—	0,07	—
Анатаз	3,89		—	0,07	—
σ_M (смеси), г/см ³			2,677	2,673	2,667
$\Delta t_{СК}$ (смеси), мкс/м			165	165	164
$\Delta \sigma (z/A)$ (смеси), г/см ³			0,008	0,007	0,001

(кварца от 31% до 42%, полевых шпатов от 28% до 43%, слюд от 3% до 15%), плотность пород меняется незначительно. Так, если исключить данные по кузнецовской свите, то среднее значение σ_M составит $2,68 \pm \pm 0,03$ г/см³. В среднем та же величина получена по центральному району ЗСН и по мезозою Южного Казахстана.

Таблица П.6.

Состав полимиктовых песчаников, их минеральная плотность и интервальное время пробега продольной волны по северу ЗСН

Минерал	Массовое содержание минерала в % по свитам								
	кузне- цов- ской	покур- ской	усть- балык- ской	прав- дин- ской	юж- ноба- лык- ской	очим- кин- ской	ачи- мов- ской	аба- лак- ской	тю- мен- ской
Кварц	36,7	36,6	30,9	34,6	41,7	37,1	33	31,9	36,4
Кварцит	8,5	8,6	9,2	10,6	7,7	12,1	6,2	14,7	7,4
Ортоклаз	17	23,5	26,1	23,6	23,9	20,9	26,1	21,3	26,8
Микроклин	5,7	7,8	8,6	7,8	6,9	7,0	8,6	1,0	8,4
Плаггиоклазы	5,7	7,8	8,6	7,8	6,9	7,0	8,6	7,0	8,4
Биотит	12,7	4,1	4,4	2,3	2,5	1,3	7,5	6	2,6
Мусковит	3,2	1	1,0	0,7	0,6	0,4	1,8	1,5	0,6
Пегматиты	4,3	4,3	4,6	5,3	3,9	6,1	3,1	7,3	3,7
Глины	4,2	4,3	4,6	5,3	3,9	6,1	3,1	7,3	3,7
Магнетит	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Ильменит	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пирит	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Циркон	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Эпидот	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Турмалин	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Сидерит	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Брукит	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Анализ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Рутил	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Сфен	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
σ_M (смеси), г/см ³	2,75	2,68	2,67	2,65	2,66	2,67	2,69	2,71	2,65
$\Delta t_{СК}$ (смеси), мкс/м	165	165	166	164	165	165	163	165	163
$\Delta \sigma$ (Z/A), г/см ³	0,02	0,01	0,02	0,03	0,04	0,01	0,02	0,01	0,01

Исходя из вышеизложенного, при построении палеток для полимиктовых песчаников принято среднее значение $\sigma_M = 2,68 \text{ г/см}^3$, подтвержденное данными прямых измерений этой величины на керне. Однако, как это следует из таблицы, в каждом конкретном случае целесообразно уточнять среднее значение σ_M по материалам исследований керна.

В табл. П.7 приведен средний минеральный состав глинистых цемента песчаников мезозоя севера Западно-Сибирской низменности и палеозоя Волго-Уральской нефтяной провинции. Минеральная плотность глинистого цемента изменяется от $\sigma_{\text{гл}} = 2,62 \text{ г/см}^3$ в каолиновом цементе до $\sigma_{\text{гл}} = 2,81 \text{ г/см}^3$ в гидрослюдном цементе. Однако чисто каолиновые и гидрослюдные цементы встречаются редко, преобладающим для рассматриваемых районов является смешанный состав глинистых цемента, вклю-

Таблица П.7

Средний состав глинистых цемента

Район	Волго-Уральский			Север ЗСН					σ_M , г/см ³
	палеозой			мезозой					
				по-кур-ская	алым-ская	вар-тов-ская	меги-он-ская	тю-мен-ская	
Тип цемента	1	2	3	1	3	3	3	3	
Минерал	объемное содержание минерала в цементе, %								
Каолинит	90	—	45	60	40	40	22	45	2,62
Гидрослюда	—	90	45	1	14	14	23	45	2,81
Хлорит	—	—	—	4	40	40	23	5	2,72
Дафнит	3	3	3						3,0
Шамозит	3	3	3						3,03
Делессит	3	3	3						2,89
Гидрогетит	1	1	1						4,09
Бейделлит				20					2,6
Каолинит-гидрослюда				5					2,7
Монтмориллонит				1					2,5
Гидрослюда-монтмориллонит				5	1	1	6	1	2,64
Галлуазит				1	1	1	1	1	2,2
Лизардит				1	1	1	1	1	2,55

