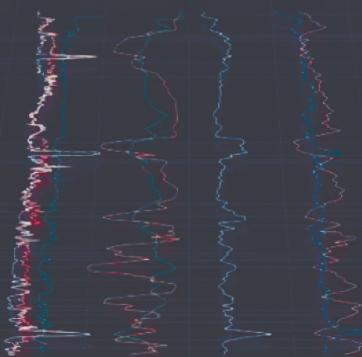


АКИНЬШИН А.В.
КАНТЕМИРОВ Ю.Д.

ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН



УДК 550.83

ББК 26.2

DOI 10.54744/TNSC.2021.87.20.002

П69

Практическое руководство по интерпретации геофизических

исследований скважин : монография / А. В. Акиньшин, Ю. Д. Кантемиров. – ООО “Тюменский нефтяной научный центр”, 2021. – 122 с.

ISBN 978-5-6047191-0-7

Рассмотрены методические особенности петрофизического моделирования при работе с различными геолого-геофизическими данными. Описаны принципы анализа лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, методики оценки качества исходных данных и расчета интерпретационных геофизических параметров. Отмечена специфика выделения проницаемых интервалов, определения их насыщенности, расчета коэффициента глинистости, пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости. Изложены способы оценки достоверности подсчетных параметров, таблицы основных минералогических констант. Даны рекомендации по выбору методик интерпретации в зависимости от типа геологического разреза, а также перечень методов геофизических исследований скважин с краткой информацией по их физическим основам и регистрируемым данным.

Справочник будет полезен специалистам в области интерпретации данных геофизических исследований скважин и студентам ВУЗов.

УДК 550.83

ББК 26.2

Рецензент: Родивилов Д. Б., к.г.-м.н.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список обозначений	6
Список сокращений	7
1. Подготовка керновых данных	8
Анализ изученности разреза керновыми исследованиями	8
Анализ результатов определения	
фильтрационно-емкостных свойств	9
Учет термобарических условий	10
Определение коэффициента остаточной	
водонасыщенности	14
2. Предварительная обработка кривых	18
Анализ комплекса геофизических методов	18
Определение геофизических параметров	19
Определение относительной амплитуды ПС	19
Определение двойного разностного ГК	21
Определение водородосодержания	21
Контроль качества и нормировка показаний	21
Использование данных керна	21
Проверка показаний в опорных интервалах	22
Статистическая обработка показаний	22
Оценка истинного удельного электрического	
сопротивления	26
3. Модель пласта-коллектора	28
Выделение петротипов	28
4. Выделение коллекторов	32
Выделение коллекторов по прямым качественным	
признакам	32
Выделение коллекторов по косвенным качественным	
признакам	34
Нахождение количественных критериев статистическим	
способом	36
Нахождение количественных критериев	
корреляционным способом	39

Ограничения применения количественных критериев	43
Использование данных испытаний и опробований	44
6. Определение характера насыщенности	45
Выделение продуктивных интервалов	46
По удельному электрическому сопротивлению	46
Графическое комплексирование	49
По диэлектрическому методу	50
Определение обводненности по кривым	
относительной фазовой проницаемости	51
Выделение газонасыщенных интервалов	55
По комплексированию методов пористости	55
По гидродинамическому каротажу	56
6. Коэффициент глинистости	57
Понятие глинистости	57
Рассеянная глинистость	58
Гамма-каротаж	59
Комплексирование нейтронного и гамма-гамма	
плотностного каротажа	60
Слоистая глинистость	60
Модель Вендельштейна – Извекова–Ефимова	64
Модель Томаса и Штайбера	67
Оценка достоверности	69
7. Определение коэффициента пористости	70
Методы пористости	71
Ядерно-магнитный каротаж	71
Гамма-гамма плотностной каротаж	74
Акустический каротаж	76
Нейтронный каротаж	78
Комплексирование нейтронного	
и гамма-гамма плотностного каротажа	79
Методы глинистости	80
Газонасыщенные интервалы	82
НК + ГГКп/АК	82
ЯМК + ГГКп	83

Решение системы уравнений	84
8. Определение нефтегазонасыщенности	86
Электрическая модель	86
Модель Дахнова–Арчи	86
Модель объемной влажности	90
Модель глинистого песчаника	90
Капиллярная модель насыщенности	92
Модель Брукса–Кори	93
Модель <i>J</i> -функции Леверетта	95
Модель Томира	96
Настройка и выбор типа капиллярной модели	96
Учет остаточной нефтенасыщенности в газовой шапке	99
9. Определение проницаемости	100
Эмпирическая связь с коэффициентом пористости	101
Использование петротипов	104
Поиск трехмерных связей	104
10. Анализ результатов и оценка достоверности подсчетных параметров	106
Сопоставление с исходными данными	106
Сопоставление по разным методикам	107
Сопоставление по скважинам с записью разных комплексов	108
Сопоставление подсчетных параметров с предыдущими работами	108
11. Минералогические константы	109
12. Выбор методик интерпретации в зависимости па геологического разреза	112
13. Перечень методов геофизических исследований скважин	113
14. Список использованных источников	120

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ

$\Delta J_{ГК}$	– двойной разностный параметр ГК
$\alpha_{пс}$	– относительная амплитуда ПС
$\chi_{пл}$	– объемная доля слоистой глинистости
$H_{зчв}$	– высота над зеркалом чистой воды
$C_{пл}$	– коэффициент массовой глинистости
$K_{в}$	– коэффициент водонасыщенности
$K_{в0}$	– коэффициент остаточной водонасыщенности, измеренный методом капилляриметрии
$K_{вс}$	– коэффициент водоудерживающей способности, измеренный на ультрацентрифуге
$K_{пл}$	– коэффициент рассеянной глинистости
$K_{нг}$	– коэффициент нефтегазонасыщенности
$K_{но}$	– остаточная нефтенасыщенность
$K_{п}$	– коэффициент пористости
$K_{пр}$	– коэффициент проницаемости
P_k	– капиллярное давление
P_n	– параметр насыщения
P_p	– параметр пористости
$P_{пл}$	– пластовое давление
$P_{эфф}$	– эффективное изостатическое давление
$R_{пор}$	– радиус поровых каналов
T_2	– кривая времени поперечной релаксации в методе ЯМК
f_w	– доля воды в продукции
$ift_{лаб}$	– межфазовое натяжение в лабораторных условиях
$ift_{пл}$	– межфазовое натяжение в пластовых условиях
$\theta_{лаб}$	– контактный угол в лабораторных условиях
$\theta_{пл}$	– контактный угол в пластовых условиях
ρ	– удельное электрическое сопротивление
ρ_k	– кажущееся удельное электрическое сопротивление
Δt	– интервальное время пробега продольной волны
NTG	– (net-to-gross) доля слоистого песчаника
μ	– вязкость
ω	– водородосодержание
U	– зарегистрированные значения ПС
W	– объемная влажность
g	– ускорение свободного падения
γ	– показания ГК
δ	– объемная плотность

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АК	– акустический каротаж
АКШ	– акустический широкополосный каротаж
АУ	– атмосферные условия
БК	– боковой каротаж
БКЗ	– боковое каротажное зондирование
ВИКИЗ	– высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
ВНК	– водонефтяной контакт
ВЭМКЗ	– высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование
ГГКп	– гамма-гамма плотностной каротаж
ГГКпл	– гамма-гамма литоплотностной каротаж
ГДК	– гидродинамический каротаж
ГК	– гамма-каротаж
ГИС	– геофизические методы исследования скважин
ГТИ	– геолого-технологические исследования
ГНК	– газонефтяной контакт
ЕКО	– емкость катионного обмена
ЗЧВ	– зеркало чистой воды
ИКЗ	– индукционное каротажное зондирование
ИНГКс	– импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический
ИПК	– испытатель пласта на кабеле
ИПТ	– испытатель пласта на трубах
ККД	– кривые капиллярного давления
КПШ	– калиевые полевые шпаты
МВДК	– многочастотный волновой диэлектрический каротаж
МБК	– многозондовый боковой каротаж
НК	– нейтронный каротаж
ОФП	– относительная фазовая проницаемость
ПГИ	– промысловые геофизические исследования
ПС	– каротаж самопроизвольной поляризации
ПЖ	– промывочная жидкость
РСА	– рентгеноструктурный анализ
РФА	– рентгенофлуоресцентный анализ
РУО	– буровой раствор на углеводородной основе
СГК	– спектральный гамма-каротаж
ССО	– смешаннослойные образования
ТБУ	– термобарические условия
УЭС	– удельное электрическое сопротивление
ФБР	– фильтрат бурового раствора
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
ЯМК	– ядерно-магнитный каротаж
ЯМР	– ядерно-магнитный релаксометр

1. Подготовка керновых данных

Анализ изученности разреза керновыми исследованиями

Под термином «текстурная неоднородность» понимается наличие в пластопересечении прослоев и/или включений, отличных по литологии. Кроме сложности литологического расчленения, в таком разрезе наблюдается неоднозначность охарактеризованности керновыми исследованиями.

На геофизическом планшете (рисунок 1.1) показаны два интервала отбора керна: 1512–1517 м (верхний) и 1524–1530 м (нижний). Зелеными точками на планшете приведены результаты определения коэффициента пористости: в обоих интервалах коэффициент пористости слабо изменяется и равен примерно 25%. При этом кривые ГИС, напротив, в этих интервалах сильно отличаются.

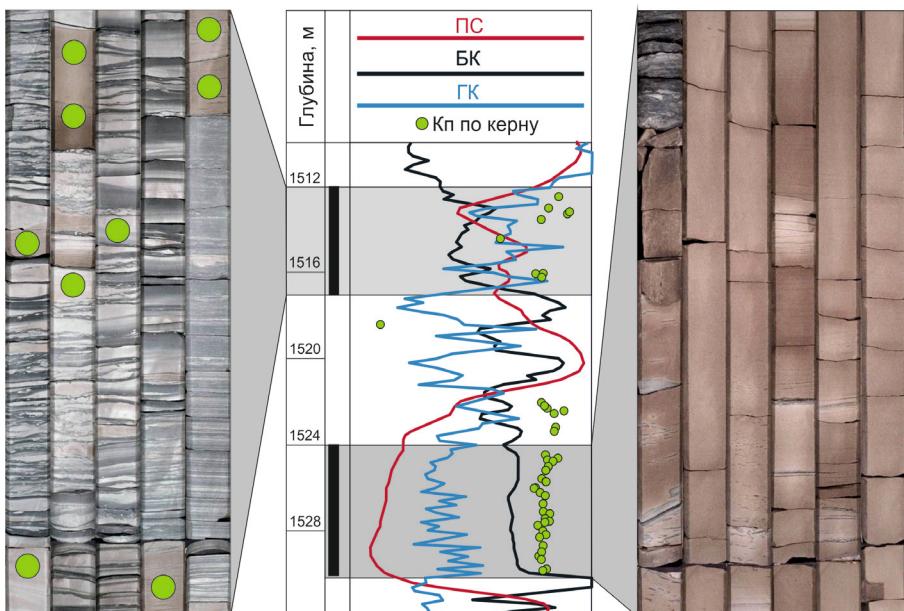


Рисунок 1.1 – Место отбора образцов керна в тонкослоистом разрезе

Это связано с тем, что образцы керна отбираются из интервалов вероятных коллекторов, потому что, в первую очередь, керном должен быть изучен именно коллектор. При этом стоит отметить, что отобрать образец из тонкослоистого интервала (как показано на фотографии) достаточно трудно, так как он разрушается при выбуривании из колонки керна.

Таким образом, по выбуленным образцам керна этот интервал характеризуется как однородный песчаник. На показания же методов ГИС оказывает влияние вся толща горных пород, представленная частым переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Петрофизическая модель, разработанная без учета текстурной неоднородности, в таком разрезе будет недостоверна.

Анализ результатов определения фильтрационно-емкостных свойств

Перед разработкой петрофизических моделей требуется произвести анализ достоверности керновых определений. Выполненные исследования должны обеспечивать представительность образцов во всем диапазоне изменения ФЕС изучаемого разреза. Важно, чтобы количество определений ФЕС было представительным и статистически значимым.

Такой анализ обычно выполняется путем сопоставления коэффициентов пористости, определенных методом водо-, газо- и керосинонасыщения. Причины различия выполненных замеров могут быть следующие:

- недонасыщение образцов;
- смачивающие свойства поверхности твердой фазы исследуемых пород;
- недосушка образцов (для сохранения глин может использоваться сушка при 70 °C);
- занижение объема пор в замерах по гелию, вследствие использования обжимного давления до 500 psi, при котором объем пор становится меньше по сравнению с другими методами.

В случае влияния перечисленных факторов выбор достоверного метода вызывает определенные трудности.

При недосушке образцов горных пород, содержащих набухающие глинистые минералы (смектиты, в меньшей степени ССО), рекомендуется принимать коэффициент пористости по воде. Считается, что объем пор, занятых набухающими минералами, взаимно компенсируется объемом удаленной воды.

Кроме этого, существует методика определения коэффициента пористости с использованием ядерно-магнитного релаксометра (ЯМР), с донасыщением керосином образцов, отобранных в скважинах на РУО или отобранных по изолирующей технологии.

Учет термобарических условий

При подъеме керна на поверхность в горной породе происходит изменение как напряженного состояния, так и температуры [17]. Горная порода при этом претерпевает деформацию и, как следствие, изменяются ее петрофизические характеристики. Это вызывает необходимость изучения физических свойств горных пород в термобарических условиях (ТБУ), соответствующих пластовым условиям.

При моделировании пластовых свойств в лабораторных условиях образцы нагружаются изостатически, таким образом, напряжение происходит как в горизонтальном (радиальном), так и в вертикальном (осевом) направлениях. В действительности в условиях пласта наблюдается только вертикальное напряжение, в то время как латеральное напряжение практически равно нулю. Таким образом, происходит переобжим образца и искажение результатов определения пористости в пластовых условиях.

Помимо этого, со временем разработки месторождения наблюдается уменьшение пластового давления. Так, например, за время разработки Печорокожвинском НГКМ (Республика Коми) пластовое давление в залежах верхне-среднедевонского возраста упало с 39,6 МПа до 11 МПа [18].

В связи с этим, результаты массовых рутинных измерений рекомендуется из атмосферных условий приводить к эффективному изостатическому давлению:

$$P_{\text{ЭФФ}} = \frac{P_{\text{верт}} + P_{\text{гориз}}^{\text{min}} + P_{\text{гориз}}^{\text{max}}}{3} - P_{\text{ПЛ}}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{ЭФФ}}$ – эффективное изостатическое давление (МПа),

$P_{\text{верт}}$ – вертикальное давление (горное давление) (МПа),

$P_{\text{гориз}}^{\text{min}}$ – минимальное горизонтальное давление (МПа),

$P_{\text{гориз}}^{\text{max}}$ – максимальное горизонтальное давление (МПа),

$P_{\text{ПЛ}}$ – пластовое давление (МПа).

Вертикальное давление (горное давление) рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{\text{верт}} = \delta * g * H, \quad (1.2)$$

где δ – плотность ($\text{г}/\text{см}^3$),

g – ускорение свободного падения ($\text{м}/\text{с}^2$),

H – глубина (м).

Значение объемной плотности можно спрогнозировать с помощью тренда от глубины по данным ГИС.

Расчет минимального и максимального горизонтального напряжения производится по следующим формулам:

$$\begin{aligned} P_{\text{гориз}}^{\text{min}} &= \frac{\nu_{\text{мин}}}{1 - \nu_{\text{мин}}} (P_{\text{верт}} - P_{\text{ПЛ}}) + P_{\text{ПЛ}}, \\ P_{\text{гориз}}^{\text{max}} &= \frac{\nu_{\text{макс}}}{1 - \nu_{\text{макс}}} (P_{\text{верт}} - P_{\text{ПЛ}}) + P_{\text{ПЛ}}, \end{aligned} \quad (1.3)$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Минимальное и максимальное значение коэффициента Пуассона вычисляется на основании данных АКШ в интервалах коллекторов анализируемых отложений.

Для учета термобарических условий при определении коэффициента пористости на керновом материале производятся замеры при шести давлениях по следующей схеме:

Давление 1 – $P_{min} = 500$ psi или 3,45 МПа,

Давление 2 – $(P_{пл} - P_{min})/6$,

Давление 3 – $(P_{пл} - P_{min})/3$,

Давление 4 – $(P_{пл} - P_{min})/2$,

Давление 5 – $(P_{пл} - P_{min})/(3/4)$,

Давление 6 – $P_{пл}$.

На рисунке 1.2 показаны результаты определений по такой схеме. Из представленных графиков виден нелинейный характер изменения коэффициента пористости с ростом давления.

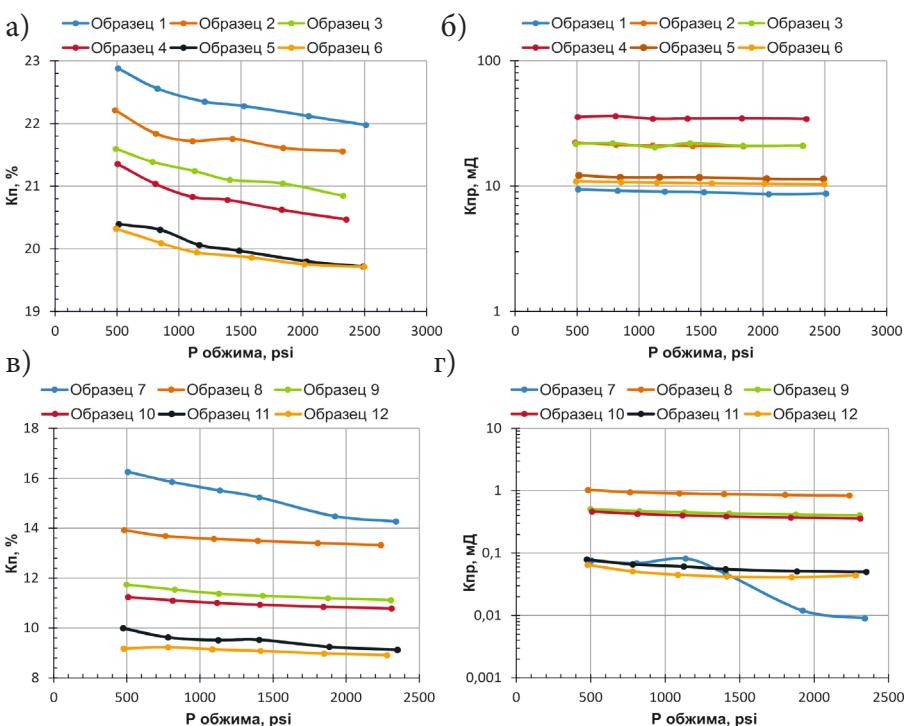


Рисунок 1.2 – Результаты определений коэффициента пористости и проницаемости при разных давлениях: а) и б) – песчаные образцы, в) и г) – глинистые образцы (викуловские отложения)

При отсутствии экспериментов по замеру пористости при эффективном изостатическом давлении рекомендуется использовать прямой перевод с применением эмпирического уравнения. Такое уравнение может быть получено на основе прямых лабораторных измерений на керне в атмосферных условиях и ТБУ (рисунок 1.3).

Далее скорректированные значения коэффициента пористости используются для определения связи между параметром пористости (P_n) и коэффициентом пористости. Значения P_n также определяются на керне в пластовых условиях.

В качестве дополнительного критерия для оценки достоверности перевода значений K_n по керну в пластовые условия может выступать сопоставление с качественными данными ЯМК. По результатам данного анализа можно сделать вывод о необходимости введения поправки за пластовые условия, а также ее величине.

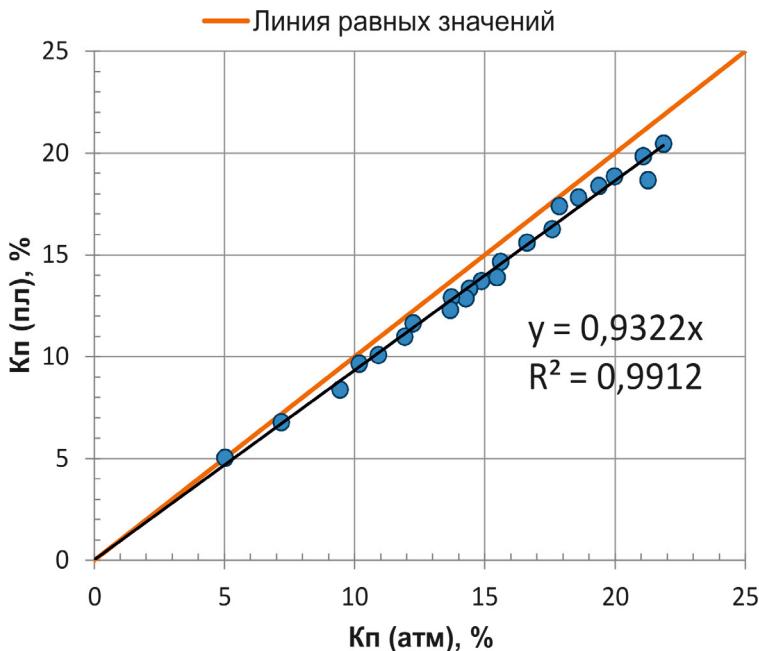


Рисунок 1.3 – Перевод коэффициента пористости из атмосферных в термобарические условия (юрские отложения Талинского месторождения)

В настоящее время недостаточно полно изучен вопрос влияния термобарических условий на зависимость между параметром насыщения (P_H) и коэффициентом водонасыщенности (K_B). С одной стороны, считается, что пластовые условия влияют незначительно, так как влияние температуры компенсируется влиянием давления [1; 7; 10]. С другой стороны, результаты опытов показывают существенное влияние термобарических условий в терригенных коллекторах со значительным содержанием глинистых минералов гидрослюдистой и монтмориллонитовой групп [17].

Определение коэффициента остаточной водонасыщенности

Достоверные результаты определения коэффициента остаточной водонасыщенности (K_{BO}) можно получить в предельно насыщенной зоне пласта прямым способом (экстракционно-дистилляционный) на керне, отобранном по изолированной технологии с сохранением естественной водонасыщенности, или при использовании раствора на углеводородной основе (РУО). Тогда измеряемые значения водонасыщенности будут совпадать со значениями остаточной водонасыщенности ($K_{BO} \approx K_B$).

Достаточно точные результаты определения K_{BO} можно получить методами полупроницаемой мембранны и индивидуального капилляриметра. Для этого требуется снять значения с капиллярных кривых в точках, соответствующих максимальной высоте залежи (рисунок 1.4).

Пересчет максимальной высоты изучаемой залежи над зеркалом чистой воды (ЗЧВ) в максимальное капиллярное давление, создаваемое в залежи в пластовых условиях, осуществляется по следующим формулам.

На первом этапе определяется максимальное пластовое давление залежи ($P_K^{PL}max$):

$$P_K^{PL}max = \Delta H_{ZCH} g(\delta_B \delta_H), \quad (1.4)$$

где δ_B – объемная плотность пластовой воды ($\text{г}/\text{см}^3$),

δ_H – объемная плотность пластовой нефти ($\text{г}/\text{см}^3$),

g – ускорение свободного падения,
 $\Delta H_{3\text{ЧВ}}$ – превышение над ЗЧВ.

Далее полученное значение $P_K^{\text{ПЛ}} \text{max}$ нужно пересчитать в значение в лабораторных условиях, при которых выполняются замеры капиллярного давления по формуле:

$$P_K^{\text{Лаб}} \text{max} = P_K^{\text{ПЛ}} \text{max} \frac{ift_{\text{лаб}} \cdot \cos(\theta_{\text{лаб}})}{ift_{\text{пл}} \cdot \cos(\theta_{\text{пл}})}, \quad (1.5)$$

где $ift_{\text{пл}}$ и $ift_{\text{лаб}}$ – межфазовое натяжение в пластовых и лабораторных условиях (таблица 1.1),

$\theta_{\text{пл}}$ и $\theta_{\text{лаб}}$ – контактный угол в пластовых и лабораторных условиях (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Константы межфазного натяжения и угла смачиваемости

		Система	IFT	$\cos(\theta)$
Лаборатория	Воздух / Пласт. вода	72	1,0	
	Воздух / Керосин	24	1,0	
	Керосин / Пласт. вода	24	1,0	
Пласт	Нефть / Пласт. вода	30	0,87	
	Газ / Пласт. вода	50	1,0	

Значения $P_K^{\text{Лаб}} \text{max}$ используются для снятия значений K_{Bo} с капиллярных кривых (рисунок 1.4).

Высотой зеркала чистой воды ($H_{3\text{ЧВ}}$) называют глубину (она принимается для всей залежи), ниже которой в коллекторах отсутствует остаточная нефтегазонасыщенность, а единственный заполнитель порового пространства – это пластовая вода (рисунок 5.1).

Если есть достоверные замеры ГДК, зеркало чистой воды определяется по перегибам тренда изменения давления с глубиной, связанных с изменением плотности флюидов (см. раздел «По гидродинамическому каротажу»). Но на практике ЗЧВ

определяется итерационным подбором таким образом, чтобы обеспечивалась максимальная сходимость K_B по капиллярной и электрической модели.

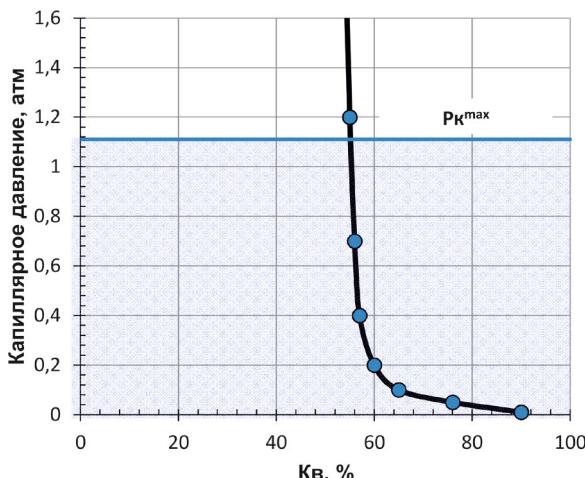


Рисунок 1.4 – Пример кривой капиллярного давления по данным индивидуального капилляриметра

При наличии на изучаемом месторождении данных прямого измерения K_B на керне с сохраненной водонасыщенностью и результатов капилляриметрии проводится их сопоставление. Критерием успешного сопоставления является наложение результатов в зоне предельного насыщения.

Капилляриметрические исследования, как правило, малочисленны и не позволяют получить устойчивые корреляционные связи для изучаемых отложений. Наиболее массовым методом определения коэффициента остаточной водонасыщенности является центрифугирование. Однако эти исследования менее достоверны из-за «недокручивания» или «перекручивания» образцов в установке. Такие определения принято обозначать K_{BC} – коэффициент водоудерживающей способности.

Для приведения K_{BC} определенных методом центрифugирования, к остаточной водонасыщенности (мембранный капилляриметр) используются эмпирические корреляционные зависимости (рисунок 1.5).

Для настройки пересчетной зависимости $K_{BC} - K_{BO}$ возможно использовать уравнение Е.О. Белякова [5]:

$$K_{BO} = \frac{B}{\left\{ \frac{\left[\frac{B}{K_{BC}} \right]^{1/D} - C}{\exp(\Delta S)} + C \right\}^D}, \quad (1.6)$$

где $B, C, D, \Delta S$ – настроочные коэффициенты.

Порядок величин: $B = 52, C = 0,026, D = 0,18, \Delta S = -1,25$.

При этом необходимость перевода K_{BC} в K_{BO} зависит от конкретных геологических условий. В случае больших высот (более 50 метров) залежей, такой пересчет обязателен. Если же говорить о залежах малой высоты и породах с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, то перевод K_{BC} в K_{BO} не требуется. Стоит отметить, что оба положения требуют обязательного обоснования.

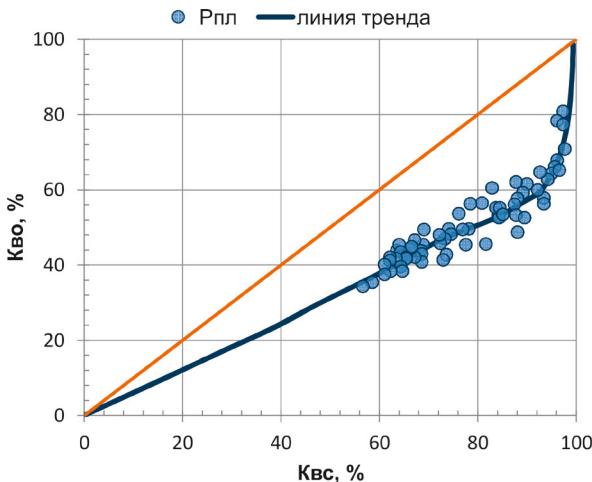


Рисунок 1.5 – Сопоставление коэффициента остаточной водонасыщенности (K_{BO}) по данным капилляриметрии с коэффициентом водоудерживающей способности (K_{BC}) в термобарических условиях (ачимовские отложения)

2. Предварительная обработка кривых

Анализ комплекса геофизических методов

В зависимости от геологических задач в скважинах выполняется различный комплекс ГИС. Кроме этого, в настоящее время все чаще бурятся горизонтальные скважины, где условия каротажа и состав комплекса значительно отличаются от вертикальных скважин.

