
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

УДК 550.83 : 622.241

В.П.Меркулов, А.А.Посысоев

**ОЦЕНКА ПЛАСТОВЫХ СВОЙСТВ И ОПЕРАТИВНЫЙ
АНАЛИЗ КАРОТАЖНЫХ ДИАГРАММ**

Томск - 2004

Цель курса:

Изучение методов комплексного оперативного анализа данных лабораторного изучения керна и геофизических исследований скважин для решения задач

- ☐ **расчленения литологического разреза скважин**
- ☐ **выделения пластов-коллекторов и оценки типа насыщения**
- ☐ **определения глинистости коллекторов**
- ☐ **количественного определения ФЕС (коэффициентов пористости, проницаемости, нефте- и газонасыщенности)**
- ☐ **определения положения флюидоконтактов**

Задачи курса:

- ❖ **научиться пользоваться данными лабораторных исследований керна для целей интерпретации материалов каротажа и определять:**
 - **физические параметры скелета (матрицы) горной породы**
 - **электрические параметры пористости и насыщенности**
 - **корреляционные связи фильтрационно-емкостных и физических характеристик пород**

с использованием базы данных лабораторных исследований керна

- ❖ **научиться анализировать данные ГИС и определять:**
 - **литологический состав пород**
 - **пласты-коллекторы**
 - **толщины пластов**

по диаграммам геофизических исследований скважин

- ❖ **научиться определять основные параметры продуктивного пласта:**
 - **пористость**
 - **глинистость**
 - **водонасыщенность**
 - **электрическое удельное сопротивление породы**
 - **электрическое удельное сопротивление пластовой воды**

на основе данных геофизических исследований скважин

Структура курса:

Введение.....	4
1.Способы получения информации о физических свойствах пород	6
2. Физические свойства горных пород и флюидов	15
2.1. Геологическая характеристика коллектора	16
2.2. Фильтрационно-емкостные свойства	21
2.3. Физические свойства	32
3. Лабораторные исследования керна при оценке свойств пластов-коллекторов	39
3.1. Петрофизическая характеристика коллекторов на основе анализа лабораторной базы данных	39
3.2. Петрофизическое обоснование интерпретации данных геофизических исследований скважин	28
4. Оценка геофизических параметров и коллекторских свойств пород по данным ГИС	65
4.1.Оценка комплекса ГИС и качества первичных материалов	65
4.2. Литологическое расчленение разреза скважин и выделение коллекторов	68
4.3. Определение объемной глинистости пород	72
4.4. Определение пористости пород	78
4.5. Определение флюидонасыщенности коллекторов	88
4.6. Прогноз проницаемости по данным ГИС.....	93
4.7. Определение граничных значений петрофизических параметров коллекторов	107
Заключение.....	111
Литература.....	112

Введение.

Общая геостатическая модель месторождения включает в себя три главных компонента, последовательно характеризующих условия формирования пород-коллекторов, условия их залегания и изменчивость фильтрационно-емкостных свойств. Соответственно возникает три частных модели, каждая из которых описывает одну из сторон полной характеристики резервуара, - литолого-седиментологическая, структурная и петрофизическая.

Петрофизическая модель представляет собой математическое описание объемного распределения пористости, проницаемости и флюидонасыщенности коллекторов в пределах резервуара, основанное на данных непосредственных или косвенных определений указанных физических свойств по конкретным типам горных пород.

Можно назвать три главных источника информации о петрофизических параметрах коллекторов и, в частности, их фильтрационно-емкостных свойствах:

1 - лабораторные исследования керна скважин, в результате которых возможно получение непосредственных определений интересующих нас параметров (с учетом или без учета пластовых условий);

2 – геофизические исследования скважин комплексом методов, интерпретация которых позволяет получить вероятностные оценки тех же величин (в рамках принятых интерпретационных моделей методов ГИС);

3 – детальные 3-D сейсмические исследования, позволяющие при благоприятных условиях оценить пространственное распределение пород с улучшенными коллекторскими свойствами.

Эти три вида данных позволяют создать фильтрационно-емкостной каркас резервуара, на основе которого возможно построение стохастической модели с формированием ячеистой матрицы петрофизической неоднородности пласта-коллектора. Дальнейшее использование этой информации позволяет провести оценку запасов углеводородного сырья по коллекторам различного качества для анализа рентабельности разработки залежей нефти и газа и обеспечивает возможность корректного перевода статической геологической модели в гидродинамическую.

Мы можем определить коллектор как породу, имеющую пористость и проницаемость, которая содержит значительное количество извлекаемых углеводородов. Порода – неколлектор имеет очень низкую пористость, проницаемость и низкое или нулевое насыщение углеводородами (УВ). Основным фактор, контролирующий эти параметры, – литологический состав горных пород. Например, глины часто содержат УВ с высоким насыщением, но их эффективная пористость и проницаемость слишком мала, чтобы извлечь эти УВ. Глины рассматриваются как породы – неколлекторы. В противоположность глинам – высокопористые и высокопроницаемые песчаники, содержащие УВ, являются отличными коллекторами.