Район	Волго-Уральский			Север ЗСН					$\sigma_{\text{м}}$ $\rho/\text{см}^3$
Возраст пород	палеозой			мезозой					
				по-кур-ская	альп-ская	вар-тов-ская	меги-он-ская	тю-мен-ская	
Тип цемента	1	2	3	1	3	3	3	3	
Минерал	объемное содержание минерала в цементе, %								

Глауконит				1	1	1	1	1	2,5
Хризотил-асбест				1	1	1	1	1	2,2
Серпентин-хлорит (смеси)					1	1	22		2,68

$\sigma_{\text{гл}}$, г/см³ 2,67 2,81 2,74 2,62 2,67 2,67 2,70 2,69

$\Delta\sigma(Z/A)$, г/см³ -0,021 +0,024 +0,001 - 0,001+0,012+0,012+0,013-0,002

Примечание: 1 — цемент каолиновый;

2 — цемент гидрослюдный;

3 — цемент смешанный.

чающий указанные типы глин и хлорит. Кроме этих основных компонентов глинистые цементы содержат в довольно больших количествах другие минералы. Несмотря на сложный и изменчивый состав глинистых цементов их плотность для определенного типа мало меняется, например, для наиболее сложных цементов значения $\sigma_{\text{гл}}$ варьируют в пределах от 2,66 до 2,74 г/см³, то есть на $\pm 0,04$ г/см³ от среднего значения 2,7 г/см³.

В табл. П.5—П.7 приведены также поправки $\Delta\sigma(Z/A)$ в кварцевых и полимиктовых песчаниках, а также в глинистых цементах. При выборе $\sigma_{\text{м}}$ для комплексных палеток эти поправки не учитывались, так как интерпретация должна проводиться по истинным значениям $\sigma_{\text{об}}$. Для получения таких значений поправка должна вноситься в измеряемые по ГГКП величины $\sigma_{\text{экв}}$ по изучаемым пластам. Однако, учитывая, что поправка очень мала и не превышает 0,02 г/см³, допустимо при оперативной интерпретации вносить ее сразу для всех исследуемых пластов, вводя фиктивное значение $\sigma_{\text{мф}} = \sigma_{\text{м}} - \Delta\sigma(Z/A)$.

В тех же таблицах подсчитаны значения $\Delta t_{\text{СК}}$ среднего интервального времени рассматриваемых пород. Видно, что $\Delta t_{\text{СК}}$ для песчаников любого из рассмотренных минерального состава составляет $\Delta t_{\text{СК}} = 165 \pm 2$ мкс/м.

В табл. П.8 приведены значения минеральной плотности $\sigma_{\text{м}}$ и интервального времени продольной волны $\Delta t_{\text{СК}}$ и $\Delta t_{\text{ж}}$ принятые при построении комплексных палеток.

Значения σ_M и $\Delta t_{СК}$ пород, основных породообразующих минералов и пластовых вод, принятые при построении комплексных палеток

Порода	σ_M г/см ³	$\Delta t_{СК}, \Delta t_{Ж}$ мкс/м
1	2	3
Известняк	2,71	155
Доломит	2,87	142
Ангидрит	2,96	164
Гипс	2,32	171
Песчаник кварцевый	2,67	165
Песчаник полимиктовый	2,68	165
Каолинит	2,62	217
Гидрослюда	2,81	251
Хлорит	2,72	234 (усл.)
Вода пресная	1,0	610
Вода предельной минерализации	1,2	560

П.4.2. Оценка погрешности группирования комплексных палеток.

Сложность составления комплексных палеток $\sigma_{об} = J_{у.е.}^{-1}$ и $J_{у.е.}^{-1} - \Delta t$ обусловлена большим числом геолого-технических факторов, влияющих на результаты определения $K_{п}$ по материалам НК. При точном учете этих факторов количество комплексных палеток становится чрезмерно большим. Поэтому одна из задач заключается в уменьшении количества комплексных палеток до минимума путем объединения их в группы по условиям измерений и оценке погрешности определения $K_{п}$, обязанной группированию. Второй задачей, связанной с погрешностью определения $K_{п}$, была оценка правомерности подмены одновременного изменения нескольких параметров, характеризующих условия измерений, суммой их отдельных влияний, то есть оценка влияния аддитивности поправок.