Также часть фонда скважин может быть пробурена до 1994 года (именно в этом году была введена цифровая регистрация), когда регистрация ГИС осуществлялась в аналоговом виде. Эти материалы в дальнейшем были оцифрованы, в связи с этим оценить их качество крайне затруднительно. Как показывает практика, они зачастую не позволяют достоверно решать поставленные задачи.

Перед анализом комплекса ГИС следует указать: сколько всего скважин пробурено на месторождении (поисково-разведочных, эксплуатационных, горизонтальных стволов), сколько скважин пробурено после последнего пересмотра петрофизической модели.

Необходимо представить статистическую обработку выполненного комплекса (в каком количестве скважин (шт., %) выполнены важные для определения параметров методы) и сделать вывод о качестве каждого из методов и возможности применения для интерпретации ГИС. Анализ выполненного комплекса ГИС должен быть проведен по разведочным и эксплуатационным скважинам раздельно.

Следует определить минимально необходимый комплекс ГИС для корректного определения параметров коллекторов, прокомментировать, как проводится интерпретация ГИС, если минимально необходимый комплекс не выполнен.

Самая полная информация может быть получена по скважинам с отбором керна, так как керн считается исходной петрофизической информацией. Менее точными, но достаточно

информационными являются замеры специальных методов ГИС (микроимиджеры, RT-сканнер, ИНГКС и другие).

Определение геофизических параметров

Определение относительной амплитуды ПС

Относительная амплитуда ПС ($\alpha_{\text{ПС}}$), представляет собой отношение показаний ПС в исследуемом и опорном пластах (рисунок 2.1):

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{U_{\text{ГЛ}} - U_{\text{ПС}}}{U_{\text{ГЛ}} - U_{\text{ПЕСЧ}}}, \quad (2.1)$$

где $U_{\text{ПС}}$ – зарегистрированные значения ПС,

$U_{\text{ГЛ}}$ – максимальные значения, соответствующие глинам,

$U_{\text{ПЕСЧ}}$ – минимальные значения, соответствующие опорным песчаникам.

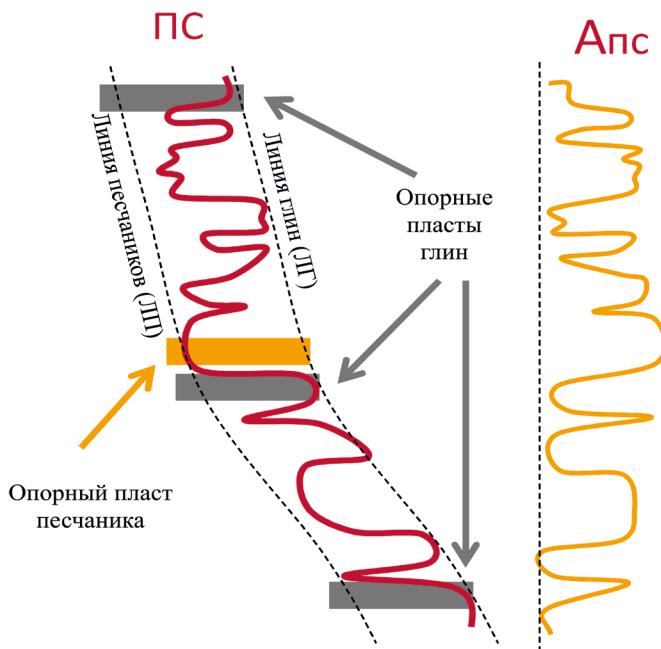


Рисунок 2.1 – Определение $\alpha_{\text{ПС}}$

В качестве опорных песчаников выбираются, как правило, наиболее чистые водоносные коллекторы вблизи рассматриваемых пластов с максимальной амплитудой ПС.

Линия глин (опорный по глинам) представляет собой ломаную линию с тенденцией увеличения значений с глубиной (рисунок 2.1). Это «сползание» линии глин обуславливается изменением минерализации пластовых вод.

Допустимо считать $\alpha_{\text{ПС}}$ в едином интервале порядка 300 м при условии незначительного изменения УЭС воды.

Определение двойного разностного ГК

Для расчета двойного разностного параметра ГК ($\Delta J_{\text{ГК}}$) применяется методика двух опорных пластов, по уравнению (рисунок 2.2):

$$\Delta J_{\text{ГК}} = \frac{\gamma_{\text{ГК}} - \gamma_{\text{ПЕСЧ}}}{\gamma_{\text{ГЛ}} - \gamma_{\text{ПЕСЧ}}}, \quad (2.2)$$

где $\gamma_{\text{ГК}}$ – зарегистрированные значения ГК,

$\gamma_{\text{ГЛ}}$ – значения в неразмытых глинах с устойчивыми физико-литологическими свойствами и с максимальными значениями радиоактивности в разрезе,

$\gamma_{\text{ПЕСЧ}}$ – значения в чистом (слабоглинистом) коллекторе.

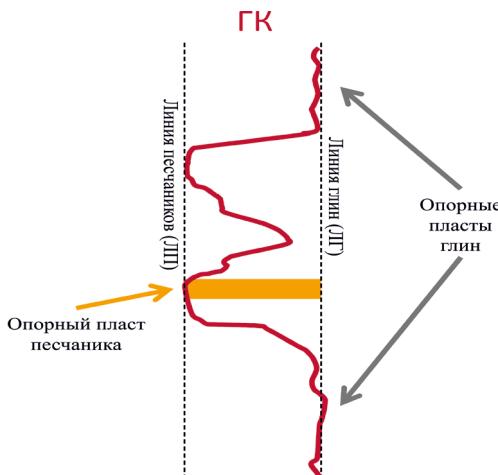


Рисунок 2.2 – Определение $\Delta J_{\text{ГК}}$

Определение водородосодержания

Рекомендуется использовать кривую водородосодержания (ω), полученную при аппаратурной обработке каротажа. В случае ее отсутствия рекомендуется использовать классическую методику «двух опорных».

Контроль качества и нормировка показаний

Перед определением подсчетных параметров требуется оценить качество основных методов ГИС, определить скважины, в которых необходимо введение поправок в показания какого-либо метода и привести список скважин с величинами поправок. Только после этого можно делать заключение о достоверности определения параметров по конкретным методам ГИС.

Существует три основных метода оценки качества с последующей нормировкой показаний.

Использование данных керна

Этот метод применим только для данных метода ГГКп в интервалах глин и водонасыщенных коллекторов.

При наличии керновых определений пористости и плотности требуется выполнить сравнение объемной плотности по плотностному каротажу с замерами плотности на керне (рисунок 2.3). Для этого имеющиеся определения объемной плотности на керне приводятся к условиям влажного образца ($\delta_{вл}$) с привлечением данных коэффициента пористости:

$$\delta_{об} = \delta_{мин} (1 - K_{п}) + \delta_{ж} K_{п}, \quad (2.3)$$

где $K_{п}$ – коэффициент пористости, определенный на керне (д.е.),
 $\delta_{мин}$ – значение минеральной плотности, определенное на керне ($\text{г}/\text{см}^3$),
 $\delta_{ж}$ – объемная плотность жидкости ($\text{г}/\text{см}^3$).

Стоит учитывать, что значения минералогической плотности в результатах рутинных исследований получают пересчетом из значений пористости.

В качестве эталонных значений плотности необходимо использовать замеры с помощью пикнометра.

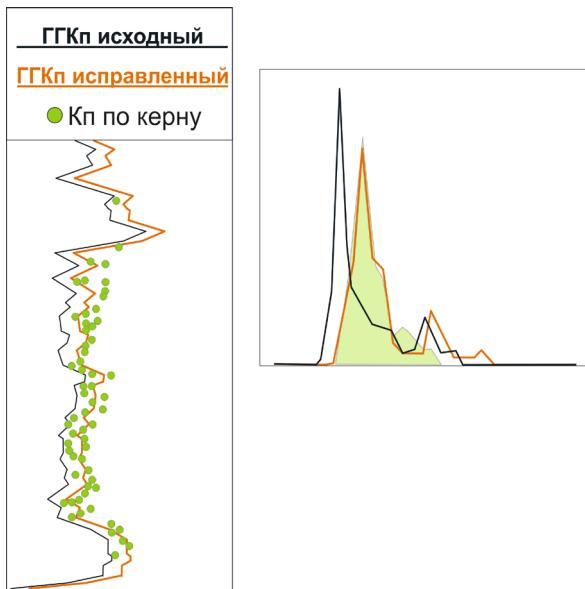


Рисунок 2.3 – Сопоставление кернограммы объемной плотности насыщенной породы с плотностью, замеренной по данным ГИС

Проверка показаний в опорных интервалах

За опорный интервал принимается участок геологического разреза, выдержаненный по разрезу, свойства которого заранее известны. В качестве опорных интервалов обычно принимают:

- участки размытых глин над продуктивным горизонтом;
- плотные доломиты с минимальной пористостью;
- неразмытые интервалы соленосных толщ.

Статистическая обработка показаний

Статистическая обработка производится путем сравнения распределений геофизических параметров с распределениями, полученными в эталонных скважинах. Этапонные скважины

выбираются по принципу литологического разнообразия разреза с качественным каротажным комплексом ГИС и высокой керновой охарактеризованностью, подтверждающей качество входного каротажа.

Нормируемый интервал рекомендуется выбирать таким образом, чтобы он включал две ярко выраженные зоны. Например, первой зоной может являться пачка солей над продуктивными отложениями, а второй – песчаные и карбонатные породы (рисунок 2.4). Контрольное распределение уточняется сразу по двум зонам, что снимает неоднозначность, возникающую в случае смены литологического состава анализируемого разреза (например, при существенной глинизации по сравнению с опорной скважиной).

Нормировка производится путем наложения распределения по исследуемой скважине на распределение эталонной скважины. Наложение производится путем преобразования массива зарегистрированных показаний кривой по следующей функции:

$$ГИС_{норм} = a * ГИС_{исх} + b, \quad (2.4)$$

где $ГИС_{исх}$ – зарегистрированные показания метода ГИС,

a – эмпирический нормировочный коэффициент (мультиплексивный),

b – эмпирический нормировочный коэффициент (аддитивный).

При этом рекомендуется по возможности отказаться от использования мультиплексивного коэффициента. Это связано с тем, что при его использовании происходит нелинейное искажение исходного массива данных.

Контролировать качество нормировки рекомендуется с использованием перекрестных кроссплотов с нанесенной палеткой (рисунок 2.5) и глубинных трендов (рисунок 2.6).

При выполнении статистической обработки данных метода ГГКп стоит учитывать, что (согласно [11]) абсолютная погрешность современных приборов ГГКп составляет $\pm 0,035 \text{ г/см}^3$

(аддитивный нормировочный коэффициент b), при этом мульти-пликативная нормировка метода ГГКп не допустима (мультиплексный нормировочный коэффициент $a = 1$). В иных случаях качество кривой ГГКп рекомендуется признавать как «брак».

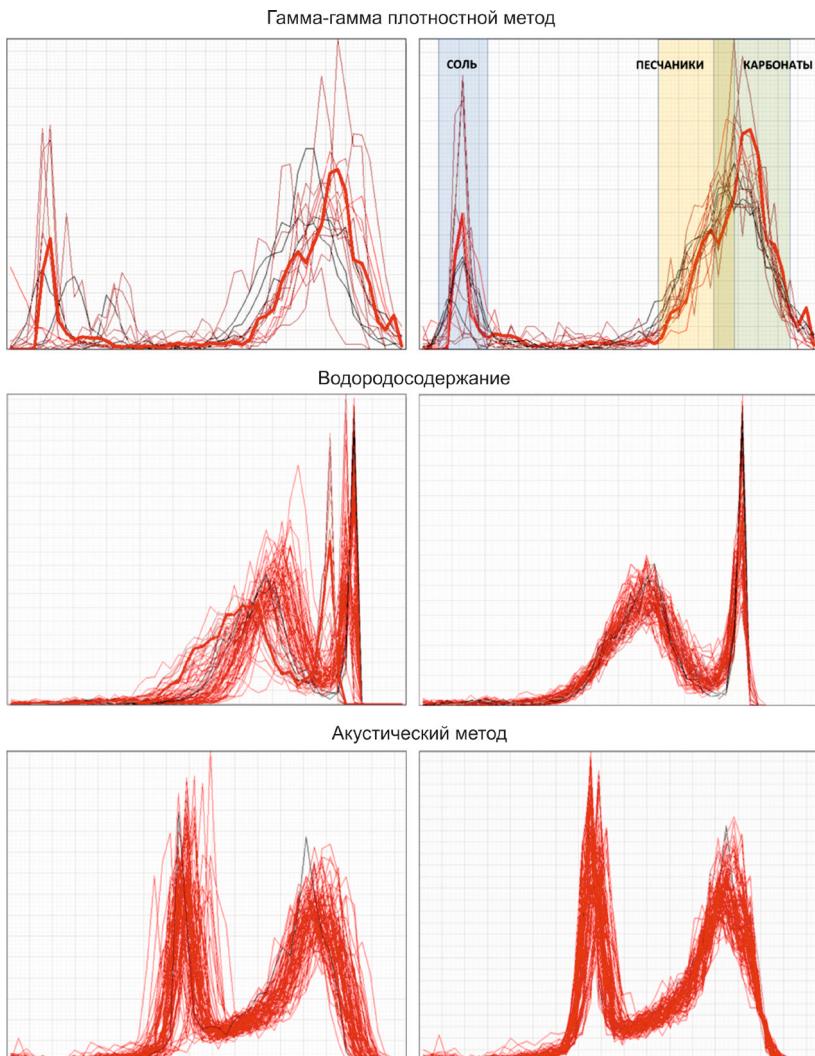


Рисунок 2.4 – Пример нормировки показаний методов ГИС
с использованием кривых распределений
(слева – исходные данные, справа – нормированные данные)

При нормировке данных ГГКп и АК также, помимо гистограмм, рекомендуется дополнительно анализировать графики глубинных трендов, то есть выполнять сопоставления показаний данных методов с учетом абсолютной отметки.

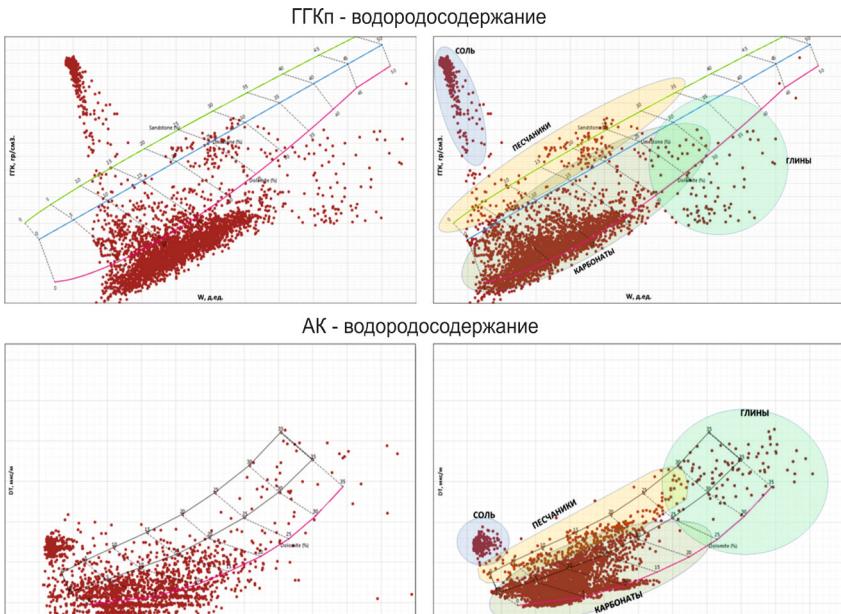


Рисунок 2.5 – Пример контроля нормировки показаний методов ГИС с использованием перекрестных кроссплотов (слева – исходные данные, справа – нормированные данные)

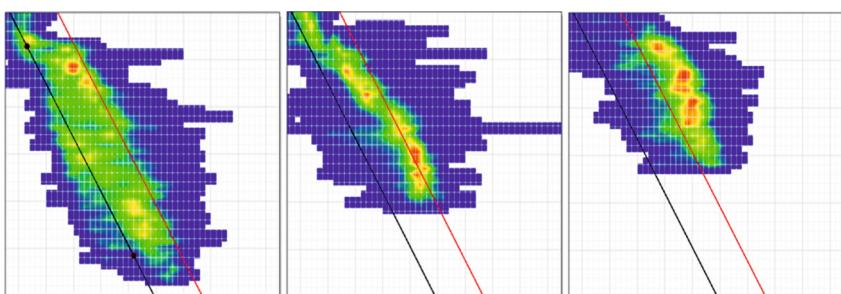


Рисунок 2.6 – Сопоставление глубинных трендов показаний метода ГГКп по разным скважинам

Оценка истинного удельного электрического сопротивления

На этом этапе необходимо привести обоснование выбора метода оценки удельного электрического сопротивления (УЭС) в соответствии с характеристикой зоны проникновения и сравнением с УЭС, зарегистрированного по кривым БКЗ. Следует дать характеристику зоны проникновения бурового раствора в пласт: размеры, характер проникновения (повышающий, понижающий).

Перед началом обработки проводится контроль качества по методу проверки в опорных пластах (см. раздел «Проверка показаний в опорных интервалах»). При этом в качестве опорных интервалов выбираются выдержаные мощные пласти аргиллитов или глин с выдержанными по площади свойствами.

Если значение сопротивления методов БК или ПЗ в опорных глинах выходит за установленные пределы изменения, то эти зоны исключаются из обработки.

В показания индукционного каротажа вводится поправка за смещение нулевой линии, обычно она составляет не более ± 25 мСм/м [15]. Если величина поправки больше, или выявляется наличие мультипликативной поправки, то метод ИК тоже исключается из обработки.

После проверки качества материалов ГИС по изорезистивной методике (комплекс зондов БКЗ-БК-ИК) определяется удельное сопротивление ($\rho_{зп}$) и диаметр зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости (D/d), а также удельные сопротивления (ρ_p) пластов-коллекторов, согласно Методическим рекомендациям [11] для пропластков толщиной более 1,5 м.

Необходимое для уверенной интерпретации данных БКЗ удельное сопротивление промывочной жидкости определяется по данным скважинной резистивиметрии.

Для пластов, обладающих повышающим проникновением и невысокими значениями УЭС, рекомендуется использование значения ρ_k по ВИКИЗ (ВЭМКЗ) или ИК (ИКЗ). Для высокомощных пластов с понижающим характером проникновения рекомендуется использование значения ρ_k по БК (МБК).

Для подтверждения достоверности использования такого подхода выполняются сопоставления вида $\rho_{\pi}^{БК3} - \rho_{\pi}^{ИК}$ (рисунок 2.7).

Довольно часто в практике интерпретации данных ГИС в водонасыщенных коллекторах, по результатам проведенного анализа УЭС, требуется введение поправки. Это связано с размерами зоны проникновения ФБР, которая в водонасыщенных коллекторах зачастую больше, чем в продуктивных.

Критерием достоверности определения УЭС может служить расположение точек на линии равных значений кроссплота УЭС по данным измерений на естественно насыщенных образцах керна и УЭС по данным ИК (тесная корреляционная связь) (рисунок 2.8).

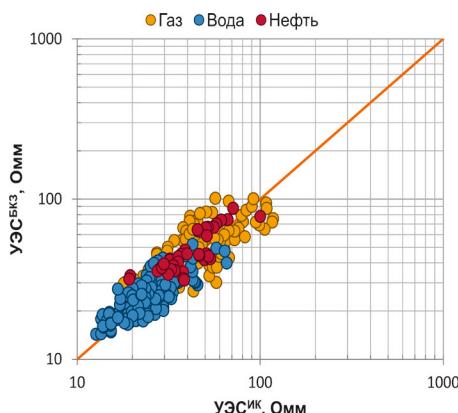


Рисунок 2.7 – Сопоставление удельного электрического сопротивления $\rho_{\pi}^{БК3}$ и кажущегося удельного электрического сопротивления по ИК $\rho_{\pi}^{ИК}$



Рисунок 2.8 – Кроссплот сопоставления УЭС по ГИС и керну на естественно насыщенных образцах

3. Модель пласта-коллектора

Перед разработкой петрофизической модели требуется описание модели пласта-коллектора. Под этим термином понимается обобщенное и формализованное представление об основных геологических и физических характеристиках исследуемого геологического объекта. Другими словами, нужно как можно более четко ответить на вопрос «Что является коллектором?».

В модели коллектора рассматриваются следующие характеристики:

- литологическое описание горных пород;
- текстурные особенности горных пород (с представлением фотографий керна);
- минеральный состав скелета и глинистого вещества;
- выделение петротипов.

Особого внимания здесь требуют методики выделения и обоснования петротипов.

Выделение петротипов

Для начала нужно остановиться на различии литотипов и петротипов. На данный момент не существует общепринятого разделения этих терминов. Поэтому приводится наиболее общее мнение.

Литотипы представляют собой группу горных пород, отличающихся в схожих седиментационных условиях и подвергавшихся воздействию схожих диагенетических преобразований. Литотипы отличаются по литологическим признакам и свойствам (рисунок 3.1) или фильтрационно-емкостным свойствам (рисунок 3.2).

При этом литология определяется по данным комплексного анализа результатов исследования керна: гранулометрического (по диаграммам Л.Б. Рухина, Ф. Шепарда, Американского нефтяного института, Конта), вещественного и минералогического состава горных пород (диаграмма TAS для вулканогенных

пород [Петрографический кодекс, 2010]), фильтрационно-емкостных свойств, а также фотографий и послойного описания керна.

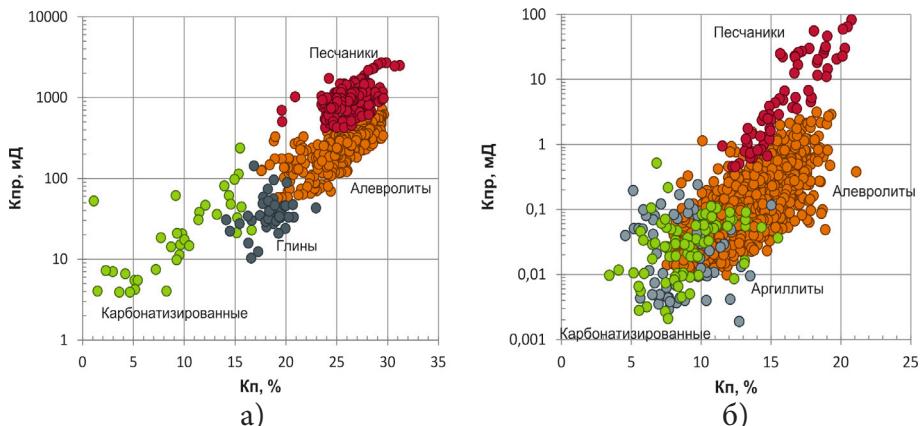


Рисунок 3.1 – Пример выделения литотипов по сопоставлению K_{pp} и K_p : а) викуловские отложения, б) юрские отложения Красноленинского свода

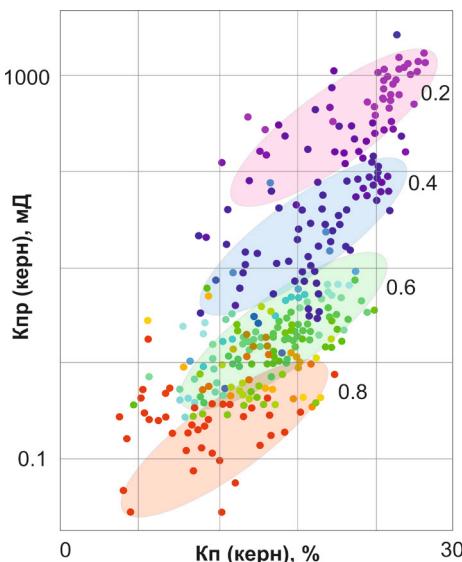


Рисунок 3.2 – Выделение литотипов по K_{BO} . Шифр точек K_{BO} (пласт Ю1)

Однако информативность методов ГИС не позволяет использовать литотипы для уточнения петрофизических уравнений. Для этого используются петротипы (или лиофизические типы) – отдельные литологические разновидности пород, характеризующиеся определенными диапазонами изменения свойств и показаний геофизических методов.

Выделение и обоснование петротипов сводится к комплексному анализу таких результатов лабораторных исследований керна, как: макроописание, ФЕС, гранулометрия, шлифы, PCA, капилляриметрические исследования.

Прежде всего, анализируется кроссплот $K_{pp} - K_{ll}$ по данным керна с заливкой по величине остаточной водонасыщенности. На приведенном примере (рисунок 3.2) видно, что величина проницаемости хорошо контролируется величиной остаточной водонасыщенности. Таким образом, выделяются две характерные области коллекторов, а также области аргиллитов и карбонатных пород.

Далее выполняется совместный анализ данных ФЕС, результатов гранулометрии по трем фракциям (псаммитовой, алевритовой и пелитовой) и кривых капиллярного давления – петротипы должны быть расположены в обособленных областях соответствующих свойств.

Выделенные петротипы должны характеризоваться собственными значениями долевого содержания глинистых минералов по данным PCA: каолинита, хлорита, гидрослюды и смешанно-слойных образований. Так, по мере улучшения ФЕС петротипа должно закономерно увеличиваться долевое содержание каолинита, что будет говорить об уменьшении остаточной водонасыщенности изучаемых пород и соответствующем улучшении качества структуры порового пространства.

В конечном итоге при обосновании выделения петротипов по керновым данным может быть получена концептуальная литологическая характеристика.

Следующим этапом после обоснования возможности выделения петротипов по керновым данным является их прогноз в скважинное пространство. Важно понимать, что при этом

целесообразно будет использовать тот комплекс ГИС, который представлен в большинстве скважин.

Зачастую в таком случае используется следующая пара методов: ГК и НК (рисунок 3.3). Однако известны случаи использования таких пар методов, как ГГКп-НК, ПС-НК, УЭС-ПС и так далее. При этом разные пары методов могут характеризоваться различной эффективностью прогноза петротипов.

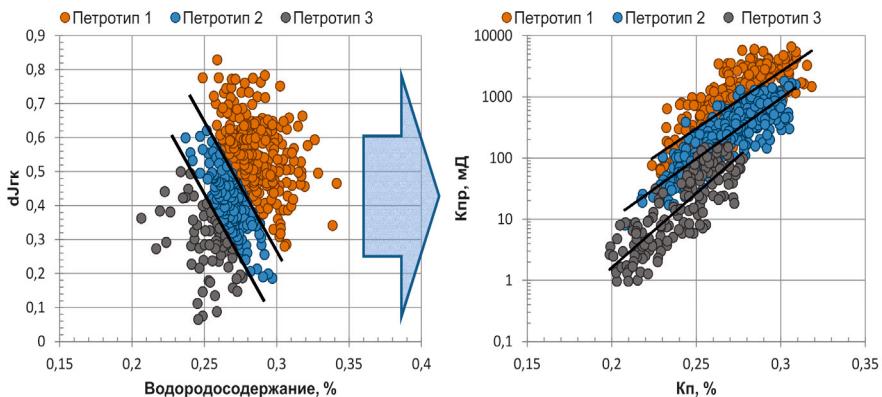


Рисунок 3.3 – Выделение петротипов по данным ГК и НК

4. Выделение коллекторов

Выделение коллекторов по прямым качественным признакам

Достоверным критерием коллектора является наличие в горной породе динамической пористости – объема пустот, через который осуществляется движение флюида.

По методам ГИС определяется коэффициент общей пористости, включающий открытую и закрытую.

Открытая пористость включает в себя объем динамической пористости, а также остаточную воду и остаточную нефть. Поэтому выделение коллекторов с использованием коэффициента пористости является косвенным методом и несет в себе ряд погрешностей и допущений.

Наличие динамической пористости создает возможность движения пластовых флюидов в поровом пространстве пород.

Очевидно, что прямой информацией о наличии коллекторов в разрезе является получение притоков пластовых флюидов при опробовании и испытании пластов. Такую информацию можно получить по данным испытателей пластов на кабеле (ИПК) и промысловым геофизическим исследованиям (ПГИ). При этом замеры ИПК выполняются в основном зарубежными подрядчиками и являются дорогостоящими. А замеры ПГИ (определение интервалов и характера притока) являются нормальной практикой отечественных компаний и выполняются практически всегда при испытании скважины после ее перфорации.

В процессе бурения происходит обратный процесс: движение пластового флюида от стенки скважины и проникновение фильтрата бурового раствора, что также свидетельствует о наличии динамической пористости.

Факт наличия проникновения фильтрата бурового раствора в пустотное пространство сопровождается оседанием твердых частиц бурового раствора на стенке скважины (уменьшение диаметра скважины) и изменением удельного электрического сопротивления горной породы в зоне проникновения

ФБР (из-за замещения флюида). Признаками проникновения по данным ГИС являются:

- сужение диаметра скважины, зафиксированное на кривой кавернometрии, вследствие образования глинистой корки;
- наличие положительных приращений на кривых микропроницаемости;
- наличие приращений на кривых методов БК и БМК;
- радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубинностью исследований (ВИКИЗ, МБК, ИКЗ);
- изменение показаний методов ГИС, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения;
- наличие второй моды на диаграмме ЯМК за счет фильтрата в скважинах на РУО.

На рисунке 4.1 показан пример выделения коллекторов в терригенном разрезе по прямым качественным признакам (трек 1).

Таким образом, прямые качественные признаки позволяют выделять интервалы коллекторов с максимальной достоверностью. Они являются основой для разработки и обоснования количественных критериев.