При определении $K_{п}$ по комплексным палеткам, включающим НК, входными величинами, помимо самих измеряемых геофизических параметров ($\sigma_{об}, J, \Delta t$), служат тип разреза (карбонатный, песчано-глинистый), диаметр скважины d_c , минерализация пластовой ($C_{п}$) и промывочной ($C_{р}$) жидкости, тип и плотность $\sigma_{р}$ промывочной жидкости, толщина ($h_{г.л.к.}$) глинистой корки. За критерий, определивший выбор групп по учету геолого-технических условий измерений и порядок внесения попра-

вок, была принята систематическая погрешность определения пористости, не превышающая $\pm 1\%$ от объема породы во всем диапазоне изменения K_n . Из перечисленных величин три—литотип разреза, тип промывочной жидкости, минерализация пластовой воды и промывочной жидкости — вынесены в заголовки палеток и определяют соответствующую группу. Учет влияния остальных факторов осуществляется путем корректировки показаний с помощью номограмм, расположенных непосредственно на палетках.

Разделение палеток по литотипу породы (терригенная либо карбонатная) и по типу промывочной жидкости (на водной либо нефтяной основе) обусловлено большими значениями соответствующих поправок, при которых аддитивный учет дает погрешность определения K_n , большую заданной. Выделение групп по значениям $C_n = C_p$ обусловлено взаимозависимым влиянием этих факторов и невозможностью их отдельного учета. Выбор количества групп осуществлен, исходя из значений погрешностей ΔK_n определения пористости при изменении d_c , C_n и C_p (рис. П.5).

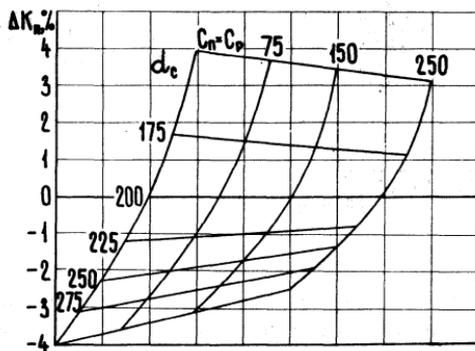


Рис. П.5. Погрешность ΔK_n определения пористости карбонатных пород по данным НГК в диапазоне изменения K_n от 5 до 25%, обусловленная изменением диаметра скважины d_c (мм), минерализацией пластовой воды и промывочной жидкости ($C_n = C_p$) г/л NaCl.

Максимальное значение ΔK_n не будет превышать $\pm 1,5\%$ абсолютных для $K_n < 20\%$ и $\pm 2,5\%$ для $K_n > 20\%$ при определении пористости с использованием материалов одного НК и вдвое меньше при комплексной интерпретации данных НК-ГГКП либо НК-АК, если использовать следующие груп-

пы по минерализации ($C_n = C_p$): 0-60, 60-130 и больше 130 г/л хлористого натрия — при средних значениях, использованных для построения палеток 30, 95 и 250 г/л (рис. П.6).

При изменении минерализации вод от 0 до 250 г/л погрешность ΔK_n определения пористости карбонатных пород по материалам комплексов НГК-ГГКП не превышает $\pm 0,5$; $\pm 1,0$ и $\pm 1,5\%$ абсолютных соответственно в диапазонах изменения K_n от 0 до 15%; 15-20%; 20-25% и резко возрастает при $K_n > 25\%$ (рис. П.6).

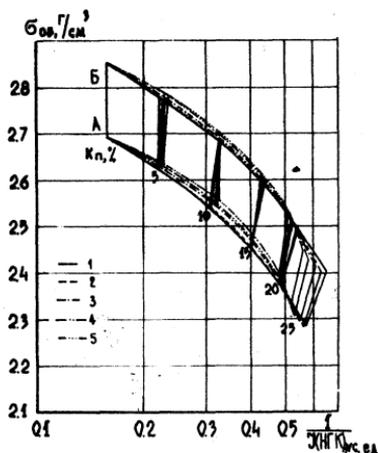


Рис. П.6. Изменение K_n оцениваемого по комплексу ГГКП-НГК при изменении минерализации пластовой воды и промывочной жидкости от 0 до 250 г/л. А — известняк, Б — доломит.