В то же время информативность такого подхода может быть ограничена геолого-техническими условиями бурения скважин:

- применением слабо фильтрующихся растворов на углеводородной и полимерной основе;
- малой толщиной проницаемых и непроницаемых интервалов;
- близостью минерализации пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости;
- записью комплекса ГИС без методов, фиксирующих прямые качественные признаки.

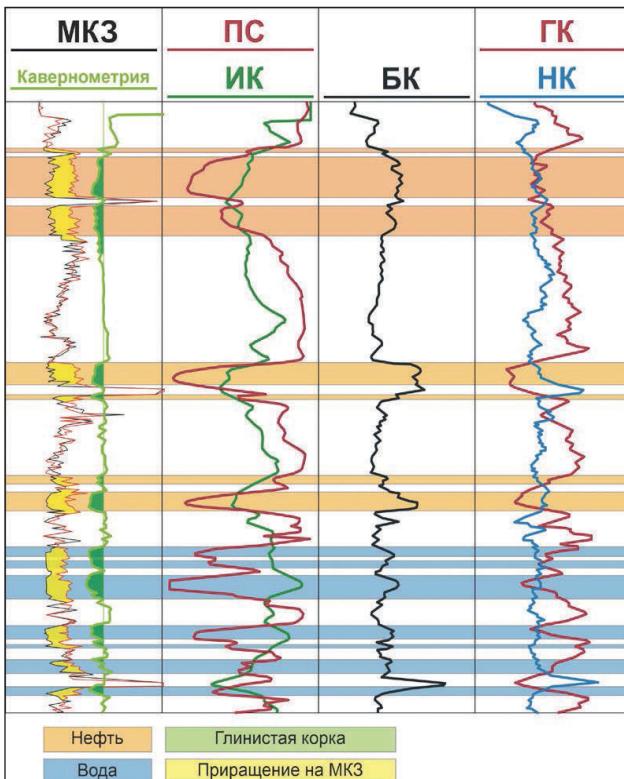


Рисунок 4.1 – Пример выделения коллекторов в терригенном разрезе по прямым качественным признакам (левый трек: глинистая корка – зеленый цвет, приращение на микрозондах – желтый цвет)

Выделение коллекторов по косвенным качественным признакам

Кроме прямых качественных признаков, выделяют также косвенные качественные признаки. К ним относят аномалии кривых ГИС. Прилагательное «косвенный» означает, что определение производится не на прямую, а через какую-то величину. Например, через плотность или естественную радиоактивность.

Самым надежным из косвенных качественных признаков является наличие свободного флюида по показаниям ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). При наличии свободного флюида горная порода, скорее всего, будет иметь коллекторские свойства.

Однако это не всегда так. Например, в вулканогенных горных породах триасового возраста Красноленинского свода была встречена закрытая каверновая пористость.

Кроме наличия свободного флюида, выделяются следующие косвенные качественные признаки:

- уменьшение естественной радиоактивности;
- уменьшение объемной плотности;
- повышение удельного электрического сопротивления;
- отрицательная аномалия ПС.

Отдельное место занимает подход, активно используемый в Shell. Он заключается в выделении коллекторов по комплексу НК и ГГКп путем их графического совмещения на геофизическом планшете (рисунок 4.2). Подход основан на применении палетки литологического расчленения по нейтронному и плотностному каротажу.

Для этого масштаб кривой ГГКп выбирается таким образом, чтобы он соответствовал водородосодержанию по НК. При этом принимают минеральную плотность равной $2,7 \text{ г}/\text{см}^3$ как в известняке (потому что кривая водородосодержания калибруется на известняк). Например, на рисунке 4.2 выбран масштаб кривой ГГКп от 2 до $3 \text{ г}/\text{см}^3$ – это соответствует коэффициенту пористости от 42 до -18% и соответствует масштабу кривой водородосодержания.

В целом косвенные качественные признаки носят относительный характер. При их использовании выделенная эффективная толщина будет зависеть непосредственно от субъективного человеческого фактора. Поэтому в практике разработки петрофизических моделей используют косвенные количественные критерии.

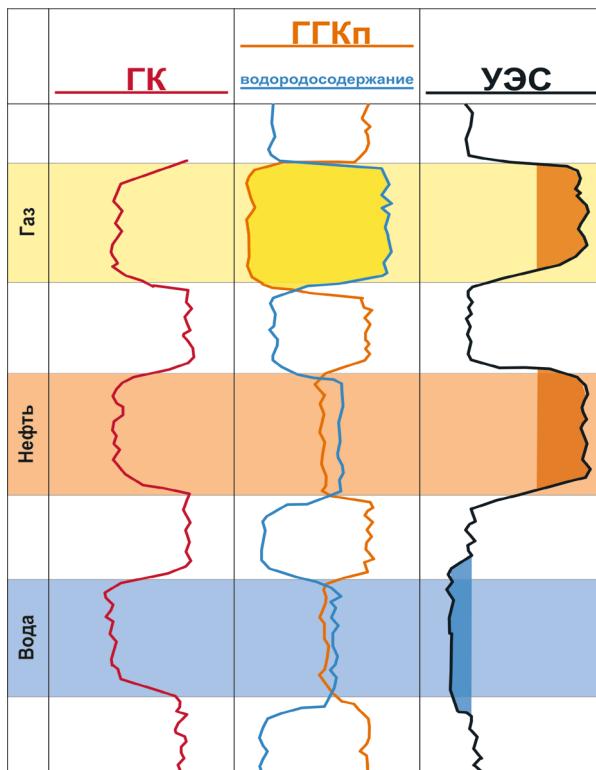


Рисунок 4.2 – Пример литологического расчленения по нейтронному и плотностному каротажу

Нахождение количественных критериев статистическим способом

Первым шагом обоснования граничного значения геофизических параметров является разделение разреза на пласти-коллекторы и пласти-неколлекторы по прямым качественным признакам или результатам испытаний.

Затем проводится построение интегральных распределений (куммулят) пористости K_n по ГИС или другого геофизического параметра (α_{pc} , $\Delta J_{ГК}$, и др.) для двух массивов – коллекторов и неколлекторов. Распределения рекомендуется накапливать по процентам от общего количества пластов (рисунок 4.3).

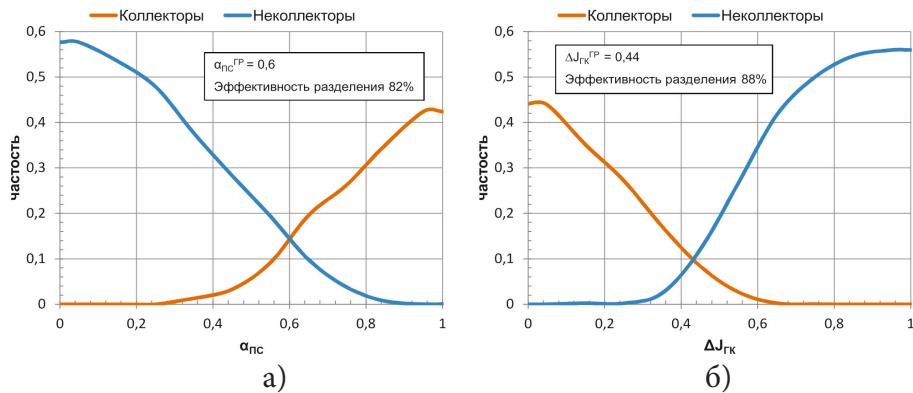


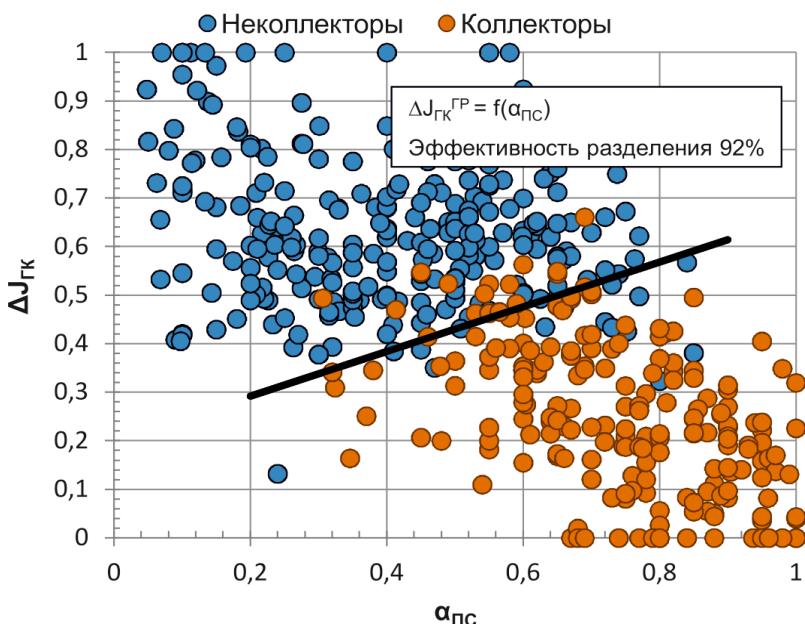
Рисунок 4.3 – Кумулятивные кривые распределения
 α_{nc} (а) и ΔJ_{gk} (б)
(викуловские отложения Красноленинского свода)

В условиях сложнопостроенного разреза, в некоторых случаях выделение коллекторов с использованием только одного параметра является недостоверным. В этом случае необходим подбор и применение комплексного параметра для разделения класса коллекторов от других типов пород.

Например, на рисунке 4.4 приведено сопоставление двух параметров с выделением зоны коллекторов. В рассмотренном случае зона коллекторов характеризуется двумя граничными значениями, и при достаточном количестве надежной информации по базовым скважинам зона коллекторов может быть описана произвольной областью.

Для совместного применения подходят только независимые друг от друга параметры (например, $K_{\text{пп}}$ и $K_{\text{пл}}$, ω и ΔJ_{gk} , α_{nc} и УЭС и т.д.). Использование параметров, которые функционально связаны (являются производными) друг с другом (например, $K_{\text{пп}}$ и $K_{\text{пп}}$, $K_{\text{пп}}$ и ω , $K_{\text{пп}}$ и α_{nc} , и т.д.), недопустимо и приводит к занижению эффективных толщин.

а)



б)

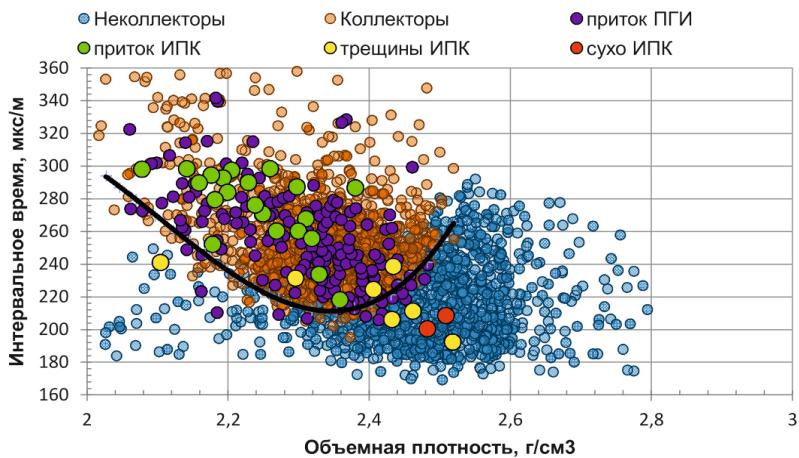


Рисунок 4.4 – Обоснование граничных характеристик сложнопостроенных коллекторов:

- викуловские отложения Красноленинского свода,
- триасовые отложения Красноленинского свода

Обоснование количественных критериев коллектора статистическим способом предпочтительнее корреляционного способа, так как базируется на статистической обработке прямой информации о наличии коллекторов из реальных скважинных измерений.

Нахождение количественных критериев корреляционным способом

Нахождение количественных критериев корреляционным способом представляет собой поиск граничных значений коэффициентов пористости и проницаемости с использованием связи «керн-керн». Этот подход является обязательным при разработке петрофизической модели и также необходим для описания модели пласта-коллектора (см. раздел «Модель пласта-коллектора»).

При определении граничных значений коэффициентов пористости и проницаемости однозначным и универсальным критерием нефтенасыщенного коллектора является наличие динамической пористости ($K_{\pi}^{ДИН}$), а для газонасыщенного – наличие эффективной пористости ($K_{\pi}^{\exists\Phi}$):

$$\begin{aligned} K_{\pi}^{ДИН} &= K_{\pi} (1 - K_{BO} - K_{HO}), \\ K_{\pi}^{\exists\Phi} &= K_{\pi} (1 - K_{BO}) \end{aligned} \quad (4.1)$$

Определение коэффициента остаточной водонасыщенности рассмотрено в разделе «Определение коэффициента остаточной водонасыщенности».

Для нефтенасыщенных коллекторов, при расчете коэффициента динамической пористости на керне, необходимы экспериментальные определения величины остаточной нефтенасыщенности. Такие опыты производятся на ограниченных объемах образцов с разными значениями пористости и проницаемости. Массовых измерений этой величины не производится.

Как правило, теснота связи коэффициента динамической пористости с коэффициентом открытой пористости и коэффициен-

том проницаемости довольно низкая (рисунок 4.5) и не позволяет достоверно оценить граничные значения. В таких случаях строится сопоставление с коэффициентом эффективной пористости (рисунок 4.6) и определяется граничное значение эффективной пористости (при $K_{\text{п}}^{\text{дин}} = 0$).

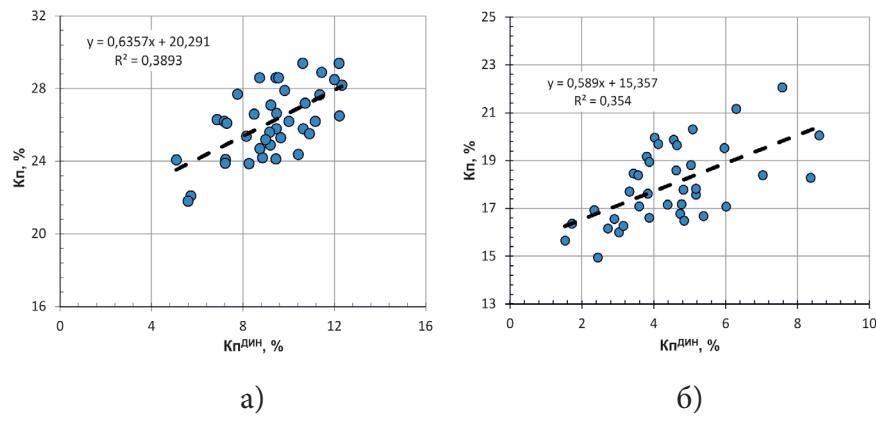


Рисунок 4.5 – Сопоставление динамической пористости с открытой пористостью: а) викуловские отложения Красноле-
нинского свода, б) ачимовские отложения

Затем массив керновых определений фильтрационно-емкостных свойств делится на две выборки (коллекторы и неколлекторы) по граничному значению коэффициента эффективной пористости. Дальнейшее обоснование граничных значений коэффициентов пористости и проницаемости производится статистическим методом с помощью гистограмм распределений (рисунок 4.7).

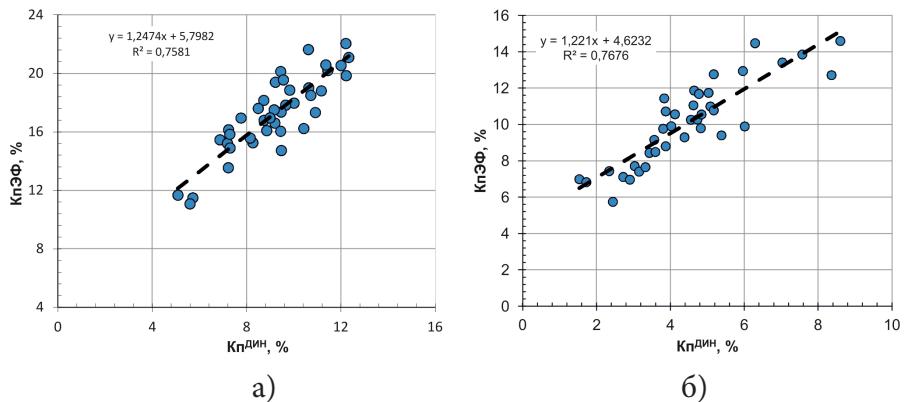


Рисунок 4.6 – Сопоставление динамической пористости с эффективной пористостью: а) викуловские отложения Красноленинского свода, б) ачимовские отложения

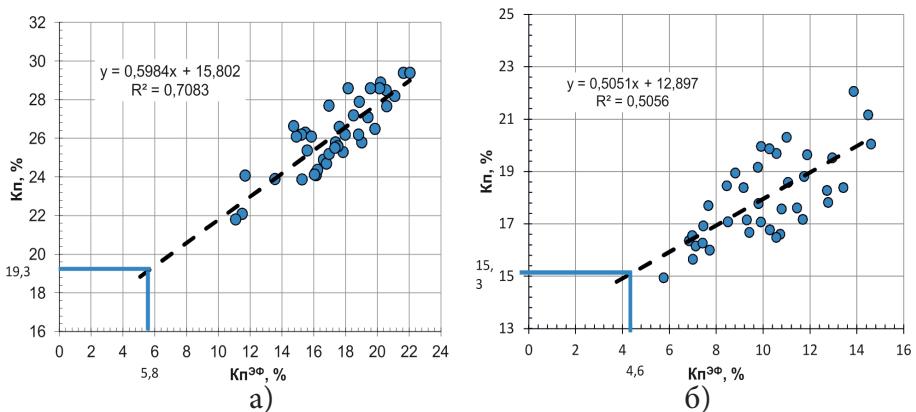


Рисунок 4.7 – Сопоставление общей пористости с эффективной пористостью:

а) викуловские отложения, б) ачимовские отложения

При малом количестве определений остаточной нефтенасыщенности прибегают к использованию усредненного значения (или усредненного значения с объекта аналога) (рисунок 4.8а). При таком подходе наблюдается улучшение тесноты связи (рисунок 4.8а в сравнении с рисунком 4.8б) и становится возможным определение граничного значения коэффициента пористости.

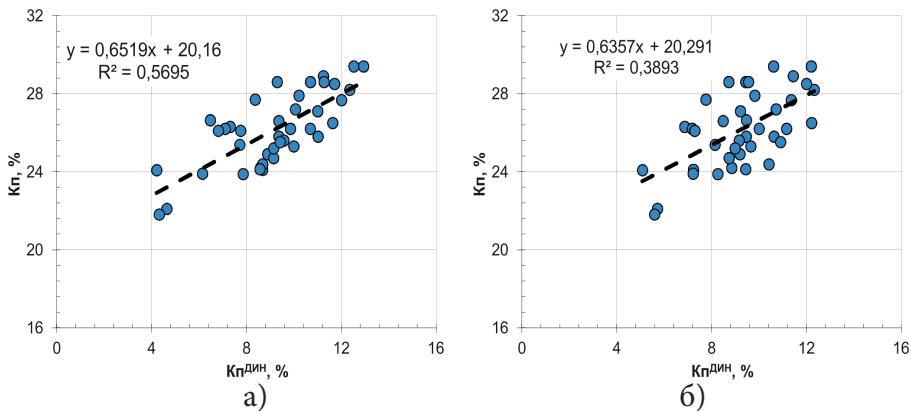


Рисунок 4.8 – Сопоставление динамической пористости и открытой пористости для одной и той же выборки:

- а) значение K_{H_0} принято как среднее значение,
- б) использовано фактическое значение K_{H_0} , определенное на керне

В случае газонасыщенного коллектора, метод упрощается и сводится к нахождению граничного значения коэффициента пористости при нулевой эффективной пористости (рисунок 4.9).

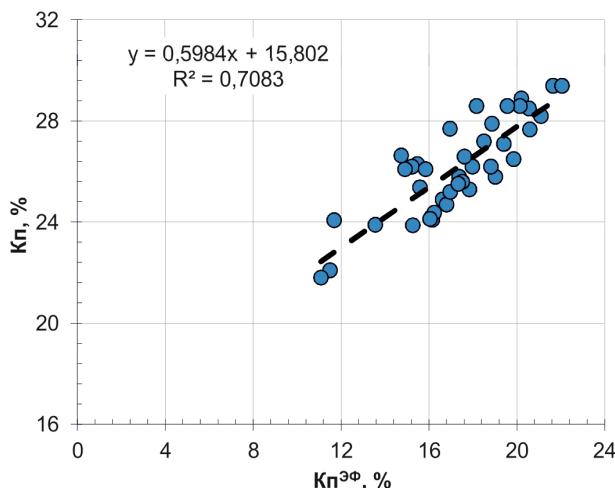


Рисунок 4.9 – Сопоставление эффективной пористости и открытой пористости (викуловские отложения)

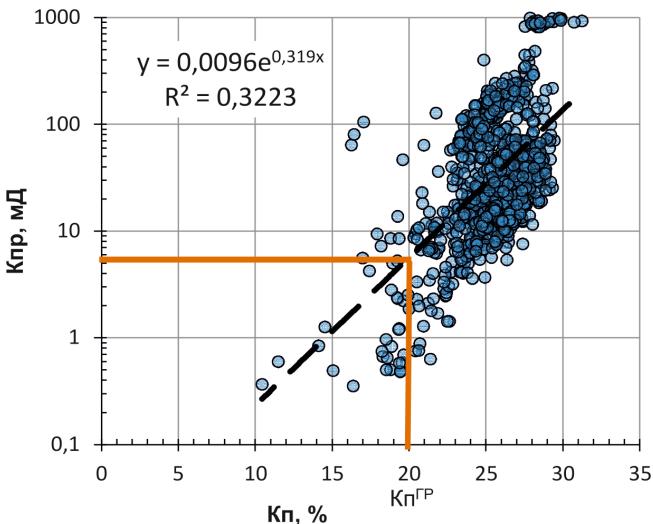


Рисунок 4.10 – Неоднозначность оценки K_{pp}^{RP} по аппроксимирующему уравнению (викуловские отложения)

Помимо описанного ранее, существует подход к определению граничной проницаемости с использованием уравнения взаимосвязи $K_{pp} = f(K_p)$ при K_p равном граничному значению. Однако получаемое граничное значение коэффициента проницаемости будет зависеть от достоверности полученного уравнения, нежели от фильтрационных способностей пласта. На рисунке 4.10 показано как аппроксимирующее уравнение проходит мимо облака точек в интервале граничной пористости.

В дополнение к этому, в условиях сложнопостроенных коллекторов, для определения коэффициента проницаемости используются более сложные виды взаимосвязей, что делает невозможным использование такого подхода.

Ограничения применения количественных критериев

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев носит статистический характер, а не детерминистический (как при использовании качественных признаков).

Если определение граничных значений выполнено методически верно на надежной петрофизической основе, то результаты выделения являются статистически достоверными.

На практике часто встречается ошибка в обосновании эффективных толщин с использованием не одного, а нескольких количественных параметров, зависимых друг от друга, или одновременного использования и прямых признаков, и количественных критериев.

Если граничное значение какого-либо параметра получено на статистическом уровне с разделением выборки на проницаемые и непроницаемые пласти, одновременное использование в качестве граничных двух или более параметров приведет к искусственному занижению эффективных толщин.

При выделении эффективных толщин по количественному критерию нельзя исключать из них затем пласти из-за отсутствия против них прямых признаков коллектора.

Использование данных испытаний и опробований

Для обоснования найденных количественных критериев рекомендуется использовать ИПК или ПГИ (рисунок 4.4).

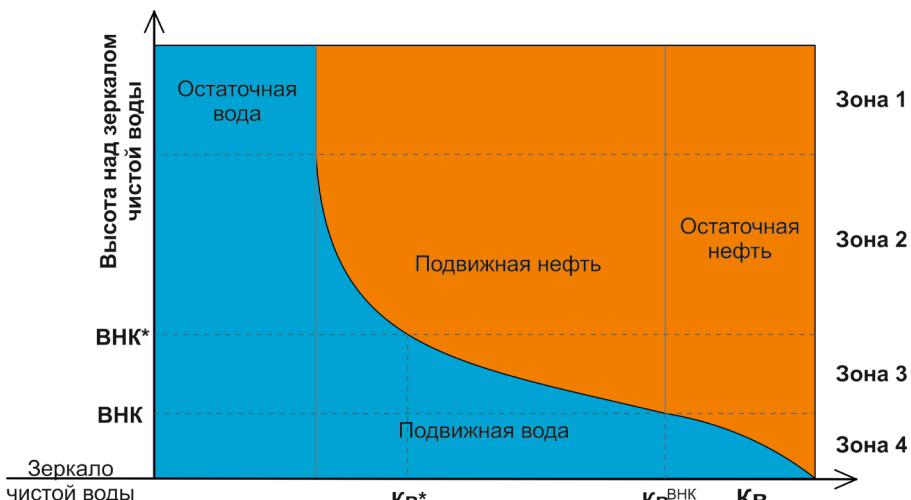
Коллектором по данным ИПК/ГДК следует принимать, помимо интервалов с прямыми отобранными пробами притоков пластового флюида, интервалы с наличием положительной подвижности флюида. Отсутствие положительной подвижности еще не говорит о том, что данный интервал разреза представлен неколлектором, ввиду возможных трудностей, связанных с геолого-технологическими особенностями проведения данных исследований.

Для выделения коллекторов информативными являются также данные ГТИ (данные газового каротажа, механической скорости проходки, расходометрии и результаты анализа шлама и керна).

5. Определение характера насыщенности

Оценка характера насыщенности коллекторов заключается в разделении их на водоносные и продуктивные. Успешность данного разделения существенно различается от месторождения к месторождению. Сложное насыщение (газ, нефть, вода), сложность структуры порового пространства и прочее, увеличивают область неопределенности.

В пределах нефтяных (газовых) залежей выделяются сверху вниз четыре зоны (рисунок 5.1).



Они включают в себя:

- 1) зона предельного насыщения с однофазной фильтрацией нефти (газа);
- 2) зона непредельного насыщения с однофазной фильтрацией нефти, где свободная вода неподвижна из-за фазовых проницаемостей;
- 3) переходная зона – зона двухфазной фильтрации нефти (газа) и воды. Нефтенасыщенность с глубиной падает до остаточной на ВНК, а водонасыщенность, соответственно, возрастает

до $1 - K_{HO}$. В целом, размеры зоны двухфазной фильтрации увеличиваются с ухудшением ФЕС пород-коллекторов;

4) зона под ВНК с однофазной фильтрацией воды и наличием остаточной нефтенасыщенности – только в случае нефтяных залежей. Чаще всего при испытании в таких интервалах получают воду с пленкой нефти или чистую воду.

В Методических рекомендациях [11] за нижнюю границу залежи при подсчете запасов рекомендуют принимать водо-нефтяной контакт ВНК, ниже которого при испытании будет получен однофазный приток воды, а выше – приток нефти с водой или безводной нефти.

Выделение продуктивных интервалов

По удельному электрическому сопротивлению

Основную информацию о характере насыщенности коллекторов несут методы удельного электрического сопротивления (УЭС).

Стандартным методом определения насыщенности коллекторов при интерпретации ГИС является разделение их на два класса (нефтегазонасыщенный и водонасыщенный) на основе некоторого заранее принятого критического значения удельного сопротивления (ρ_{II}^{kp}). При этом критическое сопротивление принимается таким, чтобы ошибки классификации обоих родов (принять продукт за воду или воду за продукт) были примерно равны и не приводили к существенной систематической ошибке в оценке запасов.

В качестве основы для поиска граничного значения для разделения коллекторов по характеру насыщенности исторически используются данные испытаний пластов. Однако в последнее время благодаря совершенствованию технологий для определения характера насыщенности сложнопостроенных коллекторов привлекается следующая информация:

- поинтервальные испытания с обязательным определением интервалов и характера притока по промысловым геофизическим исследованиям (ПГИ);

- данные газового каротажа, полученные при геолого-технологических исследованиях (ГТИ);
- данные гидродинамического каротажа (ГДК);
- результаты замеров пластовыми испытателями на кабеле (ИПК) и на трубах (ИПТ);
- результаты люминесцентно-битуминологического анализа шлама.

В практике подсчета запасов нефти и газа применяется преимущественно статистический способ нахождения критических величин $\rho_{\text{п}}^{kp}$, который состоит в сопоставлении удельного электрического сопротивления с петрофизическим параметром (рисунок 5.2а) или коэффициентом пористости (рисунок 5.2б) с последующим эмпирическим нахождением граничных уравнений.