- 1 — $C_n = C_p = 10$ г/л NaCl
- 2 — $C_n = C_p = 35$ г/л NaCl
- 3 — $C_n = C_p = 75$ г/л NaCl
- 4 — $C_n = C_p = 135$ г/л NaCl
- 5 — $C_n = C_p = 250$ г/л NaCl

Увеличение погрешности с ростом K_n обусловлено возрастанием влияния минерализации промывочной и пластовой жидкости при концентрации NaCl более 130 г/л. При такой минерализации и $K_n > 20\%$ комплекс НГК-ГГКП не обеспечивает требуемой точности.

Учет влияния на показания НК толщины глинистой корки, плотности промывочной жидкости и отклонения диаметра скважины от номинального значения осуществляется с помощью номограмм, размещенных в нижней части комплексных палеток. Максимально возможные погрешности определения K_n возникающие за счет аддитивного внесения в показания НК поправок за влияние этих факторов, не превышает $\pm 0,5\%$ абсолютных при невысокой минерализации жидкости в диапазоне изменения K_n от 0 до 35%, а при высокой минерализации — не более $\pm 1\%$ при изменении K_n от 0 до 25% (табл.П.9).

Максимальная погрешность определения пористости ($\pm \Delta K_p$, % абсолютных) по комплексным палеткам за счет аддитивного внесения в показания НК поправок, учитывающих влияние условий измерений

Комплекс	d_c , мм	K_p , %		
		1%	10%	25%
ГГК-ННК _T -50	190-243	0,2	0,2	0,2
	270-300	0,2	0,2	0,2
АК-НГК-60	190-243	1,0	0,7	0,5
	270-300	0,6	0,5	0,4
ГГК-НГК-60	190-243	1,0	0,8	0,6
	270-300	0,7	0,6	0,5

П.4.3. Особенности результатов, получаемых парными комплексами в карбонатных отложениях, положенные в основу критериев интерпретации.

Для иллюстрации влияния глинистости, загипсованности, ангидритизации, а также кавернозности при комплексной интерпретации, на поле палеток парных комплексов (рис. П.7.) нанесены точки, соответствующие пластам известняка и доломита с $K_p = 15\%$ и содержанием указанных примесей 10% и 20%. Ниже, на основе анализа этого рисунка, рассматривается влияние указанных факторов отдельно по каждому комплексу.

1. Комплекс ГГКП-НК. На оценку литологической принадлежности пород любой тип глин влияет примерно одинаково: каждые 10% глин ведут к погрешности определения литологии пород на одну градацию, а при глинистости известняка большей 20% он может быть оценен как доломит. При той же глинистости доломита точки, соответствующие этим пластам, будут располагаться выше литологической сетки. При оценке K_p примесь каолиновой глины обуславливает на каждые 10% глин погрешность определения пористости $\Delta K_p = 3,5\%$, а гидрослюдной — 2,5%, что в полтора раза меньше, чем при интерпретации данных НГК-60. Минеральный состав глин необходимо учитывать при глинистости большей 20-30%, однако такие породы перестают быть коллекторами.

На результатах определения K_p существенно сказываются примеси гипса. Каждые 10% гипса завышают определяемые значения пористости на 4% абсолютных. Литологическая характеристика изменяется в меньшей

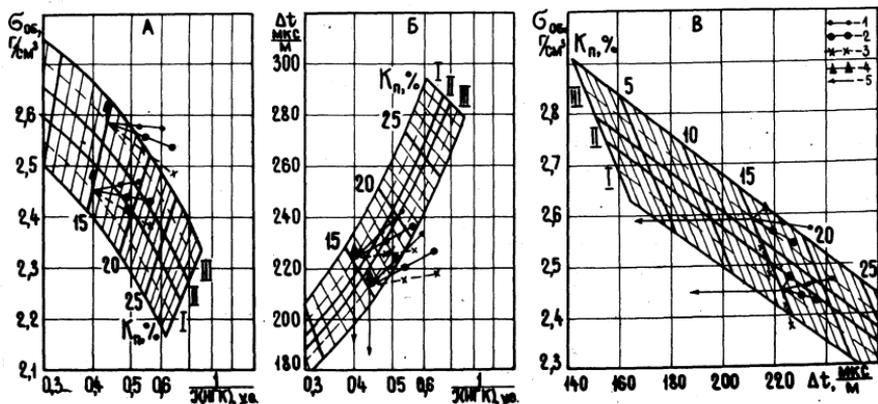


Рис. П. 7. Иллюстрация влияния глинистости, сульфатности и структуры порового пространства на результаты определения пористости и литотипа карбонатных пород по комплексам ГГКП-НГК (А), НГК-АК (Б) и ГГКП-АК (В).