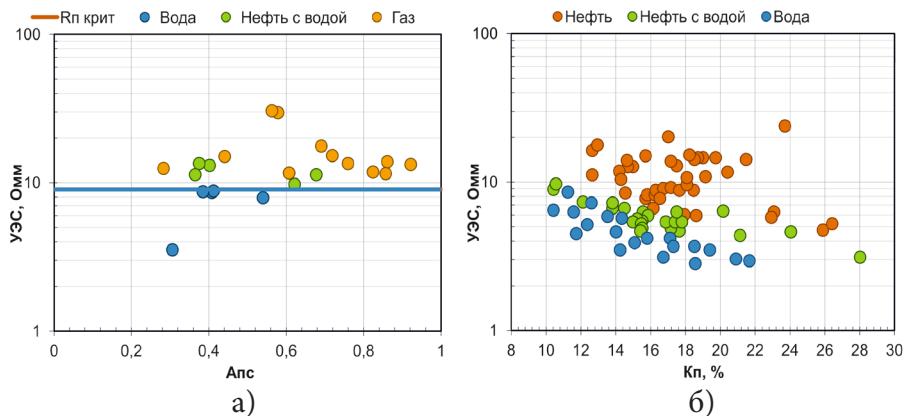


Рисунок 5.2 – Сопоставление удельного электрического сопротивления с относительной амплитудой ПС (а) и коэффициентом пористости (б):

- а) разделение притока по данным испытаний (пласта ПК1),
- б) разделение притока по данным ПГИ (триасовые отложения Красноленинского свода)

На рисунке 5.2 приведены примеры нахождения граничного сопротивления с использованием данных испытаний (рисунок 5.2а) и испытаний совместно с определением интервалов

притока по данным ПГИ (рисунок 5.2б). Как видно, объем исходной информации значительно повышается с привлечением данных ПГИ, а также повышается достоверность разделения коллекторов по характеру насыщенности.

В случае небольшой выборки исходной информации возникает неопределенность выбора граничного уравнения. Например, на рисунке 5.2а можно провести граничное уравнение при разных углах наклона. Это не будет противоречить представленной выборке точек, однако повлияет на геологический объем запасов углеводородов. В таких случаях рекомендуется избегать нахождения граничного уравнения, следует применить константой граничное значение удельного электрического сопротивления.

Для повышения достоверности выбора граничных уравнений рекомендуется отказаться от эмпирического нахождения уравнений и использовать данные ОФП (см. раздел «Определение обводненности по кривым относительной фазовой проницаемости») или рассчитывать граничное уравнение через параметр пористости и насыщения при $K_B = 1 - K_{HO}$ (рисунок 5.3).

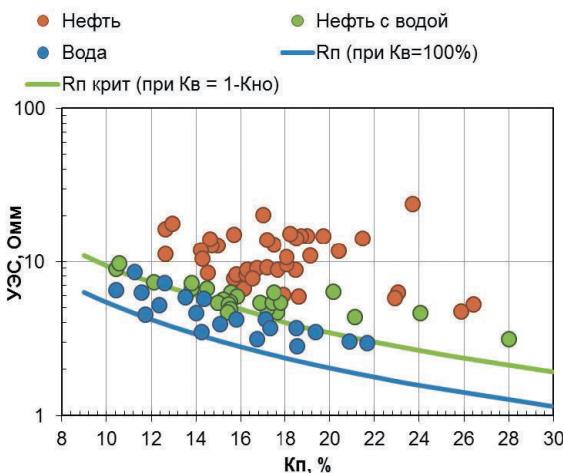


Рисунок 5.3. Сопоставление удельного электрического сопротивления с коэффициентом пористости линии соответствуют ρ_p при $K_B = 100\%$ (синяя) и $K_B = 1 - K_{HO}$ (зеленая) (триасовые отложения Красноленинского свода)

Графическое комплексирование

Методики оценки характера насыщенности с использованием удельного электрического сопротивления требуют привлечения результатов большого количества испытаний продуктивных и водоносных пластов. Малый объем испытаний при этом ограничивает возможность определения характера притока по данным ГИС.

В таких случаях можно использовать способы, базирующиеся исключительно на зарегистрированных показаниях методов ГИС и не требующие знания критических значений тех или иных параметров.

Наибольшее распространение получил способ нормализации. Способ основан на перестроении и изображении кривых, отражающих сопротивление (БК или ИК) и пористость (НК, ГГКп или АК), в едином масштабе сопротивлений или пористости (рисунок 5.4).

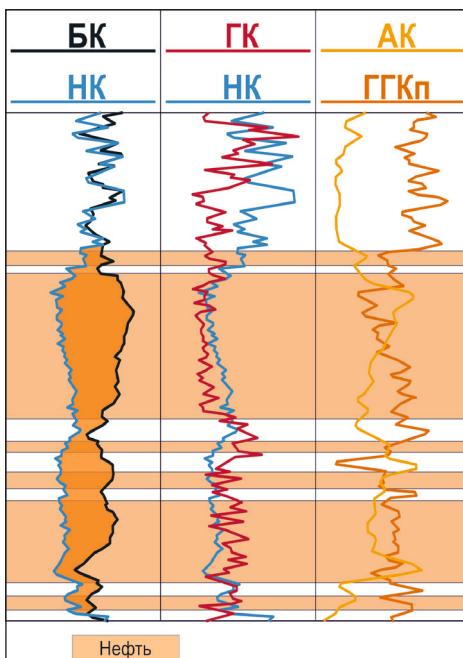


Рисунок 5.4 – Определение характера насыщенности с помощью нормализации методов БК и НК

При нормировании, например, масштабы визуализации кривых подбирают таким образом, чтобы обеспечить совпадение в опорных водоносных пластах с высокой и низкой пористостью, как показано на рисунке 5.4. Перспективные на нефть и газ пласти выделяют по расхождению нормированных кривых (на рисунке 5.4 по превышению показаний кривой БК над кривой НК).

По диэлектрическому методу

В основу диэлектрического метода (МВДК) положено измерение диэлектрической проницаемости прискважинной части пласта (10 см). При бурении скважин на РВО по данным МВДК напротив продуктивных интервалов будет фиксироваться уменьшение объемной водонасыщенности за счет присутствия остаточной нефте- или газонасыщенности.

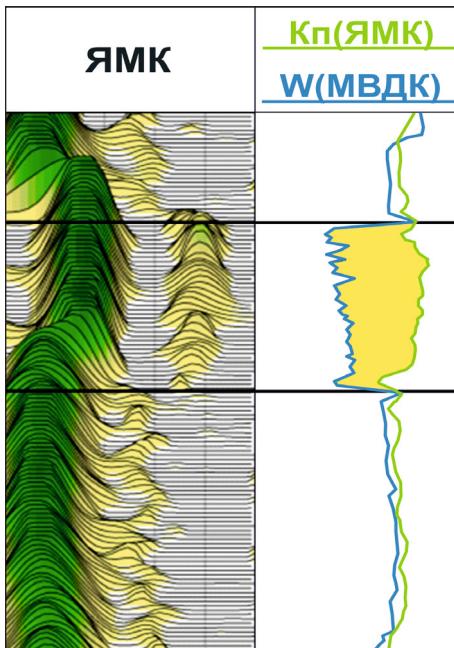


Рисунок 5.5 – Определение характера насыщенности по данным МВДК и ЯМК (на спектре ЯМК наблюдается вторая мода за счет проникновения керосина в пустотное пространство)

При бурении скважин на РУО в зоне предельного насыщения углеводородами метод МВДК будет фиксировать истинную объемную водонасыщенность коллекторов (Рисунок 5.5). В таких условиях по методу МВДК, помимо выделения продуктивных интервалов, возможно определение коэффициента нефтегазонасыщенности (см. раздел «Модель объемной влажности»).

Определение обводненности по кривым относительной фазовой проницаемости

Определение характера насыщенности по кривым относительной фазовой проницаемости (ОФП) основано на пересчете кривых капиллярного давления (ККД) в функции $K_B = f(K_p)$ или $\rho_p = f(K_p)$. Способ рекомендуется использовать для нахождения или для обоснования граничных значений удельного электрического сопротивления.

Алгоритм расчета выглядит следующим образом:

1. Кривые капиллярного давления перестраиваются в кривые относительной фазовой проницаемости (ОФП). Наиболее часто для этого используется модель Бурдайна [4] (рисунок 5.6б):

- для смачивающей фазы (вода):

$$K_{\text{ПР.отн}}^B = \left(\frac{K_B - K_{B0}}{1 - K_{B0}} \right)^2 * \frac{\int_0^{K_B} \frac{dK_B}{P_K^2}}{\int_0^1 \frac{dK_B}{P_K^2}}, \quad (5.1)$$

- для несмачивающей фазы (нефть):

$$K_{\text{ПР.отн}}^H = \left(1 - \frac{K_B - K_{B0}}{1 - K_{B0} - K_{H0}} \right)^2 * \frac{\int_{K_B}^1 \frac{dK_B}{P_K^2}}{\int_0^1 \frac{dK_B}{P_K^2}}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{ПР.отн}}^B$, $K_{\text{ПР.отн}}^H$ – относительная фазовая проницаемость для воды и нефти, соответственно,

K_B – текущая водонасыщенность (д.е.),

K_{B0} – остаточная водонасыщенность (д.е.) по данным капил-

лярных исследований (см. раздел «Определение коэффициента остаточной водонасыщенности»),

K_{HO} – остаточная нефтенасыщенность (д.е.), как среднее значение из результатов, полученных по данным лабораторных определений, выполненных для изучаемых отложений данного месторождения,

P_K – капиллярное давление (МПа).

2. Для нахождения критических значений водонасыщенности используется уравнение движения фаз в многофазном потоке (функция Баклея–Леверетта). Оно устанавливает зависимость доли флюида от соотношения вязкостей и проницаемостей (рисунок 5.6в):

$$f_B = \frac{1}{1 + \frac{K_{\text{ПР.отн}}^H * \mu_B}{K_{\text{ПР.отн}}^B * \mu_H}}, \quad (5.3)$$

где f_B – доля воды в продукции,

μ_B – вязкость воды в пластовых условиях (сП),

μ_H – вязкость нефти в пластовых условиях (сП).

3. Принимается, что на уровне ВНК $f_B = 0,98$, а на уровне безводного притока $f_B = 0,01$. При этих значениях с графика (рисунок 5.6г) получают величины отношения фазовых проницаемостей по нефти и воде на уровне ВНК и K_B^* .

4. По результатам определения ВНК и K_B^* строится сопоставление пористости с K_{B0} и критическими K_B^* и K_B^{BHK} значениями водонасыщенности (рисунок 5.6д).

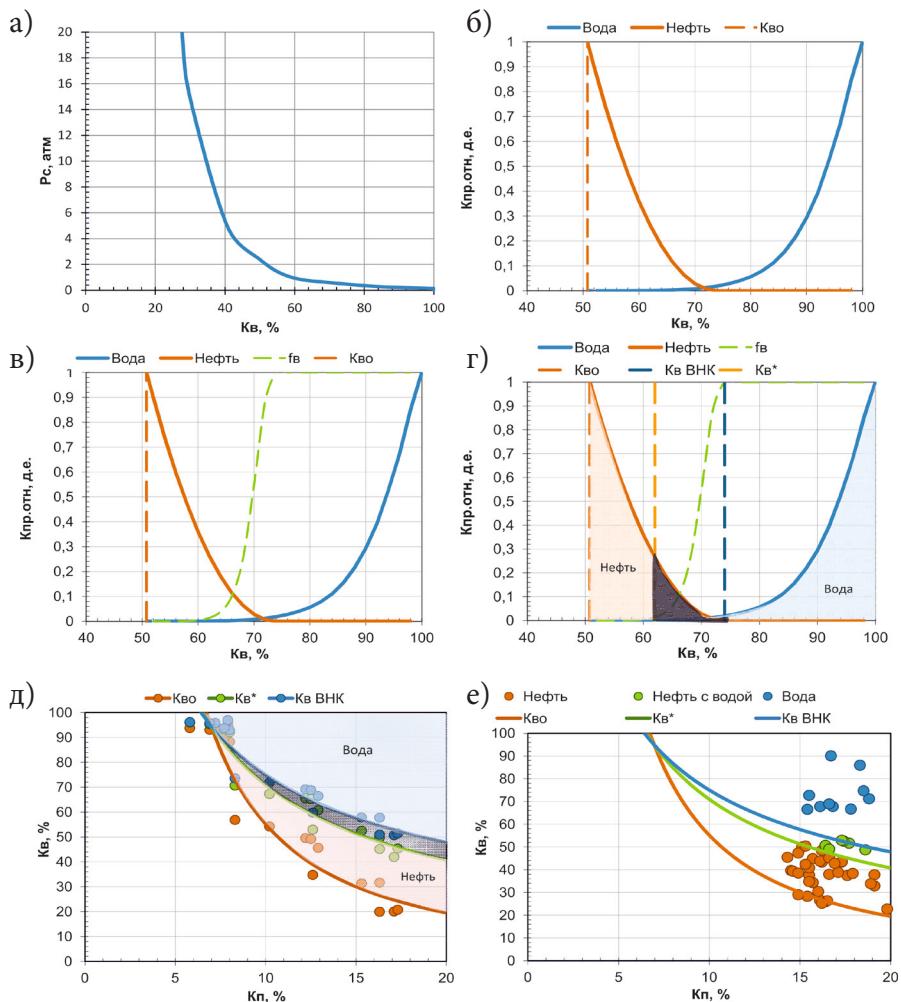


Рисунок 5.6 – Пример нахождения критериев определения характера насыщенности по кривым ОФП (пласт БТ):

- ККД,
- кривые ОФП,
- расчет доли флюида от соотношения вязкостей и проницаемостей,
- определение K_B^{BHK} и K_B^* ,
- зависимость K_B и критических значений водонасыщенности K_B^{BHK} и K_B^* от K_n ,
- оценка характера насыщенности (K_n и K_B по данным ГИС)

5. Оценка характера насыщенности реализуется с использованием полученных по данным ГИС величин коэффициента пористости и водонасыщенности пластов рисунок 5.6е).

При этом:

- при $K_{B0} < K_B < K_B^*$ будут получены явно безводные притоки нефти (или газа);
- при $K_B^* < K_B < K_B^{BHK}$ возможна двухфазная фильтрация воды с нефтью (или газом);
- при $K_B > = K_B^{BHK}$ коллекторы будут отнесены к явно водоносным.

Кроме этого, полученные уравнения можно пересчитать в виде $\rho_\pi = f(K_\pi)$ через параметр пористости и насыщения и в дальнейшем использовать в качестве граничных значений удельного электрического сопротивления (рисунок 5.7).

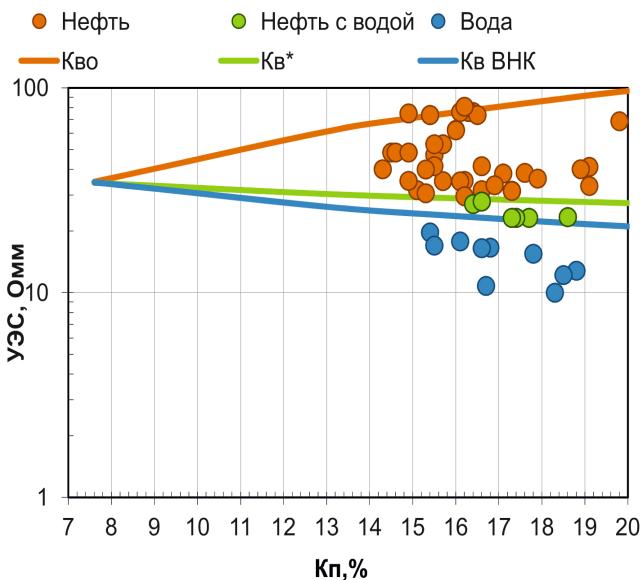


Рисунок 5.7 – Сопоставление удельного электрического сопротивления с коэффициентом пористости линии соответствуют ρ_π при K_B^{BHK} (синяя), при K_B^* (зеленая) и при K_{B0} (красная) (пласт БТ)

Выделение газонасыщенных интервалов

Отдельная и более сложная задача заключается в разделении продуктивных коллекторов по характеру насыщенности на нефть и газ. Для установления типа углеводородов (газ или нефть), насыщающих продуктивные пласти, данные электрического и электромагнитного каротажа не имеют физической основы, поскольку нефть и газ в равной степени неэлектропроводны.

По комплексированию методов пористости

Выделение газонасыщенных интервалов в большинстве случаев основано на комплексировании методов пористости, так как газ обладает отличной от нефти плотностью, акустической жесткостью и водородосодержанием. По причине занижения водородосодержания газ также занижает сигнал ЯМР.

Наиболее достоверной при обосновании газонефтяного контакта (ГНК) считается методика повторных замеров нейтронного каротажа. Главное преимущество методики – возможность зафиксировать изменение показаний метода ГИС во времени, учитывающая процесс расформирования зоны проникновения в интервале коллектора.

В методике используется именно нейтронный каротаж, так как он способен фиксировать изменение пористости через обсадную колонну. А процесс расформирования зоны проникновения начинается только после обсадки скважины.

Для реализации методики выполняются две записи нейтронного каротажа: одна – непосредственно после цементирования скважины, вторая – через временной промежуток от 2 недель до 3 месяцев (в зависимости от фильтрационных свойств пласта и параметров бурового раствора).

Наряду с основным преимуществом, эффективность методики напрямую зависит от времени, прошедшего от момента вскрытия бурением газоносного пласта до проведения измерений. Необходимо, чтобы этого времени было достаточно для расформирования зоны проникновения фильтрата бурового раствора.

Однако когда речь ведется об оперативном заключении по скважине, по результатам которого принимается решение о выборе места для перфорации с последующим опробованием продуктивных отложений, применение этой методики становится невозможным.

Комплексирование методов пористости с разной физической основой менее достоверно, но позволяет избежать временных и материальных затрат на запись повторных методов. Уменьшение достоверности вызвано влиянием на показания ГИС только небольшого количества остаточного газа в радиусе исследования, т.к. основной объем пор занят фильтратом бурового раствора.

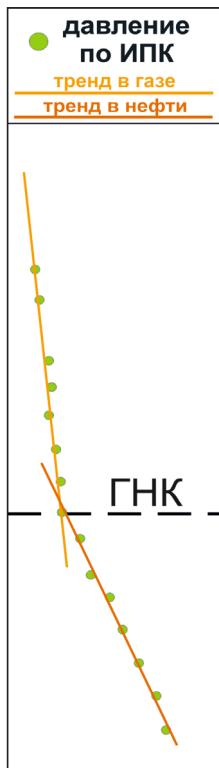


Рисунок 5.8 –
Определение ГНК
по данным ГДК

Ввиду того, что газ уменьшает водородосодержание, плотность горной породы и сигнал ЯМР, но при этом увеличивает интервальное время пробега волны, применяются следующие варианты комплексирования:

- НК + ГГКп;
- НК + АК;
- ЯМК + ГГКп;
- АКШ (продольная волна + поперечная волна).

По гидродинамическому каротажу

Использование ГДК для выделения газонасыщенных интервалов основано на отличии градиента давления в газе и жидкости. В качестве примера на рисунке 5.8 приведено распределение пластового давления по высоте залежи. Из рисунка видно изменение градиента давления при переходе от газа к нефти.

6. Коэффициент глинистости

Понятие глинистости

Разные типы распределения глинистого материала оказывают различное влияние на показания методов ГИС. Всего различают 3 типа распределения глинистого материала в горных породах (рисунок 6.1):

- дисперсный – глинистые минералы содержатся в порах породы ($K_{\text{гл}}$);
- слоистый – глина залегает в виде слойков ограниченной мощности (χ);
- структурный – глинистые частицы входят в скелет породы.

Оценка доли структурной глинистости по методам ГИС не представляется возможной, в связи с чем ее влияние на показания в рамках данной работы не рассматриваются. Далее рассматриваются методы определения дисперсной глинистости.

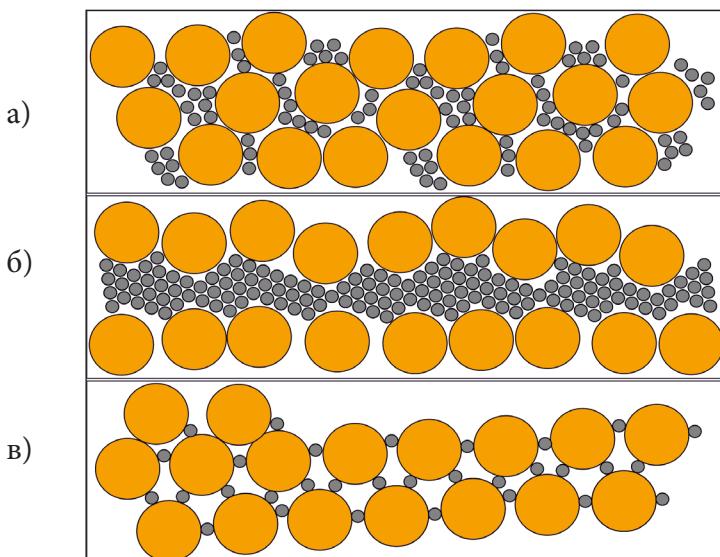


Рисунок 6.1 – Типы распределения глинистого материала в породе: а) дисперсная (рассеянная), б) слоистая, в) структурная

Рассеянная глинистость

В практике петрофизики определение рассеянной глинистости ($K_{\text{пл}}$) на керне неоднозначно. В методических рекомендациях [11] выделяют три типа дисперсной глинистости:

- содержание в горной породе пелитового материала (частиц размером меньше 0,01 мм);
- содержание глинистых минералов (их основной особенностью является наличие связанной воды);
- содержание нерастворенного остатка в карбонатных горных породах.

Чаще всего коэффициент глинистости определяется по первому варианту по гранулометрическому составу. За массу глинистого вещества принимается масса обломков размером части меньше 0,01 мм. Такое приравнивание довольно условно, так как несет в себе погрешности. Эти погрешности связаны, с одной стороны, с механическим разрушением больших зерен до более малых размеров (завышение $K_{\text{пл}}$), с другой – с недостаточным разрушением породы (занижение $K_{\text{пл}}$).

Для перехода к значениям объема коэффициент массовой глинистости ($C_{\text{пл}}$) умножается на коэффициент пористости, изменивший на том же образце, что и гранулометрический состав:

$$K_{\text{пл}} = C_{\text{пл}} \frac{\delta_{\text{СК}}}{\delta_{\text{пл}}} (1 - K_{\Pi}) \quad (6.1)$$

Однако в настоящее время ряд исследований показывает, что алевритовая фракция не участвует в фильтрации флюида и обладает радиоактивностью, как глины. Поэтому сделан вывод относить к глинистой фракции также и алевритовую (меньше 0,05 мм).

В связи с этим рекомендуется определять коэффициент глинистости с привлечением данных по РСА/РФА по керну и по данным ИНГКс.

Гамма-каротаж

Естественная радиоактивность горных пород, определяемая по данным гамма-каротажа (ГК), часто складывается не только из радиоактивности глинистых минералов, но и других радиоактивных минералов, в частности калиевых полевых шпатов (КПШ). При значительном содержании КПШ в горной породе от определения коэффициента глинистости по методу ГК нужно отказаться. Однако стоит упомянуть, что в случае равномерного и примерно одинакового содержания КПШ в породах изучаемого разреза привлечение данных ГК не запрещается.

Для описания связи $C_{\text{ГЛ}} = f(\Delta J_{\text{ГК}})$ существуют уравнения В.В. Ларионова:

- для древних толщ:

$$C_{\text{ГЛ}} = 0.33(2^{2\Delta J_{\text{ГК}}} - 1); \quad (6.2)$$

- для отложений третичного возраста:

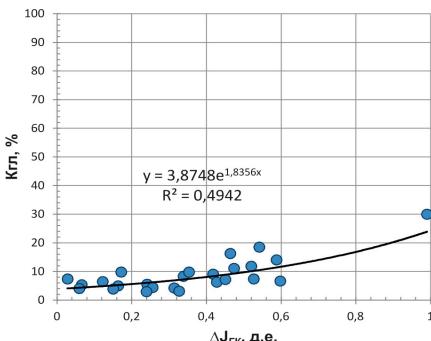
$$C_{\text{ГЛ}} = 0.083(2^{3,7\Delta J_{\text{ГК}}} - 1) \quad (6.3)$$

Однако эти зависимости были получены В.В. Ларионовым для массовой глинистости [11], и использовать их для определения $K_{\text{ГЛ}}$ по ГИС нельзя.

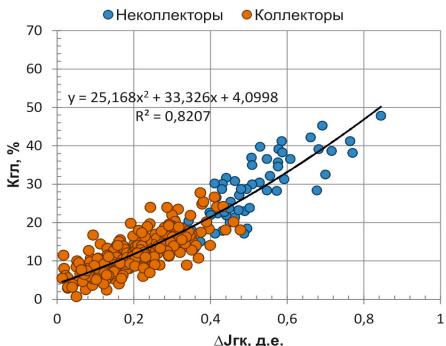
Для определения $K_{\text{ГЛ}}$ по ГИС требуется настраивать эти зависимости на керновые определения $K_{\text{ГЛ}}$ путем замены коэффициентов с сохранением нелинейности зависимости (рисунок 6.2).

Комплексирование нейтронного и гамма-гамма плотностного каротажа

См. раздел «Комплексирование нейтронного и гамма-гамма плотностного каротажа».



а)



б)

Рисунок 6.2 – Примеры зависимостей $K_{\text{п, г}} = f(\Delta J_{\text{Гп}})$:
а) викуловские отложения, б) пласти БУ16-18

Слоистая глинистость

Слоистая глинистость представляет собой тонкое переслаивание (от долей мм до 20 см) слойков глины и песчаника/алевролита.

Здесь модель горной породы выглядит как переслаивание песчано-алевритовых и глинистых прослоев, поровое пространство песчано-алевритовых прослоев породы заполняется глинистым материалом, а глинистые включения содержат песчано-алевритовый материал (рисунок 6.3).

Наряду со слоистостью и включениями глинистого вещества, возможно залегание песчаников в виде ограниченных линз, имеющих горизонтальные размеры до нескольких сантиметров (рисунок 6.3г).

Наличие слоистой глинистости принято количественно измерять величиной χ , численно равной объемному содержанию глинистых прослоев и включений. В зарубежной литературе также встречается обозначение NTG – отношение мощности песчаника к мощности слоистой породы, т.е. $NTG = 1 - \chi_{\text{п, г}}$.

Если в горной породе присутствует слоистая глинистость (рисунок 6.3), то определение подсчетных параметров с исполь-

зованием стандартных подходов становится неправомерным. Это связано с неоднозначностью охарактеризованности такого разреза по керновым данным, занижением удельного электрического сопротивления продуктивных коллекторов и анизотропией проницаемости (влияет на разработку залежи).

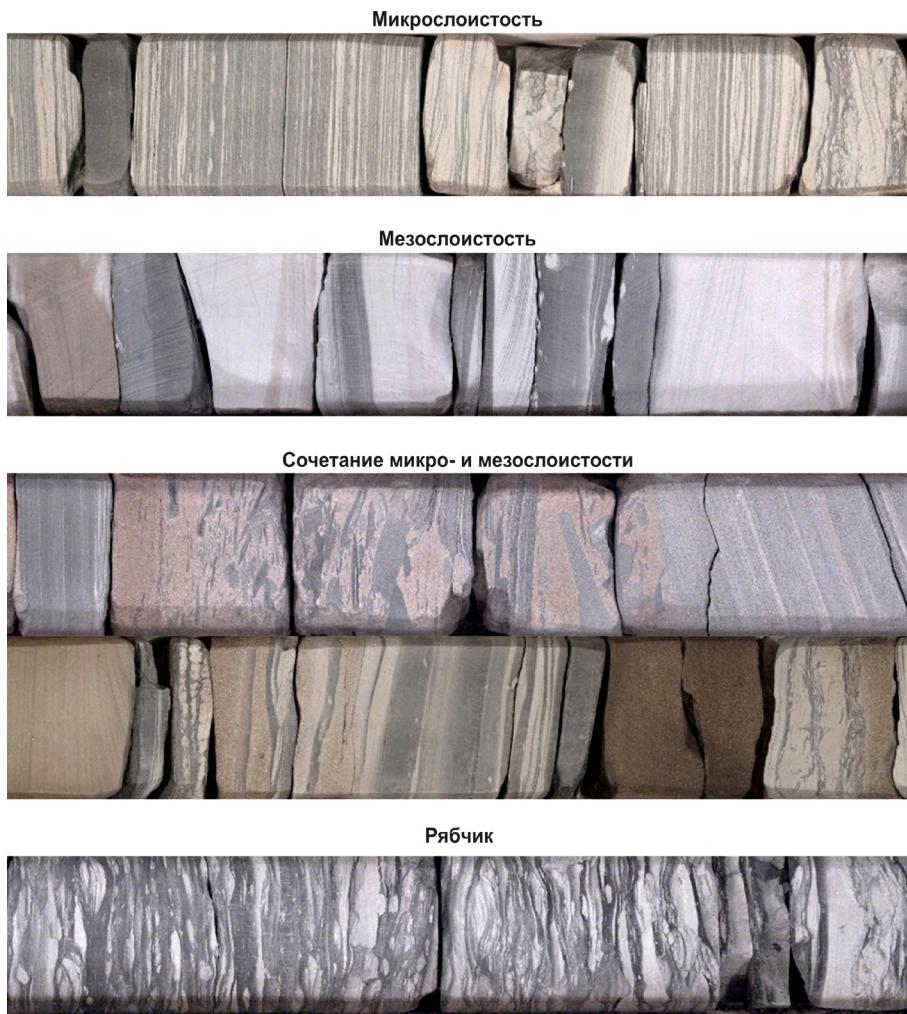


Рисунок 6.3 – Примеры микро- и мезослоистости тонкослоистой породы

В условиях текстурно-неоднородных горных пород некорректно говорить о литологическом расчленении разреза на однородные интервалы, например: песчаники, глины и плотные. Литология горных пород в таком разрезе характеризуется как, например, «переслаивание алевритистых песчаников и песчаных алевролитов и тонкими прослойями аргиллитов» (рисунок 6.3).