1 — известняк; II — доломит известковистый; III — доломит.

1 — каолинитовые глины; 2 — гидрослюдные глины; 3 — гипс; 4 — ангидрит; 5 — кавернозность. Ближняя точка соответствует 10% содержания соответствующей примеси, а вторая — 20%.

степени, чем при глинистости пород. Так, известняк с $K_n=15\%$ при загипсованности более 15% может быть оценен как доломит известковистый. Чтобы известняк был оценен как доломит по комплексу ГГК-НГК, необходимо содержание гипса более 30%, что мало вероятно.

Примеси глины и гипса по комплексу ГГКП-НГК разделить нельзя. Однако они имеют разную характеристику по ГК: глинистые породы характеризуются повышением естественной гамма-активности, наличие в разрезе гипса не изменяет показаний ГК.

Примесь ангидрита увеличивает объемную плотность пород, вследствие чего при объемном содержании ангидрита, равном 20%, погрешность определения пористости известняка по комплексу ГГКП-НГК составляет 0,5% абсолютного; для доломита она существенно меньше. Каждые 30% ангидрита обуславливают погрешность определения литотипа пород на одну градацию.

Структура порового пространства карбонатных пород не влияет на результаты определения K_n по данным рассматриваемого комплекса.

В районах высокой минерализации пластовых вод следует учитывать

зависимость показаний НГК от хлоросодержания пород. Показания НГК в хлоросодержащих пластах с $K_{п} \leq 10-15\%$ меньше, чем в пластах с пресной водой, за счет чего определяемые по НГК значения $K_{п}$ завышены на 1,5–3% абсолютных. Так как хлор в прискважинной части пласта остается в слабопроницаемых пластах, именно эти пласты с плохими коллекторскими свойствами могут быть отнесены при интерпретации к другой литологической градации с завышением $K_{п}$.

2. Комплекс НК-АК. Влияние глинистости на рис. П.7 рассмотрено для случая слоистой глинистости при условии, что Δt равно 217 мкс/м в каолините, 251 мкс/м в гидрослюде и 610 мкс/м в пластовой воде. Результаты определения $K_{п}$ по комплексу данных НГК-АК меньше зависят от влияния глин, чем при использовании данных ГГКП–НГК: в среднем погрешность $\Delta K_{п}$ оценки пористости составляет 2,5% от объема пород на каждые 10% глин независимо от их минерального состава. Литологическая характеристика пород при отсутствии учета глинистости меняется примерно так же, как и при использовании комплекса ГГКП–НГК, причем наибольшее изменение имеет место для каолиновой глины. Для известняка добавка 10% глины изменяет результаты оценки литотипа на одну градацию; для доломита точки, соответствующие таким пластам, располагаются ниже литологической сетки.

Примесь ангидрита слабо влияет на результаты определения $K_{п}$ и литотипа пород. Лишь при объемном содержании ангидрита, превышающем 30%, погрешность определения превысит 1%.

Примесь гипса влияет на результаты определения $K_{п}$ значительно меньше, чем на результаты комплекса ГГК-НГК; каждые 10% гипса увеличивают определяемое значение пористости на $\Delta K_{п} \approx 1,5\%$ абсолютных. Влияние гипса на определение литотипа пород существенно заметнее: если не учитывать содержание гипса, то каждые его 10% изменяют определяемую литологическую характеристику на две градации, то есть пласт известняка может быть оценен как доломит. Даже незначительная примесь гипса в доломите смещает точки, соответствующие таким пластам, вниз от литологической сетки.

Структура порового пространства влияет на результаты определения $K_{п}$ по комплексу данных НК и АК вследствие малой зависимости Δt от каверновой пористости; показания НК от структуры пор не зависят. Поэтому точки, соответствующие пластам с каверновой пористостью, смещаются вниз параллельно оси Δt ; для кавернозных доломитов они выходят за пределы литологической сетки. Для оценки каверновой пористости известковых разностей необходимо предварительно установить литотип пород по комплексу данных ГГКП-НК.