В подобных разрезах рекомендуется отказаться от классического литологического расчленения и ограничиться только выделением коллекторов, плотных прослоев и углей.

Также в условиях текстурно-неоднородных горных пород становится неоднозначной характеристика свойств по керну. На рисунке 6.4 представлен геофизический планшет и фотографии керна с указанием мест отбора образцов. На планшете показано два интервала отбора образцов: верхний представлен переслаиваниями, а нижний – в интервале однородного песчаника. Зелеными точками на планшете приведены результаты определения коэффициента пористости по керну. Как можно видеть, в обоих интервалах значения коэффициента пористости практически не различаются и примерно равны 25%, но при этом показания методов ГИС отличаются достаточно сильно. Это связано с тем, что образцы керна отбирались из прослоев коллекторов, а основная часть тонкослоистого разреза осталась неохарактеризованной керновыми исследованиями. Методы ГИС, напротив, фиксируют интегральные свойства всего вскрытого разреза.

Подобный выборочный отбор образцов керна обоснован требованиями технических инструкций (керном должен быть изучен коллектор) и техническими возможностями изготовления образца (при выпиливании из тонкослоистого разреза происходит разрушение образца).

Отдельное место занимают методы определения доли глинистых прослоев и включений на керне. В настоящий момент существует ряд методов определения доли текстурных компонент, которые можно условно разделить на: методы инструментального определения размера неоднородностей непосредственно на керне или на фотографиях керна, методы исследования структуры породы на колонке керна и методы программной обработки

фотографий керна.

Подобную обработку фотографий для получения объемной литологической модели, рекомендуется выполнять с использованием специального программного обеспечения [2; 23], которое позволяет кроме определения χ получать объемно-компонентную модель как песчано-глинистых разрезов (рисунок 6.5), так и любых других текстурно-контрастных разрезов.

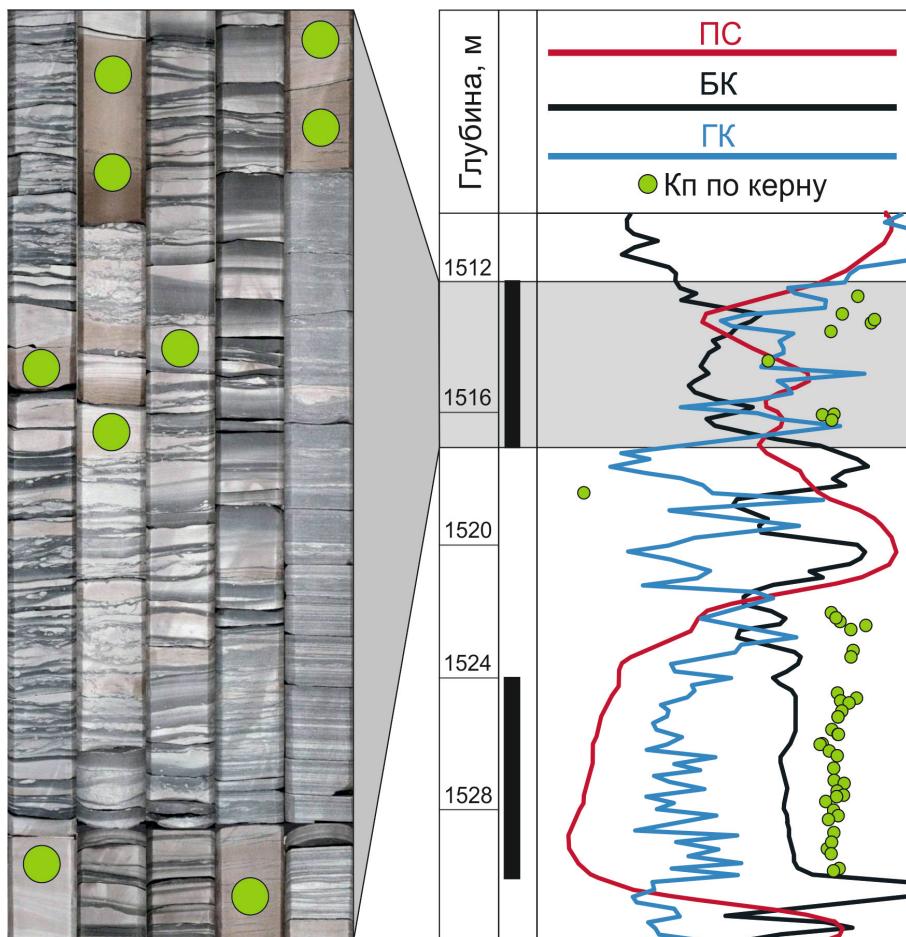


Рисунок 6.4 – Место отбора образцов керна в тонкослоистом разрезе

Определение объемной доли глинистых прослоев и включений также возможно определять геофизическими методами – методом RT-scanner.

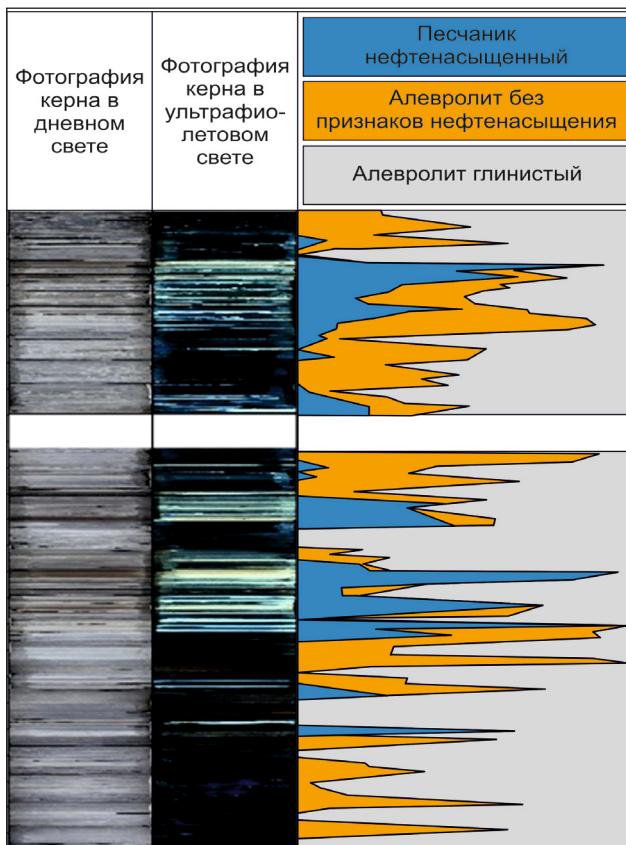


Рисунок 6.5 – Результаты определения объемной доли глинистых прослоев по фотографиям керна

Модель Вендельштейна–Извекова–Ефимова

В отечественной петрофизике используется модель, предложенная Б.Ю. Вендельштейном и Б.И. Извековым в работах [16; 9], а также В.А. Ефимовым [8] для песчано-алеврито-глинистых пород неоднородной текстуры пласта АВ1 Самотлорского месторождения:

$$\begin{cases} \overline{K_{\Pi}} = K_{\Pi}^{\text{ПЕСЧ}}(1 - \chi_{\text{ГЛ}}) + K_{\Pi}^{\text{ГЛ}}\chi_{\text{ГЛ}} \\ \overline{K_{\text{ГЛ}}} = K_{\text{ГЛ}}^{\text{ПЕСЧ}}(1 - \chi_{\text{ГЛ}}) + K_{\text{ГЛ}}^{\text{ГЛ}}\chi_{\text{ГЛ}} \end{cases}, \quad (6.4)$$

где $\overline{K_{\Pi}}$, $\overline{K_{\text{ГЛ}}}$ – коэффициент пористости и объемной глинистости породы в целом,
 $K_{\Pi}^{\text{ПЕСЧ}}$, $K_{\Pi}^{\text{ГЛ}}$ – коэффициент пористости песчано-алевритовой и глинистой компонент,
 $K_{\text{ГЛ}}^{\text{ПЕСЧ}}$, $K_{\text{ГЛ}}^{\text{ГЛ}}$ – коэффициенты глинистости песчано-алевритовой и глинистой компонент,
 $\chi_{\text{ГЛ}}$ – объемная доля глинистых прослоев и включений.

В рамках этой модели определение подсчетных параметров выполняется в следующем порядке:

1. Производится определение интегрального коэффициента пористости (K_{Π}) по стандартным методикам с использованием методов ГГКп, НК или ЯМК. Метод АК при этом не используется из-за влияния частого переслаивания на скорость движения упругих волн.

2. Объемная доля слоистой глинистости определяется по эмпирической зависимости, полученной на основе данных ПС и ГК и керновых определений χ . Рекомендуется использовать именно комплексирования ПС и ГК для повышения достоверности результатов. Это связано с тем, что метод ПС чувствителен к текстуре горных пород, но для него требуется ввод поправки за УЭС фильтрата и пластовой воды, а метод ГК не чувствителен к текстуре, его показания определяются совокупностью слоистой и дисперсной глинистости.

Долль показал (H.G. Doll, 1949), что относительная амплитуда ПС зависит не только от величины объемной доли глинистых прослоев и включений, но и от отношения удельных сопротивлений песчано-алевритового и глинистого прослоев. При отсутствии проникновения фильтрата бурового раствора выражение имеет вид [6, с. 325]:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{1 - \chi_{\text{ГЛ}}}{1 + \chi_{\text{ГЛ}} \left(\frac{\rho_{\text{ПЕСЧ}}}{\rho_{\text{ГЛ}}} - 1 \right)}, \quad (6.5)$$

где $\rho^{\text{ПЕСЧ}}$, $\rho^{\text{ГЛ}}$ – УЭС песчано-алевритовой и глинистой компоненты.

Для комплексирования методов ПС и ГК при определении объемной доли слоистой глинистости может быть использована следующая формула (А.В. Акиньшин, Д.Б. Родивилов, 2021):

$$\chi_{\text{ГЛ}} = a * \frac{(1 - \alpha_{\text{ПС}})^b}{1 + c * \alpha_{\text{ПС}}} + d * e * \Delta J_{\text{ГК}}^f, \quad (6.6)$$

где $a = 0,5$ – коэффициент, учитывающий вклад $\alpha_{\text{ПС}}$ в оценку,

$b = 2$ – коэффициент, учитывающий влияние дисперсной глинистости на $\alpha_{\text{ПС}}$,

$c = 0,5$ – коэффициент, учитывающий нелинейность зависимости $\alpha_{\text{ПС}}$ от χ ,

$d = 0,5$ – коэффициент, учитывающий вклад $f(\Delta J_{\text{ГК}})$ в оценку,

$e = 1,62$ – коэффициент, учитывающий радиоактивность глинистой компоненты,

$f = 1,5$ – коэффициент, учитывающий нелинейность зависимости $f(\Delta J_{\text{ГК}})$ от χ .

В этой формуле $\alpha_{\text{ПС}}$ можно заменить выражением:

$$\alpha = (K_{\text{п}} - K_{\text{п}}^{\text{ГЛ}}) / (K_{\text{п}}^{\text{ЧИСТ}} - K_{\text{п}}^{\text{ГЛ}}),$$

где $K_{\text{п}}^{\text{ЧИСТ}}$ – пористость чистого песчаника.

3. По формуле (6.4) определяется коэффициент пористости песчаника $K_{\text{п}}^{\text{ПЕСЧ}}$, где $K_{\text{п}}^{\text{ГЛ}}$ принимается константой на основе керновых данных.

4. Удельное электрическое сопротивление песчаных прослоев определяется по формуле параллельного соединения проводников:

$$\rho_{\Pi} = \frac{1}{(1 - \chi_{\text{ГЛ}}) / \rho_{\text{ПЕСЧ}} + \chi_{\text{ГЛ}} / \rho_{\text{ГЛ}}}, \quad (6.7)$$

где $\rho_{\Pi}^{\text{ГЛ}}$ – принимается константой на основе показаний методов УЭС во вмещающих глинах.

5. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности $K_{\text{H}}^{\text{ПЕСЧ}}$ производится по стандартной методике с использованием параметра пористости и насыщения. В качестве входных данных используются коэффициент пористости и УЭС песчаных прослоев.

6. В результате применения этой методики подсчетные параметры могут передаваться как в виде параметров песчаного прослоя ($\chi_{\text{ПЛ}}, K_{\Pi}^{\text{ПЕСЧ}}, K_{\text{H}}^{\text{ПЕСЧ}}$), так и в виде интегральных параметров (\bar{K}_{Π}), (\bar{K}_{H}). Интегральный коэффициент нефтенасыщенности (\bar{K}_{H}), при этом определяется по формуле:

$$\bar{K}_{\text{H}} = \frac{(1 - \chi_{\text{ГЛ}}) K_{\Pi}^{\text{ПЕСЧ}} K_{\text{H}}^{\text{ПЕСЧ}}}{\bar{K}_{\Pi}} \quad (6.8)$$

Модель Томаса и Штайбера

Модель Томаса и Штайбера [21] представляет собой модель для определения пористости пород, представленных тонким переслаиванием песчаника и глины.

В методе делаются следующие допущения:

- песчаник является гомогенным с постоянной пористостью;
- глинистость – единственный заполнитель порового пространства;
- глинистые прослои представлены мономинеральной однородной глиной.

При таких ограничениях применять модель для количественного определения слоистости не представляется обоснованным для реальных терригенных пород. Однако на качественном уровне для описания модели коллектора ее применение оправдано.

Определение пористости реализуется с помощью треугольной диаграммы, построенной на кроссплоте сопоставления пористости с объемной глинистостью по следующим точкам (рисунок 6.6):

А – чистый песчаник (пористость равна пористости скелета $K_{\text{п}}^{\text{ЧИСТ}}$);

В – песчаник, поры которого полностью заполнены глиной (дисперсная глинистость $K_{\text{гл}}$ полностью занимает объем пор скелета);

С – чистая глина (пористость равна пористости глины $K_{\text{п}}^{\text{ГЛ}}$);

Д – песчаник со структурной глинистостью.

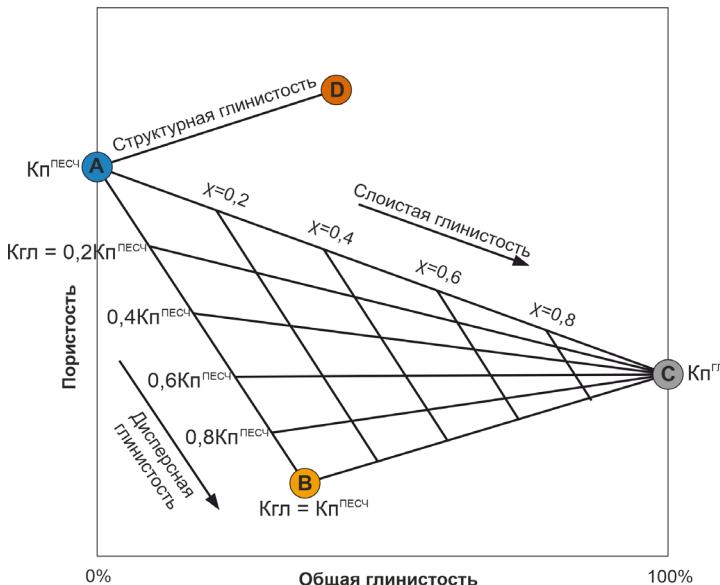


Рисунок 6.6 – Сопоставление пористости с глинистостью в модели Томаса–Штайбера [19, с. 238]

Для построения данного сопоставления предлагается использовать показания методов ГИС, зависящих от искомых величин. В работе Дж. Мавко, Т. Мукеджи и Дж. Доркина [19, с. 96–101], например, рассматривается применение методов гамма-гамма плотностного (ГГКп) и гамма-метода.

Палетка может быть оцифрована следующим уравнением

для определения доли глинистой компоненты:

$$\chi_{\text{гл}} = \frac{K_{\Pi} + a * b * \Delta J_{\text{ГК}} - K_{\Pi}^{\text{ЧИСТ}}}{a},$$

$$a = \frac{K_{\Pi}^{\text{ЧИСТ}} - K_{\Pi}^{\text{гл}} K_{\Pi}^{\text{ЧИСТ}}}{\Delta J_{\text{ГК}}^{\text{дисп}}}, \quad (6.9)$$

где $K_{\Pi}^{\text{ЧИСТ}}$ – коэффициент пористости скелета (чистого песчаника),
 $b = 1,4$ – коэффициент, учитывающий радиоактивность глинистой компоненты.

Оценка достоверности

Объемная доля глинистых прослоев и включений по ГИС сопоставляется с керновыми данными. Погрешность должна укладываться в 15% (абс.).

Оценка достоверности определения коэффициента пористости в условиях тонкослоистых коллекторов производится по двум подходам:

1. По сопоставлению в интервалах однородных прослоев (выбираются на основе фотографий керна) – коэффициент пористости по ГИС должен иметь погрешность до 2,5% (абс.), а объемная доля глинистых прослоев должна стремиться к нулю.

2. По сопоставлению коэффициента пористости песчаных прослоев с коэффициентом пористости однородных образцов (рисунок 6.7а), погрешность до 2,5% (абс.).

Коэффициент нефтенасыщенности оценивается в однородных интервалах по стандартной методике (см. раздел «Сопоставление с исходными данными»).



Рисунок 6.7 – Фотографии различных литологических разностей

7. Определение коэффициента пористости

Пористость горных пород характеризуется коэффициентом пористости (K_n), который численно равен отношению объема пор к общему объему породы и выражается в долях единицы или в процентах.

Для исключения грубых ошибок, вызванных влиянием неустановленных факторов (минерального состава пород, типа и свойств цементирующих веществ), определение K_n рекомендуется выполнять по данным нескольких методов ГИС и с учетом глинистости (см. раздел «Коэффициент глинистости»).

Основные рекомендации по технологии определения K_n по материалам ГИС в зависимости от типа геологического разреза сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Матрица применимости методов определения пористости в зависимости от типа разреза

Метод ГИС	Терригенный (до 1000 м)	Терригенный (более 1000 м)	Текстурно-неоднородный	Карбонатный	Газ
ЯМК	+	+	+	+	-
ГГКп	+–	+	+	-	-
АК	-	+	-	+	-
НК	+	+–	+	+	-
ПС	+	+	-	-	+
ГГКп + НК					+
АК + НК					+
ЯМК + ГГКп					+
ГГКп + НК	+	+	+	-	-
Система уравнений	-	-	-	+	-

Условные обозначения: «+» – рекомендуется, «-» – не рекомендуется, «+–» – рекомендуется отказаться от применения этого метода

Методы пористости

Ядерно-магнитный каротаж

Современный ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) позволяет решать широкий спектр задач: от определения пористости горных пород до оценки вариации размеров пор, определения проницаемости, капиллярных характеристик, фазовых проницаемостей, а в определенных условиях – характера и степени насыщенности коллекторов. Ввиду того, что показания ЯМК практически не зависят от минерального состава скелета горных пород, особой областью его применения является геофизическое исследование разрезов, сложенных горными породами со сложной литологией.

Метод основан на поглощении электромагнитной энергии при взаимодействии ядер атомов водорода (протонов), входящих в состав воды и УВ, с последующим сохранением вектора намагниченности.

Результатом записи ЯМК является изменение интенсивности магнитного поля во времени после прекращения действия внешнего поля, которое пересчитывается в кривую времени поперечной релаксации (T_2) (рисунок 7.1). Эта кривая примерно соответствует распределению пор по размерам.

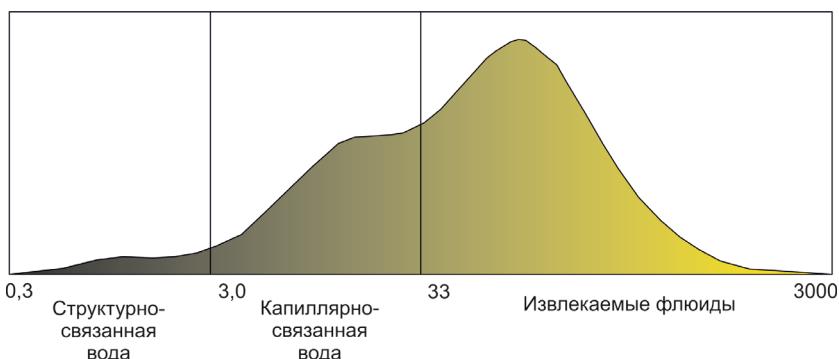


Рисунок 7.1 – Модель горной породы, принцип интерпретации распределения T_2 по методу стандартных отсечек

Границные значения для связанной воды глин составляют $T_2 = 3$ мс, времена релаксации $T_2 = 33$ мс и $T_2 = 92$ мс соответствуют капиллярно-связанной воде, соответственно, в терригенных и карбонатных коллекторах. Указанные граничные значения являются стандартными, но они также могут быть уточнены экспериментально для каждого конкретного типа горной породы.

Объем связанной воды определяется как сумма всех пор с величиной T_2 меньше граничного значения, а объем свободного флюида – как сумма пор при T_2 больше граничного значения.

Существует две методики оценки проницаемости по ЯМК с использованием заданной пользователем отсечки: по функции Коатса и SDR (Schlumberger–Doll Research).

- Модель Коатса

$$K_{TIM} = a K_{\Pi}^m \left(\frac{FFV}{BFV} \right)^n, \quad (7.1)$$

где a – эмпирическая константа (по умолчанию 1).

- Модель SDR (Schlumberger–Doll Research)

$$K_{SDR} = b K_{\Pi}^m (T_{2LM})^n, \quad (7.2)$$

где b – коэффициент поверхностной релаксации (по умолчанию равен 1 для песчаников и 0,35 для карбонатов),

m – (по умолчанию равный 4 для песчаников и 2 для карбонатов),

n – (по умолчанию равный 2).

Коэффициент остаточной водонасыщенности – отношение объема пор, заполненных остаточной водой (капиллярно связанной BFV и водой глин CBW) к объему пор породы:

$$K_{BO} = \frac{BFV}{K_{\Pi}} \quad (7.3)$$

Кроме этого, в скважинах на РУО в предельно насыщенной зоне ($K_B \approx K_{BO}$) возможно сопоставление K_B , определенного

по ЯМК, с K_B , определенным по данным электрометрии.

Обработка данных ядерно-магнитного каротажа обычно проводится специалистами сервисных компаний, выполнившими запись каротажа. Результаты обработки, используемые в дальнейшей интерпретации, сведены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Результаты обработки данных ЯМК

Параметр	Мнемоника	Расшифровка mnemonic
Общая пористость	TCMR	Total Combine magnetic resonance
Открытая пористость	MRP	Magnetic resonance porosity
	FFV	Free fluid volume
	MFF	Magnetic Resonance Free Fluid Volume
Остаточная водонасыщенность (сумма долей воды глин и капиллярно удерживаемой воды)	BFV	Bound Fluid Volume
Границные значения составляют T2 = 3 мс	MBF	Magnetic Resonance Bound Fluid Volume
Связанная вода глин	CBW	Clay bound water
Капиллярно связанная вода		Capillary bound water
Проницаемость	KSDR	Schlumberger-Doll Research
Проницаемость по модели Тимура – Коатса	KTIM	Timur–Coates
Границочное значение T2 (отсечка) (33 мс в терригенном разрезе, 92 мкс в карбонатном разрезе)	T2CUTOFF	T2 cutoff
Среднее логарифмическое значение T2	T2LM	T2 logarithmic mean

Гамма-гамма плотностной каротаж

Объемная плотность (δ), измеряемая методом гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп), линейно связана с коэффициентом общей пористости следующими соотношениями:

- для чистых мономинеральных горных пород:

$$\delta = \delta_{\text{МИН}} (1 - K_{\text{П}}) + \delta_{\text{Ж}} K_{\text{П}}; \quad (7.4)$$

- для глинистых горных пород:

$$\delta = \delta_{\text{СК}} (1 - K_{\text{П}} - K_{\text{ГЛ}}) + \delta_{\text{ГЛ}} K_{\text{ГЛ}} + \delta_{\text{Ж}} K_{\text{П}}; \quad (7.5)$$

- для горных пород сложного минерального состава:

$$\delta = \sum \delta_i K_i + \delta_{\text{Ж}} K_{\text{П}}, \quad (7.6)$$

где $\delta_{\text{МИН}}$ – плотность скелета (минеральной матрицы) породы,

$\delta_{\text{СК}}$ – плотность скелета,

$\delta_{\text{ГЛ}}$ – плотность глинистых минералов,

$\delta_{\text{Ж}}$ – плотность жидкости (флюида), заполняющей поровое пространство,

δ_i – плотность i -го минерала,

K_i – коэффициент i -го минерала (объем минерала относительно объема породы).

В проницаемых породах значение $\delta_{\text{Ж}}$ в зоне исследования ГГКп (10-15 см) определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) и равно 1,0 г/см³. Несмотря на это, значения $\delta_{\text{Ж}}$ заметно отличаются от единицы в следующих случаях:

- в газовых пластах из-за остаточной газонасыщенности зоны проникновения;
- при бурении скважин на минерализованной промывочной жидкости, когда $\delta_{\text{Ж}} = 1,0-1,2$ г/см³, в зависимости от степени минерализации ПЖ;
- при бурении скважин на РУО.

В газонасыщенных пластах определяемое значение K_p завышается за счет влияния остаточной газонасыщенности в полностью промытой зоне. Это влияние зависит от плотности газа (δ_g), которая, в свою очередь, определяется давлением и температурой.

Значение минеральной плотности ($\delta_{\text{мин}}$ или $\delta_{\text{ск}}$) основных типов горных пород, представляющих интерес как возможные коллекторы нефти и газа, изменяются в широком диапазоне (таблица 11.1) – от 2,55 для полимиктовых песчаников до 2,87 г/см³ для доломитов.

Глинистые цементы состоят из: каолинита, хлорита и гидрослюд с примесями других минералов. Минералогическая плотность глинистых минералов ($\delta_{\text{гл}}$) изменяется от 2,62 г/см³ для каолинита до 2,81 г/см³ для гидрослюды. Среднее значение $\delta_{\text{гл}}$ для смеси глинистых минералов находится в пределах 2,67-2,72 г/см³.

При определении коэффициента пористости мономинеральных горных пород и глинистых горных пород, для которых значение $\delta_{\text{гл}} \approx \delta_{\text{ск}}$, можно использовать уравнение (7.4). Минеральную плотность при этом определяют как модальное значение распределения минеральной плотности по керновым данным (но не путем интерполяции к значению $K_p = 0\%$).

Для определения коэффициента пористости заглинизованных коллекторов, для которых наблюдается неравенство плотности скелета и глинистых минералов $\delta_{\text{гл}} \neq \delta_{\text{ск}}$, рекомендуется нахождение зависимости коэффициента пористости от объемной плотности ($\delta_{\text{об}}$) по керновым данным $K_p = f(\delta_{\text{об}})$. Объемная плотность по керновым данным определяется с использованием уравнения (7.4).

Пример такого подхода показан на рисунке 7.2. В приведенном примере минеральная плотность зависит от коэффициента пористости, и эта зависимость описывается уравнением $\delta_{\text{мин}} = -0,0009K_p + 2,6824$. Поэтому для коллекторов с пористостью 24% минеральная плотность составляет 2,66 г/см³, для глин с пористостью 6% она составляет 2,68 г/см³ выше. При использовании фиксированного значения

минеральной плотности $2,68 \text{ г/см}^3$ будет наблюдаться мульти-пликативное завышение коэффициента пористости коллекторов до 1%.

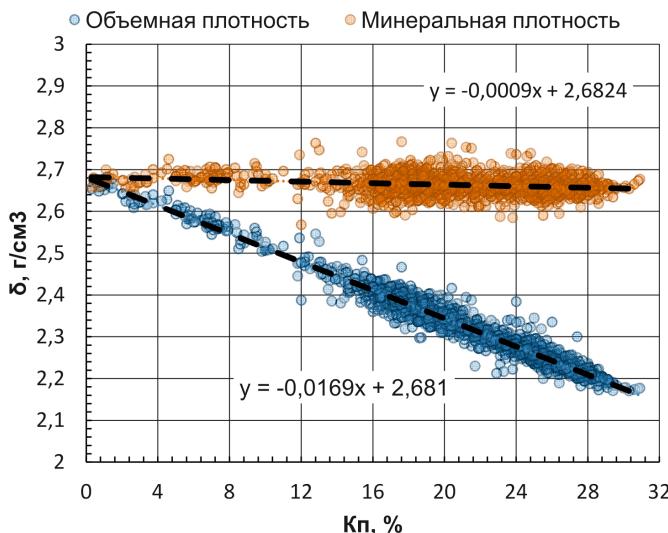


Рисунок 7.2 – Определение коэффициента пористости через объемную плотность по керновым данным

Существует два критерия оценки достоверности такой связи:

- равенство минеральной плотности при $K_p = 0\%$ по найденному уравнению и уравнению $\delta_{\text{МИН}} = f(K_p)$ (в приведенном примере они достаточно близки и равны примерно $2,68 \text{ г/см}^3$);
- значение объемной плотности при $K_p = 100\%$ должно соответствовать плотности флюида (в приведенном примере $0,99 \text{ г/см}^3$).

Акустический каротаж

Существует ряд зависимостей для определения K_p по акустическому каротажу (АК). Наиболее простой (линейный) вид имеет уравнение среднего времени [22]

- для чистых мономинеральных горных пород:

$$K_p = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{СК}}}{\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}}; \quad (7.7)$$

- для глинистых горных пород:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t - \Delta t_{CK}}{\Delta t_{Ж} - \Delta t_{CK}} - K_{ГЛ} \frac{\Delta t_{ГЛ} - \Delta t_{CK}}{\Delta t_{Ж} - \Delta t_{CK}}, \quad (7.8)$$

- для горных пород сложного минерального состава:

$$\Delta t = \sum \Delta t_i K_i + \Delta t_{Ж} K_{\Pi}, \quad (7.9)$$

где Δt_{CK} – интервальное время пробега по скелету,

$\Delta t_{ГЛ}$ – интервальное время пробега по глинистым минералам,

$\Delta t_{Ж}$ – интервальное время пробега по жидкости (флюиду),

Δt_i – интервальное время пробега по i -му минералу,

K_i – коэффициент i -го минерала (объем минерала относительно объема породы).

В большинстве случаев используют усредненные значения Δt_{CK} и $\Delta t_{Ж}$ (Таблица 11.1), обеспечивающие определение пористости с абсолютной погрешностью K_{Π} , не превышающей $\pm 2\%$.

Для зоны проникновения $\Delta t_{Ж}$ находят также по номограммам, учитывающим изменение скорости распространения упругой волны в воде в зависимости от ее минерализации, температуры и давления.

Для неглинистых карбонатных коллекторов определение коэффициента пористости может производиться по уравнению (7.7), а для заглинизованных терригенных – по уравнению, разработанному во ВНИГИК [14]. Это уравнение связывает пористость с интервальным временем распространения упругой волны по акустическому каротажу с учетом глинистости через $\alpha_{\Pi C}$ (7.10) или двойной разностный параметр ГК ($\Delta J_{ГК}$) (7.11).

Уравнение имеет вид:

$$K_{\Pi} = \left(\frac{\Delta t - 180}{c \cdot 0.175 \cdot (\alpha_{\Pi C} - 0.05)^{-0.5}} \right)^{0.5}, \quad (7.10)$$

$$K_{\Pi} = \left(\frac{\Delta t - 180}{c \cdot 0.175 \cdot ((1 - \Delta J_{\Gamma K}) - 0.05)^{-0.5}} \right)^{0.5}, \quad (7.11)$$

где c – коэффициент пропорциональности (уплотнения), примерно равен 2.

Коэффициент пропорциональности c для продуктивных пластов рассчитывается путем сопоставления расчетного значения K_{Π} с керновыми данными.

В условиях текстурно-неоднородного разреза рекомендуется отказаться от определения коэффициента пористости по акустическому методу из-за сложного влияния многочисленных границ раздела фаз (частое переслаивание) на скорость распространения упругих свойств.

Нейтронный каротаж

Водородосодержание, определяемое по данным нейтронного каротажа (НК) в условиях песчано-глинистого разреза, нельзя использовать для определения коэффициента пористости без введения поправки за содержание водорода в твердой фазе глинистых минералов.

Водородосодержание горной породы превышает истинное значение K_{Π} на содержание водорода в твердой фазе глинистых минералов ($\Delta\omega$):

$$\omega = (K_{\Pi} + \omega_{\text{mineral}}) + \Delta\omega, \quad (7.12)$$

где ω – водородосодержание, определенное по нейтронному каротажу,

$\Delta\omega$ – содержание водорода в твердой фазе глинистых минералов,

ω_{mineral} – поправка за различие минеральной плотности кальцита (нормировочный образец для аппаратуры) и кварца (породообразующий минерал) – обычно составляет 2,5% или исключается посредством нормировки.

Значение $\Delta\omega$ зависит от степени заглинизированности коллекторов и равно:

$$\Delta\omega = \omega_{\text{пл}} K_{\text{пл}}, \quad (7.13)$$

где $\omega_{\text{пл}}$ – среднее водородосодержание твердой фазы глинистых минералов.

Содержание водорода в твердой фазе глинистых минералов зависит от минерального состава и содержания отдельных глинистых минералов. Такая информация может быть получена по результатам рентгеноструктурного анализа (РСА).

Другой способ введения поправки за глинистость заключается в вычитании из зарегистрированного водородосодержания значений коэффициента пористости, определенного по керну:

$$\Delta\omega = \omega - K_{\text{пл}}^{\text{керн}} \quad (7.14)$$

В дальнейшем находится эмпирическая связь с показаниями методов глинистости.

Достоверность определения коэффициента пористости по предложенному методу рекомендуется оценивать по сопоставлению с коэффициентом пористости по гамма-гамма методу.

Комплексирование нейтронного и гамма-гамма плотностного каротажа

Определение коэффициента глинистости с использованием комплексирования нейтронного и плотностного методов является стандартной практикой в зарубежных компаниях [20].

Определение возможно только в нефтеносных или водоносных глинистых песчаниках. Наличие других минералов, помимо глины и кварца, уменьшает точность результатов.

Методика реализуется решением системы уравнений:

$$\begin{cases} \delta = \delta_{\text{ФЛ}} K_{\Pi} + \delta_{\text{ГЛ}} K_{\text{ГЛ}} + \delta_{\text{СК}} (1 - K_{\Pi} - K_{\text{ГЛ}}) \\ W = \omega_{\text{ФЛ}} K_{\Pi} + \omega_{\text{ГЛ}} K_{\text{ГЛ}} + \omega_{\text{СК}} (1 - K_{\Pi} - K_{\text{ГЛ}}) \end{cases} \quad (7.15)$$

где $\delta_{\text{СК}}$, $\omega_{\text{СК}}$ – объемная плотность и водородный индекс скелета горных пород,

$\delta_{\text{ГЛ}}$, $\omega_{\text{ГЛ}}$ – объемная плотность и водородный индекс глины,

$\delta_{\text{ФЛ}}$, $\omega_{\text{ФЛ}}$ – объемная плотность и водородный индекс флюида, насыщающего поровое пространство (обычно принимаются равными параметрами фильтрата 1 г/см³ и 1 д.е.).

Значения параметров ($\delta_{\text{ГЛ}}$, $\delta_{\text{СК}}$, $\omega_{\text{ГЛ}}$, $\omega_{\text{СК}}$) рекомендуется выбирать на основе керновых данных.

Для удобства уравнения (7.15) можно представить в следующем виде:

$$K_{\Pi} = \frac{\omega_{\text{СК}} + \frac{\omega_{\text{СК}} * \delta_{\text{СК}} - \omega_{\text{ГЛ}} * \delta_{\text{СК}} - \omega_{\text{СК}} * \delta + \omega_{\text{ГЛ}} * \delta}{\delta_{\text{ГЛ}} - \delta_{\text{СК}}} - \omega}{\omega_{\text{СК}} + \frac{\omega_{\text{СК}} * \delta_{\text{СК}} - \omega_{\text{ГЛ}} * \delta_{\text{СК}} - \omega_{\text{СК}} * \delta_{\text{ФЛ}} + \omega_{\text{ГЛ}} * \delta_{\text{ФЛ}}}{\delta_{\text{ГЛ}} - \delta_{\text{СК}}} - \omega_{\text{Ф}}} \quad (7.16)$$

Методы глинистости

Определение коэффициента пористости по методам глинистости (ПС и ГК) возможно только для межзерновых терригенных глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью. Основой служат корреляционные зависимости показаний метода от керновых определений коэффициента пористости.

Типичная зависимость $\alpha_{\text{ПС}} = f(K_{\Pi})$ для продуктивных отложений приведена на рисунке 7.3 [11]. Характерной особенностью таких зависимостей является выпячивание их в области высоких и низких значений коэффициента пористости. Для упрощения рекомендуется использовать линейную аппроксимацию.

В практике интерпретации данных ГИС известно, что метод ПС характеризуется низкой вертикальной разрешающей способностью. Существуют палетки, представленные Борисом Юрьевичем Вендельштейном в книге

«Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин», которые позволяют ввести поправки в значения кривой ПС за ограниченную толщину пласта. Однако для корректного использования данного подхода необходимо знать априорную информацию о параметрах скважины и свойствах зоны проникновения. Очевидно, что в условиях значительного объема скважин введение поправок за ограниченную толщину пропластков становится затруднительным.

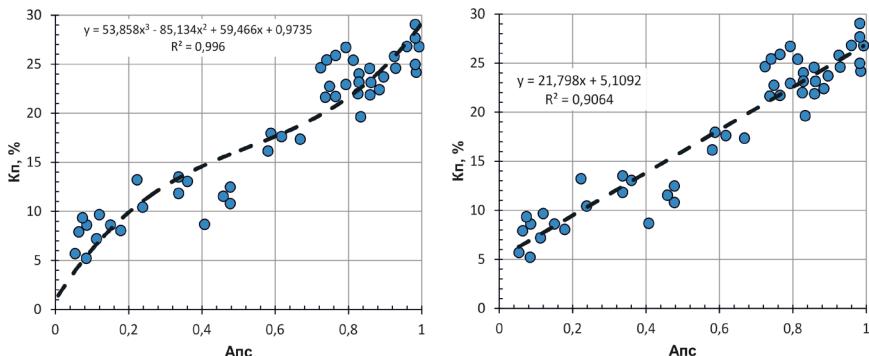


Рисунок 7.3. – Зависимости пористости от относительной амплитуды ПС ($\alpha_{\text{пс}}$):

а) аппроксимация полиномом, б) линейная аппроксимация

Для искусственного улучшения вертикальной разрешающей способности метода ПС возможно использовать так называемую деконволюцию (“*cusp*” – деконволюция). Основная идея деконволюции заключается в использовании математического фильтра, позволяющего усилить высокочастотную компоненту в анализируемых данных. В общем виде уравнение для деконволюции кривой ПС записывается следующим образом:

$$\alpha_{\text{пс}dec} = -a * \alpha_{\text{пс}(i-1)} + (2 * a + 1) * \alpha_{\text{пс}i} - a * \alpha_{\text{пс}(i+1)}, \quad (7.17)$$

где $\alpha_{\text{пс}dec}$ – результирующее значение $\alpha_{\text{пс}}$ после процедуры деконволюции,

$\alpha_{\text{пс}i}$ – i -е значение кривой $\alpha_{\text{пс}}$,
 a – коэффициент усиления.

Выбор коэффициента усиления рекомендуется производить по результатам сопоставления значений пористости по методу ПС и керновым данным. Следует знать, что чем выше расчлененность изучаемых отложений, тем выше значение коэффициента усиления.

Стоит отметить, что у деконволюции есть ряд ограничений. Во-первых, сигнал должен быть виден на исходной кривой. В случае отсутствия значительных аномалий на кривой ПС, в особенности в интервалах тонких прослоев менее 0,4 метра, процедура деконволюции не даст положительного результата. Во-вторых, методика деконволюции также неэффективна и в условии мощных однородных прослоев.

Газонасыщенные интервалы

В основе методик лежит учет остаточной газонасыщенности при комплексном применении методов ГИС с разнонаправленным влиянием газонасыщенности на показания. Такими методами являются ГГКп и АК (влияние газа ведет к завышению коэффициента пористости), а также НК и ЯМК (влияние газа ведет к занижению коэффициента пористости).

НК + ГГКп/АК

Учитывая разнонаправленное влияние газа на показания методов ГГКп/АК и НК, можно записать следующее равенство [11; 13]:

$$K_{\Pi} = K_{\Pi}^{ГГКп/АК} - \Delta K_{\Pi}^{ГГКп/АК} = K_{\Pi}^{НК} - \Delta K_{\Pi}^{НК}, \quad (7.18)$$

где $K_{\Pi}^{ГГКп/АК}$ и $K_{\Pi}^{НК}$ – значения коэффициента пористости, определяемые по данным ГГКп (или АК) и НК с учетом глинистости пород,

$\Delta K_{\Pi}^{ГГКп/АК}$ и $\Delta K_{\Pi}^{НК}$ – значения поправок за газонасыщенность.

Если принять, что $\frac{\Delta K_{\Pi}^{НК}}{\Delta K_{\Pi}^{ГГКп/АК}} = C$, то

$$\frac{K_{\Pi}^{\text{ГГКп/АК}} - K_{\Pi}^{\text{НК}}}{\Delta K_{\Pi}^{\text{ГГКп/АК}}} = C + 1, \quad (7.19)$$

$$\Delta K_{\Pi}^{\text{ГГКп/АК}} = \frac{K_{\Pi}^{\text{ГГКп/АК}} - K_{\Pi}^{\text{НК}}}{C + 1} \quad (7.20)$$

Тогда формула для расчета пористости в газонасыщенных коллекторах будет иметь вид:

$$K_{\Pi} = K_{\Pi}^{\text{ГГКп/АК}} - \frac{K_{\Pi}^{\text{ГГКп/АК}} - K_{\Pi}^{\text{НК}}}{1 + C} \quad (7.21)$$

Коэффициент C , учитывающий различие влияния остаточного газонасыщения прискважинной части пласта на показания методов ГГКп и НК, составляет в среднем 2 [13]. Таким образом, для пары методов ГГКп и НК можно записать следующее равенство:

$$K_{\Pi} = \frac{2}{3} K_{\Pi}^{\text{ГГКп}} + \frac{1}{3} K_{\Pi}^{\text{НК}} \quad (7.22)$$

Для пары методов АК и НК коэффициент C нужно обосновывать отдельно.

ЯМК + ГГКп

Учитывая разнонаправленное влияние газа на показания методов ГГКп и ЯМК и близость радиальной глубинности исследования применяемой аппаратуры, можно записать следующее уравнение:

$$K_{\Pi} = \frac{K_{\Pi}^{\text{ГГКп}} + K_{\Pi}^{\text{ЯМК}}}{2}, \quad (7.23)$$

где $K_{\Pi}^{\text{ЯМК}}$ – значения коэффициента пористости, определяемые по данным ЯМК.

Решение системы уравнений

В случае сложного минерального состава продуктивных отложений возникает необходимость использования данных нескольких видов ГИС для корректного определения пористости коллекторов.

Для определения пористости горных пород с учетом минеральных и структурных особенностей пустотного пространства возможно использование всего комплекса методов пористости – АК, НК, ГГКп, а также методов ГГКпл, ГК и СГК. При этом важно, чтобы используемые методы ГИС были чувствительны к изменению долевого содержания того или иного компонента модели.

Для нахождения параметров породы по комплексу методов ГИС решается система уравнений. При этом полагается, что минеральный состав горной породы – это взвешенная (по объемным долям минеральных компонентов) сумма свойств, слагающих ее минералов, а также флюида, занимающего поровое пространство.

$$\left\{ \begin{array}{l} \delta = \sum \delta_i K_i + \delta_{\text{Ж}} K_{\text{П}} \\ \Delta t = \sum \Delta t_i K_i + \Delta t_{\text{Ж}} K_{\text{П}} \\ W = \sum W_i K_i + W_{\text{Ж}} K_{\text{П}} \\ \gamma = \sum \gamma_i K_i + \gamma_{\text{Ж}} K_{\text{П}} \\ 1 = \sum K_i + K_{\text{П}} \end{array} \right. \quad (7.24)$$

Количество компонент для решения системы выбирается на основе керновых исследований. Например, для карбонатных отложений осинского горизонта могут быть выбраны следующие компоненты: доломит, кальцит, ангидрит, кварц, глинистые минералы и галит.

Поровое пространство принимается насыщенным водой, влияние нефтенасыщенности в связи с малой глубинностью методов не учитывается. Для интервалов газонасыщенных горных

пород рекомендуется отказаться от применения данного метода.

При решении системы уравнений число неизвестных должно совпадать с числом уравнений, в таком случае система называется определенной (число компонент = число методов ГИС + + уравнение баланса). Если уравнений меньше, чем неизвестных, то система называется недоопределенной. Если уравнений больше, чем неизвестных, то система называется переопределенной.

Допускается только использование определенных и переопределенных систем, так как недоопределенная система уравнений имеет бесконечное количество решений.

Однако в практике встречаются примеры определения коэффициента пористости с применением недоопределенных систем. Но тогда на систему уравнений дополнительно накладывался ряд ограничений в диапазонах изменений компонент.

Основным инструментом контроля является сопоставление коэффициента пористости с керновыми данными и сопоставление синтетических и зарегистрированных кривых. При этом хорошее совпадение не означает, что ответ является правильным и уникальным. Это означает только то, что данные укладываются в математическую модель.

Для обоснования оптимального комплекса ГИС с помощью решения системы уравнений выполняются расчеты подсчетных параметров при использовании разного комплекса ГИС.

Для решения системы уравнений требуется знание минерально-флюидальных констант (таблица 11.1). Однако необходимо понимать, что эти параметры на практике требуют уточнения.

8. Определение нефтегазонасыщенности

Электрическая модель

В практике петрофизического моделирования применяются два наиболее распространенных способа определения коэффициента нефтегазонасыщенности. Один из них традиционный, то есть через параметры пористости P_n и насыщения P_h , второй – по зависимости удельного электрического сопротивления от объемной влажности или коэффициента водонасыщенности.

Модель Дахнова – Арчи

Коэффициент нефтенасыщенности определяется, как правило, по удельному электрическому сопротивлению. При этом используются зависимости параметра насыщения (P_h) от коэффициента водонасыщенности (K_B) и параметра пористости (P_n) от коэффициента пористости, получаемые по данным керна.

Параметр пористости определяется как отношение удельного электрического сопротивления полностью водонасыщенного образца (ρ_{Bn}) к удельному электрическому сопротивлению жидкости (ρ_B), насыщающей образец:

$$P_n = \rho_{Bn} / \rho_B \quad (8.1)$$

Параметр насыщения – УЭС частично экстрагированного образца (ρ_{hB}), деленное на УЭС полностью водонасыщенного образца (ρ_{Bn}):

$$P_h = \rho_{hB} / \rho_{Bn} \quad (8.2)$$

По этим данным строят зависимости $P_n = f(K_n)$ и $P_h = f(K_B)$, которые в последствии используются для определения коэффициента нефтегазонасыщенности по данным ГИС. Эти уравнения имеют вид:

$$\begin{aligned}
 P_{\Pi} &= \frac{a}{K_{\Pi}^m}, \\
 P_H &= \frac{b}{K_B^n}, \\
 K_B &= \left(\frac{\rho}{b * \rho_B * \frac{a}{K_{\Pi}^m}} \right)^{-1/n},
 \end{aligned} \tag{8.3}$$

где a и b – коэффициенты пропорциональности,
 m – показатель цементации горной породы,
 n – показатель насыщения,
 ρ_B – удельное электрическое сопротивление пластовой воды.

Коэффициенты пропорциональности обычно равны 1 (рисунок 8.1). Отличными от единицы эти коэффициенты могут быть при наличии достаточного количества лабораторных измерений, подтверждающих это. При высокой неоднозначности выбора аппроксимирующего уравнения рекомендуется искусственно коэффициенты приводить к единице.

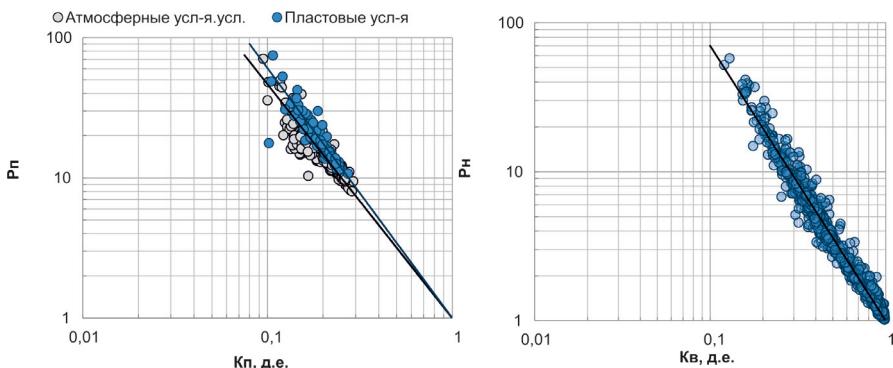


Рисунок 8.1 – Связи $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ и $P_H = f(K_B)$

Удельное электрическое сопротивление пластовой воды рассчитывается на основе минерализации и давления по соответствующей палетке [3]. Эта палетка была оцифрована компанией Schlumberger следующей формулой:

$$\rho_B = \frac{0,8862 C_B^{-0,9233}}{\left(\frac{t+47}{262}\right)^{1/0,75}} - 0,0017 \quad (8.4)$$

Для обоснования минерализации воды используются результаты химического анализа проб пластовой воды. Перед анализом важно произвести оценку качества и отбраковку определений по критериям, представленным в Таблице 8.2.

Важно отметить, что в лабораторных условиях для моделирования пластовой воды используются растворы NaCl, что связано, в первую очередь, с простотой и дешевизной подобной модели воды.

Это значит, что измерения УЭС на образцах керна для получения зависимостей Рп–Кп и Рн–Кв производятся именно при насыщении образцов раствором NaCl. Поэтому результаты химического анализа проб воды необходимо привести тоже к эквиваленту NaCl.

Для цели пересчета используют палетку, представленную на рисунке 8.2. Как видно, для каждого компонента пробы имеются свои кривые переводных коэффициентов при различной суммарной минерализации пробы.

В общем виде уравнение пересчета можно записать следующим образом:

$$C(NaCl) = k_i * X_i, \quad (8.5)$$

где k_i – пересчетный коэффициент i -го компонента пробы,

X_i – i -й компонент химической пробы воды.

На палетке (рисунок 8.2) для примера проведена пунктирная линия суммарной минерализации 21000 мг/л. Соответствующие точки пересечения с линиями компонент при проекции на ось Y дадут пересчетные коэффициенты (таблица 8.1).

Таблица 8.1 – Коэффициенты при общей минерализации 21000 мг/л

Коэффициент	Содержание							Минерализация
	CO3	HCO3	CL	Ca	Mg	Na + K	SO4	
	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	
	0,0	1000,0	10000,0	2000,0	1000,0	6500,0	500,0	21000,0
0,5	0,24	1	0,82	1,07	1	0,42		

В данном примере общая минерализация пробы воды, приведенная к эквиваленту NaCl, будет равна:

$$C(NaCl) = 0,5 * 0 + 0,24 * 1000 + 1 * 10000 + 0,82 * 2000 + 1,07 * 1000 + 1 * 6500 + 0,42 * 500 = 19660 \text{ мг/л.}$$

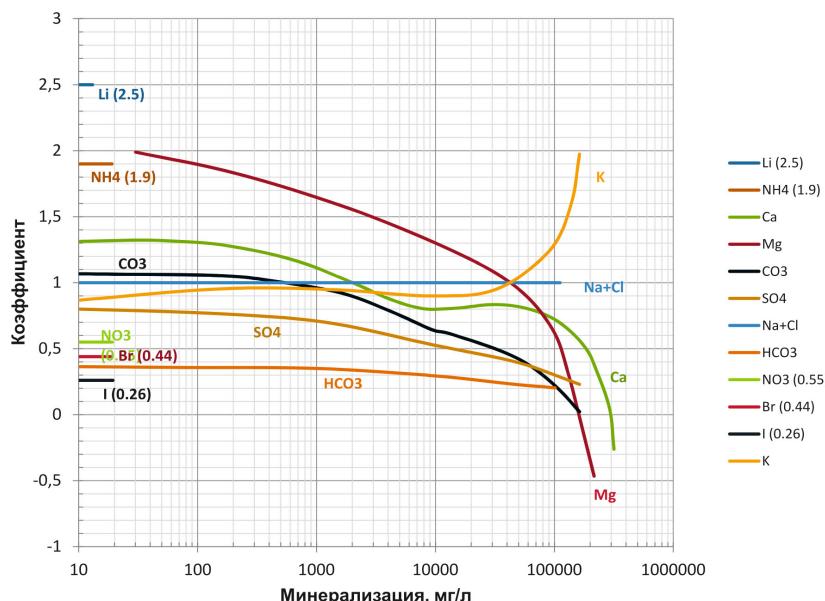


Рисунок 8.2 – Палетка переводных коэффициентов при различной суммарной минерализации пробы

Модель объемной влажности

Модель насыщенности объемной влажности (влагоемкости) зарекомендовала себя в терригенных разрезах Западной Сибири при наличии достаточной выборки прямых измерений водонасыщенности на керновых образах или при наличии качественных записей диэлектрического каротажа (МВДК) в скважинах на РУО.

Объемная влажность (W) описывает объем воды, находящейся в породе:

$$K_B = \frac{W}{K_\Pi} \quad (8.6)$$

Для определения влагоемкости следует использовать корреляционную зависимость типа керн-ГИС, связывающую прогноз объемной влажности и УЭС.

Модель глинистого песчаника

При работе с глинистыми песчаниками можно наблюдать так называемое «не-Арчи» (*"non-Archie"*) поведение эмпирических зависимостей, то есть их нелинейность. Результатом влияния глин является: значительное уменьшение эффективной пористости, снижение проницаемости, отличие значение УЭС пласта от истинного и, наконец, отличие значения K_B , вычисленного по модели Дахнова-Арчи, от истинного. Подобное отклонение зависимости от линейного вида обусловлено присутствием двойного электрического слоя (ДЭС) на поверхности глинистых частиц.

Известно множество электрических моделей глинистых песчаников (Вендельштейна, Симанду, Элланского, Клавье и многие другие), но наибольшее распространение в практике петрофизического моделирования получили модели Ваксмана-Смитса (Waxman-Smits) и модель двойной воды (Dualwater).

На одних из сильноглинистых отложений Западной Сибири была выполнена настройка электрической модели насыщенности Ваксмана-Смитса. В общем виде уравнение для расчета K_B по данной модели можно записать следующим образом:

$$\rho = \frac{\rho_B}{\left(1 + \rho_B \cdot B \cdot \frac{Qv}{K_B}\right) \cdot K_B^{n^*} \cdot K_\Pi^{m^*}}, \quad (8.7)$$

где m^* , n^* – структурные коэффициенты (не являются коэффициентами m и n из уравнения Дахнова–Арчи, но обладают тем же физическим смыслом),

Qv – объемный коэффициент емкости катионного обмена (ЕКО) глин,

B – учитывает температуру пласта и УЭС пластовой воды,

ρ_B – удельное сопротивление пластовой воды.

Значение Qv рассчитывают по следующему уравнению:

$$Qv = \text{ЕКО} \times \delta_{\min} \cdot \frac{1 - K_\Pi}{K_\Pi}, \quad (8.8)$$

где ЕКО – емкость катионного обмена.

Величина ЕКО оценивается по данным специальных исследований кернового материала. При условии наличия достаточного количества исследований возможно нахождение корреляционных связей ЕКО с величинами α_{pc} или ΔJ_{gr} , в ином случае значение ЕКО принимают константой.

Значение B рассчитывают по нижеприведенному уравнению:

$$B = \frac{-1,28 + 0,225 \times \text{Temp} - 4,59 \times 10^{-4} \times \text{Temp}^2}{1 + (0,045 \times \text{Temp} - 0,27) \times \rho_B^{1,23}}, \quad (8.9)$$

где Temp – пластовая температура.

Модель Ваксмана–Смита требует итерационной настройки на эталонные величины K_B по данным керновых исследований (прямой замер, Закс) и величины K_{BO} (капилляриметрия) в предельно насыщенной части пласта.

Таблица 8.2 – Критерии отбраковки проб пластовой воды

Параметр	Значение
Аkkредитация лаборатории	Наличие сертификатов аккредитации лаборатории
Объем исследований	Определение всего перечня химических элементов
Значение минерализации	1. Укладывается в диапазон для исследуемого объекта 2. Слабо меняется во времени (при отборе нескольких проб из одной скважины)
Объемная плотность	$> 1 \text{ г/см}^3$
Индекс рН	7,2–8,7 чаще всего, может быть и меньше 6,5–8,7, реже вниз до 6, вверх до 9
Молярные массы катионов и анионов	Суммы молярных масс должны быть максимально близкими
Катионы Na^+ и K^+	1. Определены раздельно 2. K^+ составляет не более 7% от Na^+ (чаще всего)
SO_4^{2-}	$< 5\%$
Ca^{2+}	$< 20\text{--}25\%$
Mg^{2+}	$< 10\%$
HCO_3^-	15–20%
Cl^-	$\approx 80\%$ и более
CO_3^{2-}	$< 1\%$
F^- , J^- , Br^- , B^-	Микрокомпоненты, характерны для пластовых вод
Барий (BaSO_4)	Утяжелители бурового раствора

Капиллярная модель насыщенности

Для пластов малой толщины (менее 1-1,5 м, для которых определение удельного электрического сопротивления ρ_n затруднено) и для горизонтальных скважин используется методика оценки K_B по данным капилляриметрических исследований [11] с учетом положения пласта над уровнем ВНК (ГВК).

Сейчас существует большое количество моделей, аппроксимирующих всю совокупность капиллярных кривых и трансформирующих их в многомерную зависимость водонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды и фильтрационно-емкостных свойств. В России достаточно широкое применение получили модели Леверетта (*J*-функция), Брукса-Кори и Томира.