3. Комплекс ГГКП-АК. Расчлвняющая способность комплекса ниже, чем двух других комплексов, а погрешность определения K_n составляет $\pm (2-3)\%$ при отсутствии влияния искажающих факторов. Использование комплекса дает дополнительную информацию при изучении глинистых и сульфатизированных пород.

Глинистость пород сказывается на результатах определения K_n вследствие ее влияния на величину Δt ; минеральные плотности глин, известняка и доломита близки. Для каолиновой глины погрешность определения K_n составляет 2% абсолютных на каждые 10% глин, а для гидрослюдной глины $\Delta K_n = 3\%$ абсолютных на каждые 10% глин. Литологическая характеристика пород при указанном содержании каолиновой глины не меняется, а для гидрослюдной меняется на соседнюю градацию. Если тип глин неизвестен, погрешность определения K_n при учете глинистости принимается равной 2,5% абсолютных на каждые 10% глин.

Примесь ангидрита заметнее влияет на определение K_n , чем при использовании предыдущих двух комплексов. Каждые 10% ангидрита ведут к завышению определяемого значения пористости на 1% абсолютный, а 20% дают ошибку оценки литотипа пород на одну градацию.

Примесь гипса незначительно влияет на определение K_n по комплексу данных ГГКП-АК: содержание 20% гипса уменьшает определяемое значение пористости на 1% абсолютный. Определяемая литологическая характеристика меняется значительно. При такой же примеси гипса доломит оценивается как известняк, а точки, соответствующие известняку, располагаются ниже литологической сетки палетки.

Влияние каверновой пористости на результаты определения K_n по комплексу данных ГГКП-АК такое же, как для комплекса НГК-АК.

Исходя из рассмотренных выше особенностей парных комплексов, были сформулированы критерии оценки пористости и литологии карбонатных пород, приведенные в комплекте с комплексными палетками.

П.4.4. Связь естественной радиоактивности и удельной поверхности кварцевых пород.

Зависимость естественной радиоактивности скелета пород от удельной поверхности и среднего диаметра зерен изучалась сопоставлением результатов лабораторных измерений фракционного состава пород по керну с диаграммами ГК. Выделялись четыре группы пород: 1) крупнозернистый песчаник с диаметром зерен d_3 более 0,2 мм; 2) мелкозернистый песчаник, для которого $0,2 \text{ мм} > d_3 > 0,1 \text{ мм}$; 3) крупнозернистый алевролит $0,1 \text{ мм} > d_3 > 0,05 \text{ мм}$; 4) мелкозернистый алевролит с диаметром зерен в пределах 0,05–0,01 мм. Принималось, что зерна кварца имеют сферическую

форму, а их удельная поверхность $S(V)$ определяется по формуле:

$$\Sigma S(V) = \frac{6(1 - K_p) \Sigma K_{zi}}{\Sigma d_{zi}}, \quad (\text{см}^2 / \text{см}^3),$$

где K_{zi} — доля фракции зерен, имеющих диаметр d_{zi} .

Показания ГК использовались в форме приведенного двойного разностного параметра ΔJ_γ (прив).

Величина J_γ глин (прив) определена по 27 скважинам различных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции как среднее значение J_γ в пластах различных глин палеозоя с учетом диаметра скважины и фона промывочной жидкости. Найденные таким образом значения ГК сопоставлены с удельной поверхностью зерен (рис. 11.8). Сопоставлением подтверждена линейная связь между указанными параметрами, выявленная ранее [21] по лабораторным измерениям естественной радиоактивности и удельной поверхности зерна. Усредненные полученные данные и пересчитанные в такие же единицы результаты работы [21] приведены в табл. П.10.

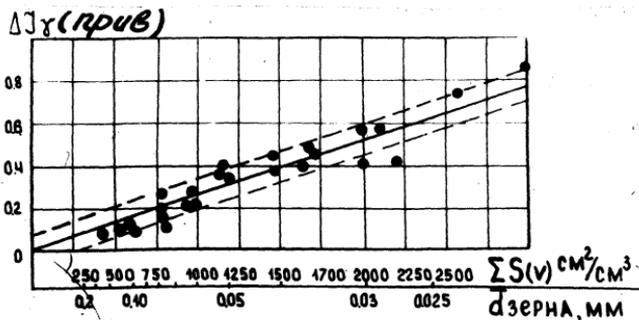


Рис. П.8.
Сопоставление удельной поверхности кварцевых зерен с гамма-активностью пород.