Модель Брукса-Кори

В практике петрофизического моделирования модель Брукса-Кори получила наибольшее распространение в связи с тем, что она, в отличие от *J*-функции, учитывает кривизну капиллярных кривых. В системе СИ модель Брукса-Кори записывается в следующем виде:

$$K_B = K_{BO} + (1 - K_{BO}) \cdot \left(\frac{P_{C_{BX}}}{P_{C_{LAB}}} \right)^{\frac{1}{n}},$$

$$P_{C_{PL}} = P_{C_{LAB}} \cdot \frac{ift_{PL} \cdot \cos(\theta_{PL})}{ift_{lab} \cdot \cos(\theta_{lab})}, \quad (8.10)$$

$$H_{3CB} = \frac{P_{C_{PL}}}{g \cdot (\delta_B - \delta_H)},$$

где K_B (Sw) – коэффициент водонасыщенности (д.е.),

K_{BO} (Sw_i) – остаточная водонасыщенность (д.е.),

$P_{C_{LAB}}$ ($P_{C_{LAB}}$) – капиллярное давление (Па),

$P_{C_{BX}}$ (P_{C_e}) – входное капиллярное давление, при котором водонасыщенность становится меньше 100% (Па),

n – коэффициент кривизны капиллярных кривых,

ift_{PL} и ift_{lab} – межфазовое натяжение в пластовых и лабораторных условиях (таблица 8.3),

θ_{PL} и θ_{lab} – контактный угол в пластовых и лабораторных условиях (таблица 8.3),

g – ускорение свободного падения ($9,80665 \text{ м/с}^2$),

δ_B – плотность воды (кг/м^3),

δ_H – плотность нефти (кг/м^3),

H_{3CB} – высота над зеркалом чистой воды (м).

А в единицах измерения, принятых в петрофизике, она выглядит следующим образом:

$$K_B = K_{BO} + (1 - K_{BO}) \cdot \left(\frac{P_{C_{BX}}}{P_{C_{ЛАБ}}} \right)^{\frac{1}{n}},$$

$$P_{C_{ЛАБ}} = 0,001 \cdot H_{3ЧВ} \cdot g \cdot (\delta_B - \delta_H) \cdot \frac{ift_{лаб} \cdot \cos(\theta_{лаб})}{ift_{пл} \cdot \cos(\theta_{пл})}, \quad (8.11)$$

где $P_{C_{ЛАБ}}$ – капиллярное давление (МПа),

$P_{C_{BX}}$ – входное капиллярное давление, при котором водонасыщенность становится меньше 100% (МПа),

δ_B – плотность воды (г/см³),

δ_H – плотность нефти (г/см³).

Таблица 8.3 – Модели проницаемости с учетом структуры порового пространства

	Система	IFT	$\cos(\theta)$
Лаборатория	Воздух / Пласт. вода	72	1,0
	Воздух / Керосин	24	1,0
	Воздух / Ртуть	480	0,76
Пласт	Керосин / Пласт. вода	24	1,0
	Нефть / Пласт. вода	30	0,87
	Газ / Пласт. вода	50	1,0

Высотой над зеркалом чистой воды ($H_{3ЧВ}$) называют глубину (она принимается для всей залежи), ниже которой в коллекторах отсутствует остаточная нефтегазонасыщенность, а единственный заполнитель порового пространства – пластовая вода (Рисунок 5.1).

Если есть достоверные замеры ГДК, зеркало чистой воды определяется по перегибам тренда изменения давления с глубиной, связанных с изменением плотности флюидов (см. раздел «По гидродинамическому каротажу»). Но на практике ЗЧВ определяется итерационным подбором таким образом, чтобы обеспечивалась максимальная сходимость K_B по капиллярной

и электрической моделях.

В процессе настройки модели каждая капиллярная кривая описывается функцией Брукса – Кори со своими уникальными величинами K_{BO} , Pc_{BX} , n для каждого образца (Рисунок 8.3). В дальнейшем величины K_{BO} , Pc_{BX} , n коррелируются с соответствующими им значениями коэффициента пористости, проницаемости или радиуса поровых каналов ($R_{nop} = \sqrt{(K_{np}/K_{\Pi})}$).

Модель J -функции Леверетта

Модель Леверетта (модель J -функции) является полуэмпирической моделью. Эта функция учитывает изменения проницаемости, пористости и смачиваемости коллектора при условии, что геометрия порового пространства остается неизменной. Данная модель неудовлетворительно описывает изменение насыщенности разрезов, представленных широким спектром литофизических типов с существенными различиями по радиусам поровых каналов и имеющих большую переходную зону.

В общем виде модель J -функции записывается следующим образом:

$$J = \frac{Pc_{\Pi\Lambda}}{ift_{\Pi\Lambda} \cdot \cos(\theta_{\Pi\Lambda})} * \sqrt{\frac{K_{\Pi\Lambda}}{K_{\Pi}}} \quad (8.12)$$

При этом необходимо учитывать тип используемой аппаратуры для исследования капилляриметрических свойств. При условии использования индивидуального капилляриметра с длительным поддержанием термобарических условий величина Pc соответствует пластовым условиям. В случае использования группового капилляриметра необходимо введение поправки в Pc за пластовые условия:

$$Pc_{\Pi\Lambda} = Pc_{\text{лаб}} \times \frac{ift_{\Pi\Lambda} \cdot \cos(\theta_{\Pi\Lambda})}{ift_{\text{лаб}} \cdot \cos(\theta_{\text{лаб}})} \quad (8.13)$$

Значения коэффициента водонасыщенности K_B определяются по следующему уравнению:

$$K_B = K_{BO} + a * J^b \quad (8.14)$$

Настроочные коэффициенты a и b находятся при сопоставлении значений $K_B - K_{B0}$ и J -функции для каждой капиллярной кривой. При расчете водонасыщенности по данным ГИС с помощью капиллярной модели J -функции величина $Pc_{пл}$ рассчитывается исходя из высоты залежи исследуемого объекта.

Модель Томира

Коэффициент водонасыщенности по модели Томира рассчитывается по следующему уравнению:

$$K_B = K_{B0} + (1 - K_{B0}) \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{G}{\ln \frac{Pc_{BХ}}{Pc_{ЛАБ}}} \right)} \right), \quad (8.15)$$

где G – коэффициент, учитывающий форму капиллярных кривых.

Очевидно, что модель Томира близка к модели Брукса–Кори.

Настройка и выбор типа капиллярной модели

Перед непосредственной настройкой капиллярной модели необходимо выполнить анализ качества исходных данных. Посредством кроссплота $P_K - K_B$ выполняется визуальный контроль исходных данных. В случае идентификации ошибочных значений рекомендуется произвести их корректировку с помощью инструментов в специализированном программном обеспечении. Необходимо удалять отдельные аномальные измерения на ККД, а затем выполнять интерполяцию значений. Индивидуальная работа с каждым образцом позволит в дальнейшем расширить возможности аппроксимации всего набора ККД в процессе настройки капиллярной модели насыщенности.

Рекомендуется полностью исключать отдельные образцы в случае полного несоответствия общим закономерностям. Например, к таким случаям может относиться полное пересечение ККД, а также нарушение тренда изменения ФЕС. При визуализации всех наборов ККД необходимо выполнить дополнительную цветокодировку по величине K_{pr} .

Дополнительно стоит выполнить анализ взаимной корреляции ФЕС на анализируемой выборке данных. Для этой цели подходит кроссплот K_{Bo} – K_{pp} с дополнительной раскраской по типу исследования (центрифуга, полупроницаемая мембрана). На данном этапе явно выбивающиеся из общей статистики точки рекомендуется исключать из входных данных для построения капиллярной модели насыщенности либо присваивать им меньший вес.

В случае различий результатов исследований по центрифуге и полупроницаемой мембране рекомендуется отдать предпочтение именно результатам исследований по мембране, являющихся в практике петрофизических исследований эталонными.

В общем виде настройка капиллярной модели насыщенности представляет собой нахождение эмпирических зависимостей между настроочными коэффициентами модели и величинами K_{pp} , K_{Bo} или $\sqrt{(K_{pp}/K_{Bo})}$.

Использование той или иной модели может обуславливаться как формой кривых капиллярного давления, так и свойствами изучаемого разреза. При настройке капиллярной модели насыщенности рекомендуется производить итеративную настройку с последующим выбором модели, показавшей лучшее качество аппроксимации кривых капиллярного давления.

Оценка достоверности выполненной аппроксимации проверяется сопоставлением исходных капиллярных кривых с модельными (рисунок 8.3).

Дополнительно необходимо выполнять сопоставление K_B по данным капиллярной и электрической модели насыщенности. При этом значения K_B должны хорошо сопоставляться друг с другом в прослоях большой толщины.

Отличия могут возникать в условиях маломощных коллекторов (0,8–1,2 метра) или при работе с тонкослоистыми коллекторами, где может отмечаться шунтирующий эффект, искажающий показания зондов электрометрии.

В условиях искажения показаний УЭС и невозможности настройки электрической модели тонкослоистых коллекторов предпочтение должно отдаваться капиллярной модели

насыщенности для оценки K_B . Полученная капиллярная модель позволяет определять водонасыщенность методом, не зависящим от данных электрометрии.

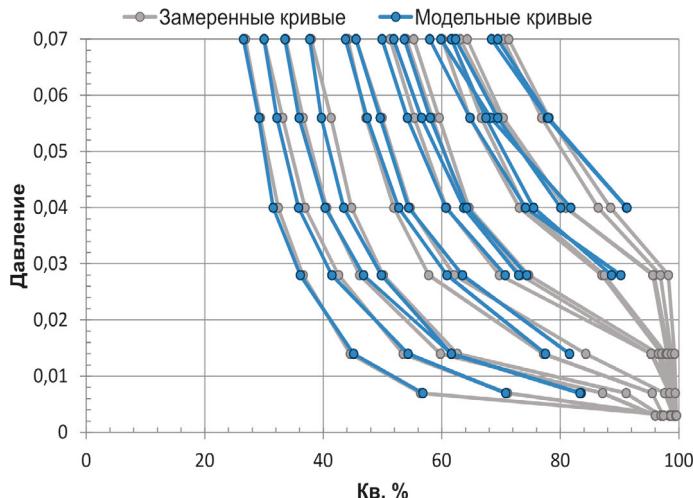


Рисунок 8.3 – Оценка достоверности аппроксимации ККД

Важно отметить, что капиллярная модель насыщенности является важным, а иногда и неотъемлемым инструментом оценки K_B в условиях маломощных коллекторов или при влиянии разработки месторождения (обводнении). Очевидно, что для корректной оценки K_B важно проводить обоснование положения ЗЧВ с привлечением данных ОФП, результатов испытаний в законтурных скважинах или данных по величинам K_{BO} и K_{HO} .

Учет остаточной нефтенасыщенности в газовой шапке

В условиях газонефтяных или нефтегазовых залежей при расчете K_g важно учитывать величину K_{HO} по формуле:

$$K_g = K_{Hg} - K_{HO} \quad (8.16)$$

Для оценки K_{H_0} рекомендуется использовать результаты лабораторных измерений прямым методом по Заксу на образцах керна, отобранных из газовой части залежи. При этом в случае достаточного количества измерений в условиях большой высоты залежи правомерно получение зависимости изменения K_{H_0} от высоты. Однако бывают ситуации, когда количество исследований K_{H_0} статистически не значимо либо таковые полностью отсутствуют. В таких случаях рекомендуется привлекать данные по соседним месторождениям или принимать экспертную оценку $K_{H_0} = 3\%$.

9. Определение проницаемости

При определении коэффициента проницаемости ($K_{пп}$) по данным методов ГИС правильнее использовать термин «оценивается», потому что коэффициент проницаемости по данным методов ГИС не определяется (за исключением ГДК).

Это связано с тем, что методы ГИС производят измерение статических свойств горных пород, а коэффициент проницаемости относится к динамическим свойствам.

Все подходы к оценке коэффициента проницаемости по данным ГИС основаны на поиске эмпирических связей на керновом материале. Перед нахождением этих связей нужно остановиться на нескольких моментах.

Во-первых, для построения эмпирических связей рекомендуется использовать параметры в пластовых условиях. Во-вторых, требуется оценить возможное занижение коэффициента проницаемости при определении в процессе исследования керна.

Такое занижение вызвано «пережиманием» образца при создании бокового и торцевого гидрообжима в пермеаметре (аппаратура для определения проницаемости).

Это связано с тем, что массовые определения коэффициента проницаемости направлены на исследования образцов с низкой проницаемостью, объем которых в настоящее время постоянно увеличивается. Для высокопористых горных пород существуют предпосылки занижения коэффициента проницаемости за счет создания избыточного давления.

Из-за относительно небольших объемов исследований высокопористых горных пород эффект влияния гидрообжима образца на коэффициент проницаемости в настоящее время детально не изучен.

Для определения истинного значения коэффициента проницаемости возможно привлечение информации о замерах проницаемости при разных давлениях. По этим данным требуется получение зависимости, по которой возможно введение поправки в коэффициент проницаемости. Величина поправки выбирается исходя из схождения с данными истории добычи.

Эмпирическая связь с коэффициентом пористости

Основным методом оценки коэффициента проницаемости по данным ГИС является поиск эмпирических уравнений $K_{pp} = f(K_p)$ с использованием керновых данных. При этом рекомендуется использовать весь массив определений по всем скважинам. На рисунке 9.1а приведен пример сопоставления коэффициента пористости и проницаемости.

Дополнительно для подтверждения кондиционности керновых определений на сопоставление наносятся точки, скорректированные за историю разработки (рисунок 9.1б). Эти точки обозначены зеленым цветом. Из рисунка видно, что данные по истории разработки укладываются в интервал максимальной плотности керновых определений. Это позволяет сделать заключение о достоверном определении коэффициента проницаемости.

Далее для повышения достоверности поиска эмпирической связи рекомендуется провести обоснованную фильтрацию данных с указанием отбракованных образцов и причины отбраковки. Если этого не сделать, то существует вероятность, что рассчитанный коэффициент проницаемости не будет соответствовать данным разработки залежи.

Из массива определений, приведенных ранее для примера, были исключены 3 образца, отобранные из карбонатных разностей ($K_p \approx 5\%$), и два определения, не укладывающиеся в единое облако точек ($K_p = 27\%$, $K_{pp} = 842,6 \text{ мД}$; $K_p = 41,9\%$, $K_{pp} = 134,8 \text{ мД}$). Эти определения показаны точками красного цвета на рисунке 9.1в.

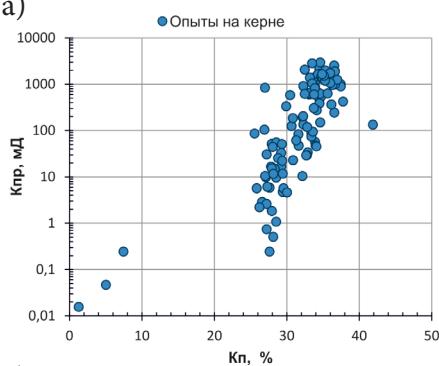
Далее необходимо убедиться, что полученная выборка удовлетворяет требованиям, представляемым Минприроды России при определении коэффициента проницаемости [12]. А именно выполняются следующие требования:

- используются образцы керна, равномерно освещдающие пласт по площади и разрезу и отобранные из интервалов, где вынос керна составляет не менее 75%;
- количество образцов керна для зависимости составляет не менее 30;

Определение проницаемости

- образцы керна характеризуют весь диапазон изменения пористости и проницаемости.

а)



б)



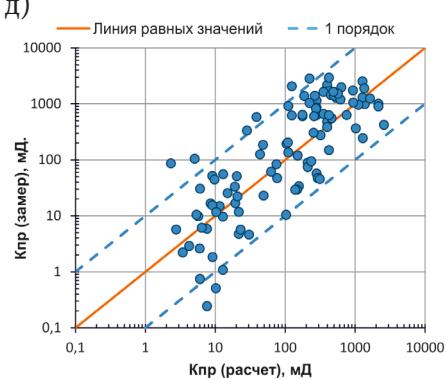
в)



г)



д)



е)

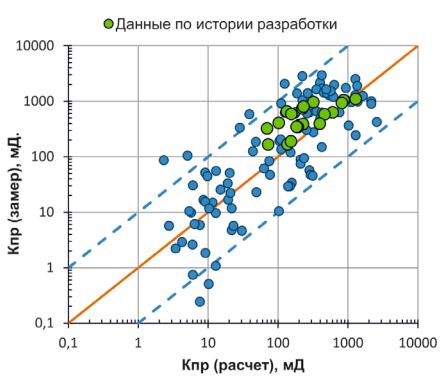


Рисунок 9.1 – Пример нахождения эмпирической зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (пласт ПК1)

Требования, предъявляемые к самой зависимости, следующие:

- уравнение петрофизической связи $K_{pp} = f(K_p)$ подбирается из условия максимального коэффициента корреляции R;
- при $R < 0,6$ определение проницаемости по уравнению $K_{pp} = f(K_p)$ не производится.

Исключить требования Минприроды России возможно только при малом объеме керновых исследований на ранней стадии разведки месторождения и отсутствия возможности привлечения месторождений-аналогов.

Зависимость, полученная по имеющейся выборке, представлена на рисунке 9.1г и имеет вид:

$$K_{pp} = a * \exp(b * K_p) \quad (9.1)$$

Зависимость построена по 120 образцам керна, коэффициент корреляции составляет 0,8, что свидетельствует о соответствии требованиям и достоверности найденной зависимости.

Хотя погрешность определения коэффициента проницаемости составляет меньше 1 порядка (рисунок 9.1д), на сопоставлении видно, что максимальная плотность данных смещена относительно линии равных значений. Также и данные по истории разработки не лежат на линии равных значений (рисунок 9.1е).

Помимо отбраковки опытов, явно выпадающих из облака точек, в массиве присутствуют определения, находящиеся в непосредственной близости от области максимальной плотности точек, но не принадлежащие ей (рисунок 9.2а). Такие единичные определения оказывают сильное влияние на подбор зависимости и ее коэффициент корреляции. То есть в присутствии этих определений зависимость может проходить не по максимальной плотности данных, а рядом с ней.

На рисунке 9.2б показана зависимость, полученная с учетом фильтрации таких определений. Коэффициент корреляции у данной зависимости значительно выше и составляет 0,88.

Определение проницаемости

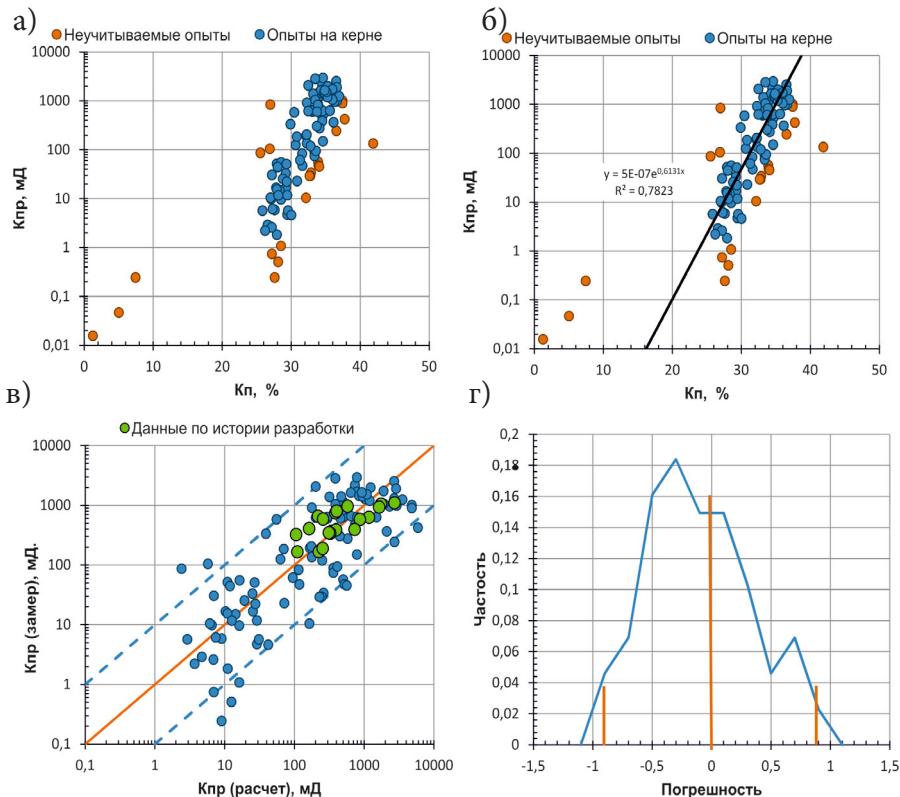


Рисунок 9.2 – Пример уточнения эмпирической зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости

На рисунке 9.2в приведено сопоставление коэффициента проницаемости, рассчитанного по уравнению, с коэффициентом проницаемости по образцам керна. Из рисунка видно, что погрешность определения коэффициента проницаемости составляет $\pm 0,92$ порядка (2σ) (рисунок 9.2г) и максимальная плотность данных лежит на линии равных значений.

Использование петротипов

В предыдущем примере достоверную связь можно получить, не прибегая к дополнительной исходной информации. Однако

в некоторых случаях диапазон неоднозначности коэффициента проницаемости при одной и той же пористости может превышать 4 порядка.

Это приводит к необходимости разделения горных пород на петротипы (см. раздел «Выделение петротипов») – для каждого петротипа получают индивидуальные тренды $K_{pp} - K_{pi}$.

Поиск трехмерных связей

Другим методом повышения достоверности является поиск трехмерных связей $K_{pp} = f(K_{pi}, K_{bo})$. Этот подход требует большого количества определений на керне пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности, но позволяет не прибегать к дополнительному обоснованию выделения петротипов.

Для применения данной модели необходимо прогнозировать остаточную водонасыщенность по ГИС. Для этих целей строятся корреляционные зависимости типа «керн-ГИС»:

- от фотоэлектрического фактора;
- от водородосодержания твердой фазы ($\omega_{TB} = \omega - K_{pi}$);
- от двойного разностного параметра ГК.

Следует отметить, что K_{bo} по ГИС, рассчитанный в скважинах с иностранным комплексом через водородосодержание твердой фазы, имеет наилучшую сходимость с K_{bo} по керну. K_{bo} , найденный по зависимости с фотоэлектрическим эффектом, обычно также обладает высокой теснотой связи с керном.

10. Анализ результатов и оценка достоверности подсчетных параметров

Анализ результатов и оценка достоверности определения подсчетных параметров является неотъемлемой частью петрофизической модели.

Сопоставление с исходными данными

Существуют следующие методы оценки достоверности определения подсчетных параметров на основе исходной информации:

Параметр	Метод оценки достоверности
Эффективные толщины	<ul style="list-style-type: none"> • сопоставление с ИПК и ИПТ; • сопоставление с ПГИ; • сопоставление в ГТИ; • сопоставление K_{hr} по ГИС и по работе скважины; • сопоставление со свободным флюидом по ЯМК
Характер насыщенности	<ul style="list-style-type: none"> • сопоставление с ИПК и ИПТ; • сопоставление с ПГИ; • сопоставление с ГДК (в случае газа); • сопоставление характера насыщения по граничному УЭС и по ОФП
K_n	<ul style="list-style-type: none"> • сопоставление с керновыми данными (вынос более 70% и изученность 3-5 образцов на 1 погонный м); • сопоставление результатов применения разных методик между собой
K_{hr}	<ul style="list-style-type: none"> • сопоставление результатов определения K_{hr} через электрическую и капиллярную модели; • сопоставление K_{hr} по ГИС с K_{hr}, определенных прямым способом (экстракционно-дистилляционный) на керне, отобранном по изолированной технологии с сохранением естественной водонасыщенности или при использовании раствора на углеводородной основе (РУО); • сопоставление обводненности по ГИС с обводненностью по результатам испытаний; • сопоставление K_{hr} с K_{bo} по ЯМК в предельно насыщенной зоне
K_{np}	<ul style="list-style-type: none"> • сопоставление с керновыми данными (вынос более 70% и изученность 3-5 образцов на 1 м разреза); • сопоставление с результатами разработки залежи

Погрешность определения коэффициента пористости и коэффициента проницаемости рекомендуется оценивать по стандартному отклонению (2σ). Ниже приведен алгоритм определения 2σ .

1. Для каждой точки выборки вычисляется невязка между замером по керну в лаборатории и результатом расчета по полученной методике:

- для коэффициента пористости:

$$\text{Невязка}_i = \frac{K_{\Pi_i}^{\text{керн}} - K_{\Pi_i}^{\text{расчет}}}{K_{\Pi_i}^{\text{керн}}} \quad (10.1)$$

- для коэффициента проницаемости:

$$\text{Невязка}_i = \frac{\ln(K_{\text{пр}i}^{\text{керн}}) - \ln(K_{\text{пр}i}^{\text{расчет}})}{\ln(K_{\text{пр}i}^{\text{керн}})} \quad (10.2)$$

2. Вычисляется дисперсия (D) для полученной выборки невязок:

$$D = \frac{\sum(\text{Невязка}_i)^2}{n}, \quad (10.3)$$

где i – единичный замер, n – количество замеров.

3. Вычисляется сигма (σ) как квадратный корень из дисперсии:

$$2\sigma = 2\sqrt{D} \quad (10.4)$$

Сопоставление по разным методикам

Для этого в скважинах с представительным отбором керна выполняется определение подсчетных параметров по всем предложенными методикам и производится сопоставление результатов с исходной информацией (см. выше).

Сопоставление по скважинам с записью разных комплексов

Сопоставления подсчетных параметров выполняются в виде распределений для:

- разных аппаратных комплексов ГИС;
- разных подрядчиков;
- различных способов доставки приборов на забой;
- и т.д.

Сопоставление подсчетных параметров с предыдущими работами

При подготовке отчетных материалов необходимо проводить анализ изменения подсчетных параметров относительно предыдущих работ (например, ПЗ), а также сопоставление с керном. Необходимо привести таблицы с расхождениями (в абсолютных и относительных единицах) средних величин подсчетных параметров: эффективной нефтегазонасыщенной мощности, K_n и $K_{n\gamma}$. Расхождение считается относительно текущей работы.

Важно отметить, что при подготовке такого анализа не лишей будет информация о причинах изменения подсчетных параметров. К таким могут относиться, например: уточнение петрофизической модели, увеличение фонда скважин и другие.

11. Минералогические константы

Таблица 11.1 – Водородные индексы и минеральные плотности пордообразующих минералов и флюидов [11]

Минерал, флюид	Δt , мкс/м	Водородный индекс	Плотность, г/см ³
Вода пресная	–	1	–
Вода соленая 20 г/л		–	
NaCl		–	
(20 °C, $\rho = 0,1$ МПа)	–	0,92	–
(93 °C, $\rho = 50$ МПа)		0,90	
Метан CH ₄		–	
(20 °C, $\rho = 0,1$ МПа)	–	0,0015	–
(93 °C, $\rho = 50$ МПа)		0,49	
Этан C ₂ H ₆		–	
(20 °C, $\rho = 0,1$ МПа)	–	0,0023	–
(93 °C, $\rho = 50$ МПа)		0,74	
Природный газ		–	
(20 °C, $\rho = 0,1$ МПа)	–	0,0017	–
(93 °C, $\rho = 50$ МПа)		0,54	
Уголь 0,84(C) 0,06(H)	–	0,66	–
Антрацит	–	0,40	–
Карналлит	–	0,63	–
Цемент	–	0,50	–
Гипс	171	0,49	2,32
Каолинит	450-230	0,37	2,62
Хлорит	–	0,32	2,72
Серпентин	–	0,29	–
Глауконит	–	0,19	–
Монтмориллонит	550-290	0,17	2,40
Гидрослюдя	500-260	0,13	2,90
Мусковит	–	0,13	–
Иллит	–	0,09	–
Биотит	–	0,06	–
Кальцит	155	0	2,71
Кварц	170	–0,03	2,65
Доломит	142	0	2,87
Полевой шпат		0	2,6
Ангидрит	164	0	2,96
Галит	221	–	–

Таблица 11.2 – Значения интервального времени породообразующих минералов и флюидов [11]

Минерал	Глубина	Δt, мкс/м					
		300 м	1000 м	2000 м	3000 м	4000 м	5000 м
Каолинит		450	360	290	260	250	230
Гидрослюдя		500	400	330	290	270	260
Монтмориллонит		550	430	360	330	310	290

Таблица 11.3 – Весовое содержание элементов для различных минералов (Techlog Online Help)

	Si	Ca	Fe	S	K	Al	Mg	Ti	Gd	Th	U
									вес, %	ppm	ppm
Кварц	46,75	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Кальцит	0,2	39,4	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,5	0,0	1,4
Доломит	0,6	21,6	0,3	0,1	0,0	0,1	12,3	0,0	1,3	0,1	0,9
Ортоклаз	30,0	0,1	0,1	0,0	10,2	9,9	0,1	0,0	0,3	1,1	0,4
Альбит	30,0	2,3	0,1	0,0	0,5	11,8	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0
Ангидрит	0,0	29,44	0,0	23,55	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Гипс	0,0	23,28	0,0	18,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Пирит	0,0	0,0	45,55	53,45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Сидерит	0,4	0,28	39,98	0,0	0,0	0,7	3,01	0,0	0,5	0,4	0,5
Мусковит	21,26	0,1	1,3	0,0	7,8	19,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7
Биотит	18,2	0,2	13,56	0,0	7,2	6,03	7,72	1,48	0,2	1,5	0,7
Глауконит	23,09	0,49	15,52	0,0	5,94	4,35	2,1	0,09	4,2	3,0	5,4
Каолинит	20,8	0,1	0,4	0,0	0,1	20,4	0,1	1,1	4,3	19,30	3,2
Хлорит (poorly ordered)	14,0	0,7	20,8	0,0	0,4	9,6	4,8	1,3	4,8	11,40	3,6
Иллит (well- ordered)	24,8	0,5	4,8	0,0	4,5	10,5	1,2	0,5	3,7	12,3	4,8
	24,4	0,36	3,9	0,0	5,5	14,2	1,69	0,3	–	–	–
Монтморил- лонит	26,4	1,4	2,0	0,0	0,66	9,1	2,2	0,1	7,8	26,0	7,1

Таблица 11.4 – Величины откликов геофизических приборов для различных минералов (Techlog Online Help)

	ГК uR/h	GR GAPI	RHOB g/c3	PEF b/elec	NPHI v/v	DTC us/m	DTS us/m	POTA %	TH ppm	URAN ppm
Иллит	13,6	150	2,79	4,01	0,3	295	427	4,32	11,8	4,6
Каолинит	8,9	98	2,63	2,05	0,37	262	361	0,1	18,9	3,1
Смектит	8,8	97	2,78	2,89	0,22	394	525	0,48	20,6	5,6
Монтмориллонит	8,8	97	2,78	2,89	0,22	394	525	0,48	20,6	5,6
Хлорит	6,7	74	3,01	8,06	0,52	262	328	0,37	11	3,5
Глауконит	13,6	150	2,85	6,73	0,52	295	427	5,9	11	4,6
Кварц	2,7	30	2,65	1,9	-0,03	182	243	0	0	0,1
КПШ	15,5	170	2,57	3,38	0,02	197	305	10,2	1,1	0,4
Кальцит	1	11	2,71	5,22	0	156	291	0	0	1,4
Доломит	0,7	8	2,87	3,36	0,03	143	256	0	0,1	0,9
Галлит	0	0	2,04	4,7	-0,03	220	394	0	0	0
Ангидрит	0,5	5	2,98	5,1	-0,03	164	302	0	0	0,4
Пирит	0	0	4,99	17	-0,03	128	204	0	0	0
Уголь	0,9	10	1,5	0,2	0,6	394	689	0	0	0

12. Выбор методик интерпретации в зависимости от типа геологического разреза

		Терригенный	Карбонатный	Метаморфический/ Вулканогенный	Низкопрони- цаемый	Тектурно- неоднородный	Кавернозно- трещиноватый	Засоленный	ГАЗ	РУСО
Прямые качественные признаки коллекторов		МК3 КВ	МК3 КВ ПГИ ИПК	ПГИ ИПК	ПГИ ИПК	ПГИ	ПГИ ИПК	ПГИ ИПК	-	-
Выделение коллекторов		ПС ГК	K_n	ПГИ- ИПК	-	ПС ГК	АКШ K_n	-	-	-
Характер насыщения		УЭС	УЭС	ПГИ ИПК	-	УЭС	-	-	Ком- плексиро- вание	-
	Кп	ЯМК ГГКп НК АК ПС ГК	ЯМК ГГКп НК АК решение системы уравне- ний	ЯМК НК- ГГКп	-	ЯМК ГГКп НК	НК- ГГКп/ АК	ЯМК- ГГКп	ГДК	-
	Кнг	УЭС	УЭС	ПГИ ИПК	-	УЭС			+ МВДК и ЯМК	
Дополнительные параметры		1	1	Определение литологии по ИНГк	1	Оценка слоистой гли- нистости по ПС+ГК или по триаксиальному ИК	Выделение трещин по имиджам	Оценка галитизации по НГК+ННГк	1	1

13. Перечень методов геофизических исследований скважин

См. страницы 114 - 119.

Перечень методов геофизических исследований скважин

Раздел	Метод ГИС	Модификация	Физические основы	Регистрируемые данные
Методы естественного электрического поля	Метод самопроизвольной поляризации (ПС)	–	Естественное электрическое поле в скважинах, изучаемое методом ПС, создается благодаря электрохимической активности горных пород, которая зависит от минералогического состава и структуры, а также от минерализации пластовых вод и бурового раствора	Разность потенциалов самопроизвольной поляризации
Методы искусственного переменного магнитного поля	Индукционный метод (ИК)	Однозондовый индукционный метод (ИК)	Метод изучения удельной электропроводности, основанный на измерении вторичного поля магнитных токов, индуцированных в породе. В основе метода лежит закон электромагнитной индукции (закон Фардэя), устанавливающий взаимосвязь между магнитными и электрическими явлениями	Удельная электрическая проводимость
		Индукционное каротажное зондирование (ИКЗ)		Набор кривых с разной глубинностью исследований
Методы искусственного переменного высокочастотного электромагнитного поля	Триаксиальный индукционный каротаж (RT-scanner)	–	Прибор имеет комплект из трех взаимно-ортогональных генерирующих катушек с совмещенным центром, позволяющих получать свойства пород в 3 измерениях	Набор кривых УЭС
	Электромагнитный каротаж (ЭМК)	–	Прибор измеряет удельное сопротивление по измерению фазового сдвига и затухания распространения электромагнитных волн на частотах 2 МГц и 400 кГц	Набор кривых УЭС
	Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)	Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)	Метод основан на измерении относительных фазовых характеристик высокочастотного электромагнитного поля, создаваемого генераторными катушками и принимаемого измерительными катушками	5 кривых разности фаз с разной глубинностью исследований
	Высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование (ВЭМК)	Высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование (ВЭМК)	Метод с использованием нескольких однотипных нефокусированных зондов различной длины, обеспечивающих радиальное электрическое зондирование пород. Зонды разного размера, имея неодинаковый радиус исследования, фиксируют величину кажущегося сопротивления, обусловленную различными объемами проводящих сред	9 кривых разности фаз с разной глубинностью исследований
Методы искусственного постоянного (квазистационарного) электромагнитного поля	Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	–		Набор кривых кажущегося УЭС с разной глубинностью исследований
	Боковой каротаж (БК)	Боковой каротаж (БК)	Метод предназначен для электрических исследований трехэлектродными и многоэлектродными зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов. Значения нахождущихся сопротивлений, измеряемых при боковом каротаже, слабо искаются влиянием скважины и имеющих пород	Кажущееся УЭС
	Многозондовой боковой каротаж (МиБК)	Многозондовой боковой каротаж (МиБК)		Набор кривых кажущегося УЭС с разной глубинностью исследования
	Микропотенциал-зонд (МПЗ)	Микропотенциал-зонд (МПЗ)	Регистрация удельного электрического сопротивления близящий к скважине зоне пласта (4–12 см). В неpronицаемых горных породах наблюдается равнество зарегистрированных сопротивлений, в породах-коллекторах наблюдается превышение показаний МПЗ над МГЗ.	Регистрируются совместно на одной зондовой установке:
	Микробоковой каротаж (БМК)	Микробоковой каротаж (БМК)	Хотя регистрируемая величина УЭС не информативна для определения подсчетных параметров	– три кривые кажущегося УЭС
	Дивергентный метод	–	Метод основан на применении зондов с фокусированной системой измерительных электродов для определения УЭС пласта через металлическую обсадную колонну	Кажущееся УЭС, измеряемое на точках
Методы искусственного переменного высокочастотного электромагнитного поля	Диэлектрический метод	–	Диэлектрическая проницаемость показывает, во сколько раз уменьшается взаимодействие электрических зарядов в данной среде по отношению к вакууму: – породообразующие минералы = 4–10; – вода = 80; – нефть = 2,0–2,7	Относительная диэлектрическая проницаемость

Перечень методов геофизических исследований скважин

Преимущества	Ограничения	Решаемые задачи	Тип разреза	Вертикальное разрешение, см	Глубина исследования, м	Тип раствора
– простота и дешевизна метода	– плохая разрешающая способность; – отсутствие явной взаимосвязи с петрофизическим параметром; – регистрация невозможна, когда УЭС флюида = УЭС раствора; – необходимость нормализации	– определение глинистости; – выделение коллекторов; – литологическое расщепление; – определение K_{II}	песчано-алевритовые коллекторы с рассеянной глинистостью	40	–	пресный РВО
– может применяться в скважинах, заполненных промывочной жидкостью любой минерализации или на нефтяной основе; – эффективен при исследовании низкоомных разрезов;	– неэффективен в высокоомных разрезах	– оценка УЭС; – определение характера насыщения; – определение K_{II}	Низкоомный	35	2,5	любой
– может применяться в скважинах, обсаженных токонепроводящими колоннами			Низкоомный	35	2,5	любой
– оценка УЭС вдоль напластования и ортогонально напластованию; – углы и азимуты падения напластований			Тонкослоистый, низкоомный	0,99 1,37 1,87	–	любой
– использование в LWD	– неэффективен в высокоомных разрезах	– оценка УЭС; – определение характера насыщения; – определение K_{II}	Низкоомный	40	–	любой
– высокое разрешение; – эффективен при исследовании низкоомных разрезов;			Низкоомный	40	2	любой
– может применяться в скважинах, заполненных любой промывочной жидкостью;			Низкоомный	40	2	любой
– может применяться в скважинах, обсаженных токонепроводящими колоннами	– низкая вертикальная разрешающая способность ($H > 4$ метров)	– оценка УЭС; – определение характера насыщения; – определение K_{II}	Низкоомный	400	8	РВО
– надежное определение УЭС и параметров зоны проникновения в достаточно мощных пластах;			Высокоомный	50	1,5	РВО (соленый БР)
– метод является опорным для других геофизических методов, используемых с целью определения сопротивления пласта			Высокоомный	15	0,33 0,80	РВО (соленый БР)
– эффективен при исследовании высокоомных разрезов	– не позволяет определять сопротивление при повышающем характере проникновения фильтрата бурового растворе (низкоомный разрез)	– выделение коллекторов	Низкоомный	МГ3 – 4 МП3 – 5	0,04 – 0,10	РВО
– эффективен при исследовании высокоомных разрезов			Высокоомный	5	0,1	РВО
– регистрация прямых качественных признаков коллекторов			УЭС до 100 Омм	100	1,4	любой
– регистрация прямых качественных признаков коллекторов	– оценка K_{II} в обсаженном стволе	– оценка влагоемкости и K_{II} прискважинной зоны пласта; – оценка минерализации воды; – оценка структурного коэффициента «тт» в карбонатных коллекторах; – оценка емкости катионного обмена (ЕКО) в терригенных коллекторах	любой	2,5	0,10	любой
– работа в скважинах, обсаженных стальной колонной			любой	–	–	–
– оценка независимо от УЭС пластовой воды; – оценка в низкоомных или низкоконтрастных тонкослоистых коллекторах;	– выделение интервалов подвижных углеводородов в залежах высоковязкой нефти;	– оценка минерализации воды	любой	–	–	–
– оценка минерализации воды			любой	–	–	–

Перечень методов геофизических исследований скважин

Раздел	Метод ГИС	Модификация	Физические основы	Регистрируемые данные
Гамма методы	Гамма-метод (ГК)	–	Метод основан на регистрации естественного гамма-излучения в скважине	Естественное гамма-излучение (мкР/час или гАР)
	Спектральный гамма-метод (СГК)	–	Метод основан на регистрации гамма-излучения естественно-радиоактивных элементов, анализе его энергетического спектра и определения массового содержания радиоактивных элементов	Массового содержания урана (ppm), тория (ppm) и калия (%)
	Гамма-гамма плотностной метод (ГГКп)	–	Метод основан на измерении интенсивности искусственного гамма-излучения, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма-квантов	Объемная плотность ($\text{г}/\text{см}^3$)
	Гамма-гамма литоплотностной метод (ГГКлп)	–	Определение индекса фотозелектрического поглощения среды (Pe) сводится к измерению потока рассеянного гамма-излучения в двух энергетических окнах, соответствующих комптоновской (Nc) и фото (Np) областям спектра, и расчете (Pe) по установленной на моделях сред связи $\text{Pe} = F(\text{Np}/\text{Nc})$	Объемная плотность ($\text{г}/\text{см}^3$) Индекс фотозелектрического поглощения (Pe) (бари/электрон или отн. ед.)
Стационарный источник	Нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННКт)	–	Метод основан на измерении интенсивности искусственного поля тепловых нейтронов, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком нейтронов от стационарного источника	Интенсивность вторичного поля тепловых нейтронов (у.е. или %)
	Нейтрон-нейтронный метод по надтепловым нейтронам (ННКнт)	–	Метод основан на измерении интенсивности искусственного поля надтепловых нейтронов, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком нейтронов от стационарного источника	Интенсивность вторичного поля надтепловых нейтронов (у.е. или %)
	Нейтрон-гамма-метод (НГК)	–	Метод основан на измерении интенсивности искусственного гамма-излучения, возникшего в процессе облучения ГП потоком искусственных нейтронов от стационарного источника	Интенсивность вторичного поля гамма-излучения (у.е. или %)
	Импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННК)	–	Метод основан на регистрации плотности времени жизни тепловых нейтронов (или макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов Σ_a). Интенсивность поглощения нейтронов пластиами определяется содержанием элементов с большим сечением захвата, в первую очередь хлора	Макросечение захвата тепловых нейтронов (Сигма) ($1/\text{см}$ или см^{-1}) Декремент захвата плотности потока тепловых нейтронов ($1/\text{дс}$)
Нейтронные методы	Импульсный нейтрон-гамма-спектральный метод (ИНГКс)	– макросечение захвата тепловых нейтронов (Сигма)	В основе метода изучение энергетических и временных распределений плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов	Макро-сечение захвата тепловых нейтронов (Сигма) ($1/\text{см}$ или см^{-1})
		– массовое содержание элементов		Массовое содержание элементов (д.е. или %)
	С/О каротаж (модификация ИНГКс)	–	Существуют две методики обработки: 1. Окненный метод: Измеряемыми величинами являются скорости счета в энергетических и временных окнах: – С и О (отвечают за флюидосыщенность); – Ca и Si (за твердую фазу); 2. Другой методвязан на разложении полученного энергетического спектра на элементарные спектры и выделении из этого множества элементарных спектров углерода и дальнейшего определения Kn	Отношения С/О и Ca/Si

Перечень методов геофизических исследований скважин

Преимущества	Ограничения	Решаемые задачи	Вертикальное разрешение, см	Глубинность исследования, м	Минерализация пластовой воды	Применение в обсаженном стволе
– работа в скважинах, обсаженных стальной колонной	– высокая зашумленность; – необходимость нормализации; – сложная истинная природа радиоактивности пород	– определение глинистости; – литологическое расчленение; – выделение коллекторов; – увязка ГИС и керна; – увязка ГИС открытого и обсаженного ствола; – определение K_{Π}	80		любая	Возможно
– работа в скважинах, обсаженных стальной колонной		– определение минерального состава глин				
– не влияет структура породы; – не влияет консолидированность; – не влияют упругие свойства; – высокая разрешающая способность	– радиационная опасность работников; – небольшой радиус исследования (около 15 см); – искаженность показаний при плохом (вывалы) состоянии скважины	– определение плотности и K_{Π}	40	0,15	любая	нет
– оценка минерального состава		– определение плотности и K_{Π} ; – оценка минерального состава; – детальное литологическое расчленение				
– применение в обсаженном стволе	– взаимосвязь с пористостью сильно искажена влиянием поглощающей способности скелета, водородсодержания глин, керогена, углистости и переменного флюидосодержания; – не способен, в подавляющем большинстве случаев, самостоятельно оценивать пористость	– литологическое расчленение; – определение K_{Π} ; – выделение ГНК	60	0,35	до 300 г/л	Возможно
					высокая минерализация	Возможно
– применение в обсаженном стволе	Скважина должна быть заполнена: – для нефтенасыщенных пластов – минерализованным раствором; – для газонасыщенных пластов – пресным раствором	– оценка K_{Π} в обсаженном стволе; – оценка $K_{\Pi Г}$ в обсаженном стволе; – выделение ГНК	50		> 50 г/л	только в колонне
– определения на количественном уровне		– оценка $K_{\Pi Г}$ в обсаженном стволе; – количественное определение минерального состава	50			только в колонне
– применение в обсаженном стволе	Скважина должна быть заполнена пресным раствором	– оценка $K_{\Pi Г}$ в обсаженном стволе	50	0,1	Любая	только в колонне

Перечень методов геофизических исследований скважин

Раздел	Метод ГИС	Модификация	Физические основы	Регистрируемые данные
Акустические методы	Акустический метод (АК)	–	Метод предназначен для регистрации кинематических параметров продольных головных упругих волн	– интервальное время пробега продольной волны (мкс/м)
	Акустический широкополосный метод (АКШ)	Акустический широкополосный метод (АКШ)	Метод предназначен для регистрации полного волнового сигнала, фазо-корреляционной диаграммы, получения кинематических и динамических параметров продольных, поперечных и Лэмба – Стоунли волн	Регистрируются параметры продольной волны, поперечной волны, волны Лэмба – Стоунли, а именно: – интервальное время $\Delta t = t_2 - t_1$ (мкс/м); – амплитуда волны A1, A2 (усл. ед.); – затухание $\alpha = f(\ln A_1/A_2)$ (дБ/м)
	Акустический широкополосный метод (АКШ)	Кросс-дипольный акустический широкополосный метод (АКШ)		Дополнительно регистрируются параметры поперечной волны пробега по X и Y диполям
Каверномер (КВ)	Одноручажный		Измерение фактического диаметра скважины. Такое происходит вследствие формирования глинистой корки и образования каверн	– фактический диаметр скважины
	Каверномер-профилемер			измерения значений двух взаимно перпендикулярных поперечных размеров (диаметров) ствола скважины
Ядерно-магнитный метод (ЯМК)		в сильном поле	Метод основан на поглощении электромагнитной энергии при взаимодействии ядер атомов водорода (протонов), входящих в состав воды и УВ, с последующим сохранением вектора намагниченности	Общая пористость (д.е. или %); Открытая пористость (д.е. или %); Остаточная водонасыщенность (д.е. или %); Проницаемость (мД); Среднее логарифмическое значение T2 (мс)
Инклинометрия		Электрический	Подвешенная в корпусе рамка, расположенная горизонтально по отвесу. По реохордам азимутов и углов наклона скользят стрелка буссоли и указатель наклона, расположенные на рамке. Стрелка буссоли и указатель наклона поочередно подключаются к источнику тока и обеспечивают передачу напряжения с реохордов	
		Гирокомпоститический	Работает, основываясь на свойстве гироскопа – сохранении оси вращения, неизменной в пространстве (маховик устройства вращается от электромотора). Один из двух гироскопов инклинометра служит для измерения азимутов, другой – для измерения углов наклона. Угол наклона измеряется совмещением оси вращения гироскопов и вектора направления скважины через составление специальных электрических схем	Зенитный угол (градусы); Азимут (градусы)
Испытатель пласта на кабеле (ИПК)	Определение пластового давления		Прибор для замера пластового давления при помощи прижимного зонда. Данный прибор просто «присасывается» к стенке скважины и производит откачуку флюида	– пластовое давление; – отбор небольших объемов флюида ($0,5 \text{ см}^3$)
	Отбор пластовых проб флюида	Прижимной зонд	Метод, обеспечивает возможность проведения быстрых и точных многократных замеров пластового давления, а также используется для проведения многократного отбора представительных глубинных проб пластового флюида из нескольких пластов.	– пластовое давление;
		Двойной пакер	Также может использоваться для проведения специальных исследований для определения минимального горизонтального напряжения (стресс-тесты) или микропроразрывов	– объем флюида в камеры: 3,8; 10,4 или 22,7 л (с прокачкой флюида для отбора представительной пробы);
		Радиальный зонд с увеличенной площадью		– глубинный анализ пластового флюида (вода/нефть/газ, производить оценку ГНФ и композиционного состава, измерить удельное сопротивление, pH, плотность и т.п.)
Микромонитор	Электрический		Многозондовый боковой каротаж (более 100 микрозондов – 192 в приборе FMI Schlumberger)	Имидж проводимости
	Электромагнитный		Дизелектрический каротаж (более 100 микрозондов – 192 в приборе Quanta Geo Schlumberger)	Имидж проводимости
	Ультразвуковой		Датчик установлен на ультразвуковом врачающемся источнике-приемнике	Акустический имидж

Перечень методов геофизических исследований скважин

Преимущества	Ограничения	Решаемые задачи	Вертикальное разрешение, см	Глубинность исследования, м	Минерализация пластовой воды	Применение в обсаженном стволе
–		<ul style="list-style-type: none"> – литологическое расчленение разреза; – определение упругих свойств; – определение K_{Π}; – корреляция с сейсмическими данными 				
– возможность оценить трещиноватость		<ul style="list-style-type: none"> В дополнение к задачам АК: <ul style="list-style-type: none"> – определение K_{Π} и типа пористости пород; – расчет модулей упругости; – оценка акустической анизотропии; – определение коэффициента анизотропии и направления напряжения вокруг скважины; – определение высоты трещины после проведения гидроразрыва пласта (ГРП) 	40	0,4	Любая	нет
– регистрация прямых качественных признаков коллекторов		<ul style="list-style-type: none"> – получение прямых качественных признаков проницаемости интервалов; – определение фактического объема ствола скважины 	–	–	Любая	нет
– определение K_{Θ} ; – оценка $K_{\Pi P}$; – можно использовать для оценки газо- и нефтенасыщенности; коллекторов в предельно насыщенной зоне		<ul style="list-style-type: none"> – определение K_{Π}; – определение K_{Θ}; – оценка $K_{\Pi P}$ 	60	0,2	Любая	только стеклопластик
– применяется в открытом стволе		Определение угла отклонения оси скважины (он образуется пересечением оси скважины и абсолютной вертикалой) и азимута ее искривления по отношению к югу	–	–	Любая	нет
– работа в обсаженной скважине		Определение угла отклонения оси скважины (он образуется пересечением оси скважины и абсолютной вертикалой) и азимута ее искривления по отношению к югу	–	–	Любая	да
– быстрая установка; – быстрая прокачка флюида (нет межпакерного объема)	– исследования на точках	<ul style="list-style-type: none"> – пластовое давление; – подвижность флюидов; – отбор небольших объемов флюида ($\sim 0,5 \text{ см}^3$) 				нет
– быстрая установка; – быстрая прокачка флюида (нет межпакерного объема)	– исследования на точках; – подвижность $> 7\text{--}10 \text{ мД/сП}$	<ul style="list-style-type: none"> – пластовое давление; – отбор глубинных проб (+ глубинный анализ); 				
– возможность делать стресс-тесты (микроРП); – КВД (проницаемость, скин, продуктивность)	– исследования на точках; – подвижность $> 0,3 \text{ мД/сП}$ (вязкие нефти)	<ul style="list-style-type: none"> – подвижность флюида (эффективная проницаемость); – определение проницаемости и анизотропии проницаемости; – определение напряжений в пласте (стресс-тесты); – подвижность флюидов; – определение контактов 				нет
– КВД (проницаемость, скин, продуктивность); – быстрая установка; – быстрая прокачка флюида (нет межпакерного объема)	– исследования на точках; – подвижность $> 0,3 \text{ мД/сП}$ (вязкие нефти)					
РВО (макс УЭСбр = 50 Омм) РУО	РВО (макс УЭСбр = 50 Омм)	<ul style="list-style-type: none"> – оценка трещиноватости; – определение и оценка режимов осадконакопления; – определение текстуры; – увязка и ориентирование карни; – анализ геомеханики для выявления ориентированных вывалов и трещин 	0,5			
	РУО		0,6			нет
			0,63			

14. Список использованных источников

1 Авчян, Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.А. Матвиенко, З.Б. Стефанович. – М. : Недра, 1979. – 224 с.

2 Акиньшин, А.В. Метод определения площади текстурных компонентов на фотографиях керна текстурно-неоднородной горной породы [Текст] / А.В. Акиньшин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 28–31. – ISSN 0028-2448.

3 Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных (ВНИИнефтепромгеофизика). – М. : Недра, 1984. – 200 с.

4 Амикс, Д. Физика нефтяного пласта / Д. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М. :Гостоптехиздат, 1962. – 569 с.

5 Беляков, Е.О. Базовые закономерности концепции связности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных терригенных горных пород / Е.О. Беляков // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020. – № 2 (16). – С. 25–30.

6 Дахнов, В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин : учебник для вузов [Текст] / В.Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – М. : Недра, 1982. – 448 с.

7 Добрынин, В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М. : Недра, 1970. – 239 с.

8 Ефимов, В.А. Петрофизические модели сложно-построенных глинистых коллекторов для оценки их нефтегазонасыщения по данным электрометрии скважин : дис. ... канд. геол.-минерал.наук:04.00.12/Ефимов Виктор Абрамович; науч.рук. Е.И. Леонтьев ; ТИИ им. Ленин. комс. – Тюмень, 1984. – 228 с. – Текст : непосредственный.

9 Извеков, Б.И. Методика промышленной оценки глинистых коллекторов горизонта АВ1 Самотлорского месторождения : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.12 [Текст] / Извеков Борис Иванович ; Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти им. И.М. Губкина. – М., 1982. – 22 с.

- 10 Методика и результаты исследования нефтеводонасыщенности коллекторов / В.Н. Корчемкин, В.М. Ильин, Н.Д. Каптелинин, В.П. Сонич. – М. : ВНИИОЭНГ, 1978. – 57 с.
- 11 Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М. ; Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
- 12 Об утверждении Порядка определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья : Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России) от 15 мая 2014 г. № 218г // Российская газета. – 2014. – 15 окт.
- 13 Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа / В.А. Велижанин, И.В. Головацкая, Ю.А. Гулин, Ф.Х. Еникеева, [и др.]. – Калинин : СОЮЗПРОМГЕОФИЗИКА. ВНИГИК, 1984. – 110 с.
- 14 Определение пористости полимиктовых песчаников с использованием акустического каротажа по скорости. Использование материалов геофизических исследований скважин при комплексной интерпретации и подсчете запасов нефти и газа / В.Г. Фоменко, С.Г. Шальнова, В.И. Соколов, Т.Л. Бутырская. — М. : Недра, 1986.
- 15 Проблемы обоснования водонефтяного контакта по материалам геофизических исследований скважин при построении детальных геологических моделей / Т.Ф. Дьяконова, С.И. Библиин, А.М. Дубина, [и др.] // ОАО «ЦГЭ». Каротажник. – 2004. – № 3-4. – С. 83–97.
- 16 Усовершенствование геофизических методов промышленной оценки продуктивных коллекторов Западной Сибири [Текст] : отчет о НИР / В.М. Добрынин. – М. : МКНХ и ГП, 1980. – 193 с.
- 17 Учет термобарических условий залегания пород при определении нефтегазонасыщенности коллекторов по данным электрометрии скважин / М.Ф. Веселов, А.А. Дубков, З.Б. Стефанкевич, В.В. Николашев // Оборудование и технологии

для нефтегазового комплекса. – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2006. – № 5. – С. 4–8.

18 Чонка, Е.М. Повышение достоверности переоценки запасов УВ на завершающей стадии разработки месторождения / Е.М. Чонка. — Текст : непосредственный, электронный // Молодой ученый. — 2010. — № 6 (17). — С. 107–110. — URL: <https://moluch.ru/archive/17/1658/> (дата обращения: 02.05.2020).

19 Mavko, G. The Rock Physics Handbook, tools for Seismic Analysis of Porous Media / G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin. – Cambridge : University Press, 2009. – 511 p. / [Electronic resource]. – URL: <http://oilcraft.ru/books/e9ff0e27a0decb29ad129680fe6216cb.pdf> (date of treatment: 03.05.2020).

20 The Log Analysis Handbook / E.R. Crain, P. Eng // Published by Pennwell Books, 1986. – 54 p. / [Electronic resource]. – URL: <https://ru.scribd.com/doc/131199948/Crain-Book> (date of treatment: 03.05.2020).

21 Thomas, E. The distribution of shale in sandstones and its effect on porosity. Paper T, Transactions. SPWLA 16th Annual Logging Symposium / E. Thomas, S. Stieber // New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 June. – 1975. – 15 p. / [Electronic resource]. – URL: https://www.spwla.org//documents/Newsletter/SPWLA_Today_Newsletter_Vol1_No2.pdf (date of treatment: 03.05.2020), URL: https://www.researchgate.net/figure/Shale-distribution-model-proposedby-Thomas-and-Stieber-Tyagi-et-al-2009-Here-V-shale-fig2_30650135 (date of treatment: 03.05.2020).

22 Wyllie, M.R.J. Elastic. Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media / M.R.J. Wyllie, A.R. Gregory and L.W. Gardner // Elastic Geophysics, 1956. – № 21. – PP. 41–70 / [Electronic resource]. – URL: <https://doi.org/10.1190/1.1438217> (date of treatment: 03.05.2020).

23 Akinshin A. V. Software TextureRock [Electronic resource]. – URL: <https://www.texturerock.ru>

Отпечатано в типографии:
ООО «ИПЦ «Экспресс»,
г. Тюмень, ул. Минская, 3г, корп. 3,
ИИН 7202164741, тел. 8 (3452) 55-58-47.

Подписано в печать 16.12.2021 г.
Заказ № 3-8061. Тираж 50 экз.

Практическое руководство по интерпретации геофизических исследований скважин : монография / А. В. Акиньшин, Ю. Д. Кантемиров. –
ООО “Тюменский нефтяной научный центр”, 2021. – 122 с.

ISBN 978-5-6047191-0-7

Справочник будет полезен специалистам в области интерпретации данных геофизических исследований скважин и студентам ВУЗов.

УДК 550.83
ББК 26.2

© А. В. Акиньшин, Ю. Д. Кантемиров., 2021

**ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО
ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

**АКИНЬШИН А.В.
КАНТЕМИРОВ Ю.Д.**

ISBN 978-5-6047191-0-7



9 785604 719107