Значения приведенного двойного разностного параметра, характеризующие песчано-алевритовые породы разного фракционного состава

Характеристика	Значения ΔJ_{γ} (прив)		
	по скважинным исследованиям	по данным исследований керна	
		по группам кварца различной фракции	по горным породам
Песчаник крупнозернистый	0,06	0,05	0,058
Песчаник мелкозернистый	0,12	0,117	0,133
Алевролит крупнозернистый	0,26	0,300	0,292
Алевролит мелкозернистый	0,52	0,525	0,442

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК. Составит.: Басин Я. Н., Тюкаев Ю. В., М., ВНИИЯГГ, 1979.
2. Многозондовый нейтронный каротаж с аппаратурой К-7. Методическая инструкция по проведению измерений и интерпретации данных. Составит.: Басин Я. Н., Цейтлин В. Г., Тюкаев Ю. В. и др. М., ВНИИЯГГ, 1980.
3. Аппаратура ДРСТ, каналы ННКт и НГК (методическая инструкция по проверке) МИ-78. М., ВНИИЯГГ, 1978.
4. Гулин Ю. А., Даңиленко В. Н., Лысенков А. И. Влияние характеристики промывочной жидкости на результаты нейтронного каротажа, полученные приборами ДРСТ. Нефтегазовая геология и геофизика. М., ВНИИОЭНГ, 1979, № 7, с. 47-49.
5. Еникеева Ф. Х., Журавлев Б. К. Универсальная программа для решения прямых задач нейтронного каротажа скважин. Сб.: Методы Монте-Карло в вычисл. матем. и матем. физике, изд-во ВЦ СО АН СССР, г. Новосибирск.
6. Еникеева Ф. Х., Журавлев Б. К., Гулин Ю. А. Решение задач нейтронного каротажа нефтяных скважин. Сб.: Матем. моделирование в ядерной геофизике. Изд-во БФ АН СССР, г. Уфа.

7. Гулин Ю. А., Еникеева Ф. Х., Журавлев Б. К. Учет влияния литологии, минерализации пластовых вод и промывочной жидкости при определении пористости пород по результатам НГК. И. Л. № 101, ВИЭМС, 1978.

8. Методическое руководство по исследованию нефтегазовых скважин аппаратурой СПАК-2М (СПАК-2). Октябрьский, 1974, 71 с. с ил. Авт.: Д. В. Белоконь, В. Ф. Козяр, А. Н. Плохотников, Л. И. Фарыга.

9. Методические указания. Аппаратура акустического каротажа. Методы и средства полевой калибровки МУ 41-06-017-82. М., 1982.

10. Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин. М., Недра, 1978. 319 с. с ил.

11. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М., Недра, 1978. 318 с.

12. Резванов Р. А. Влияние плотности горных пород на результаты нейтронных методов исследования скважин. Сб.: Прикладная геофизика, вып. 90, М., Недра, 1978, с. 175–188.

13. Поляченко А. Л., Шапошников Г. А. К разработке теоретических основ интерпретации многозондового нейтронного каротажа. ВИНТИ № 2275-79. Деп. 25.06.1979.

14. О точности многозондового нейтронного каротажа. „Изв. высш. учебн. завед.“. сер. „Геология и разведка“ № 6, 1977, с. 155–164. Авт.: Поляченко А. Л., Басин Я. Н., Петросян Л. Г. и др.

15. Alger R. P., Locher S., Hagel W. A., Sherman H. The Dual Spacing neutron log – CNL. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1971.

16. ОСТ 41-06-164-81 „Прибор скважинный гамма-каротажа. Методы и средства поверки“.

17. Баембитов Ф. Г., Гулин Ю. А., О конфигурации кривых гамма-каротажа. — Сб.: Прикладная геофизика, вып. 17, Л., 1957, с. 265–273.

18. Ларионов В. В. Ядерная геология и геофизика. М., Гостоптехиздат, 1963, 351 с. с ил.

19. Blanchard A., Devan J. The Calibration of Gamma Ray Log. Petro. leum Engineer, Vol. 25, №9, August, 1953.

20. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений. М., Недра, 1978. 359 с. с ил. Авт.: Алексеев Ф. А., Головацкая И. В., Гулин Ю. А. и др.

21. Нестеренко Н. Г. Гамма-активность терригенных пород нижнего карбона Северо-Западной Башкирии. — В кн.: Геофизические работы в скважинах. М., Недра, 1964, с. 62–87 с ил.