Чтобы рассчитать объем УВ, содержащихся в коллекторе, необходимо знать объем пластов, содержащих УВ, пористость и насыщение каждого пласта. На практике каждый резервуар представляет собой некоторое число зон, каждая из которых имеет свою толщину, площадное распространение, пористость и насыщенность.

Объем потенциального коллектора в каждой зоне зависит от площади его распространения A и мощности коллектора. Информацию о площади дренажа (A) обычно дает сейсморазведка. Информацию о мощности продуктивного интервала (h) дает ГИС. Общий объем пласта равен

$$V = A \cdot h$$

Основной объем занимает минеральный скелет, и намного меньший – поровое пространство между минералами. Коэффициент пористости – это отношение объема пор к объему породы, и выражается в долях единицы или процентах

$$K_n = \frac{V_{пор}}{V_{породы}}$$

$V_{пор}$ – объем пор; $V_{породы}$ – объем, занимаемый породой.

Известно, что поровое пространство заполнено водой, нефтью или газом. Доля воды обычно обозначается S_w , доля нефти S_o , доля газа - S_g . Соответственно, доля УВ в порах будет равна $(1-S_w)$. Таким образом, объем углеводородов может быть вычислен из формулы:

$$V_{ув} = A \cdot h \cdot K_n \cdot (1 - S_w) \quad (1)$$

Определение этого объема – это основная задача геологов и петрофизиков. На более поздних стадиях изучается проницаемость в различных типах коллектора, однако главная цель – оценить первоначальное количество УВ. Все данные в формуле (1), кроме площади дренажа, находятся по результатам ГИС и исследований керна, и если правильно интерпретировать данные, т.е. определить пористость, водонасыщенность, толщину продуктивного пласта, мы можем вычислить объем УВ, залегающих в пласте. Для вычисления запасов вводят пересчетные коэффициенты, которые позволяют пересчитывать объем УВ в недрах на объем в стандартных условиях на поверхности (коэффициенты $C1$ и $C2$):

$$\text{Запасы газа} \quad V_{газа} = C2 \cdot K_n (1 - S_w) \cdot h \cdot A \quad (2)$$

$$\text{Запасы нефти} \quad V_{нефти} = C1 \cdot K_n (1 - S_w) \cdot h \cdot A \quad (3)$$

Необходимо помнить, что ошибки в измерениях пористости и водонасыщенности ведут к ошибочному результату в подсчете запасов, который может очень сильно отличаться от истинного. Обычно ошибка определения площади низкая, так как сейсмическая съемка в настоящее время проводится с большой точностью. Гораздо большей величиной ошибки характеризуется петрофизические измерения. К ним относятся результаты измерений керна, результаты измерения физического поля в скважине и ошибки интерпретации. Скважины, пересекающие коллектор, расположены довольно редко, и информация, получаемая в них не представительна по площади. Чем больше скважин на площади, тем меньше вероятные ошибки подобного рода. Однако на ранней стадии изучения месторождения количество петрофизических данных недостаточно, и ошибки могут быть достаточно большими. Поэтому важно представлять,

что неопределенности в знаниях петрофизических параметров влекут за собой ошибки в подсчете запасов. Таблица 1 показывает влияние 10% вариации петрофизических параметров в ту или другую сторону на результат подсчета запасов.

Таблица 1

Параметр	Базовый случай	Вариант 1 (-10 %)	Вариант 2 (+10 %)
Площадь, м ² (809 ГА)	8094000	8094000	8094000
Толщина (м)	50	45	55
Пористость, %	15	13,5	16,5
Водонасыщенность, %	30	33	27
Объемный коэф-т пересчета	0,606	0,551	0,673
Запасы, тыс. тонн	20,04	14,08	28,17

Важнейшим вопросом при этом является достоверность данных, положенных в основу петрофизического каркаса месторождения, т.к. хорошо известно влияние изменчивости условий осадконакопления на фильтрационно-емкостную характеристику коллекторов, и в силу этого даже прямые экспериментальные определения носят статистический характер. С другой стороны, параметры, определяемые по каждому виду указанных выше исследований, характеризуют разные объемы горных пород, поэтому косвенные оценки параметров по ГИС и сейсморазведке, несмотря на развитые интерпретационные модели, должны опираться на достоверное петрофизическое обоснование по прямым определениям физических свойств. В связи с этим большое значение приобретает методология комплексного решения задачи определения базовых петрофизических параметров, рассмотрению которой посвящена настоящая работа.

1. Способы получения информации о физических свойствах пород.

Существует два способа получения информации о горных породах и их физических свойствах:

1. Прямой - изучение керна скважин, извлекаемого в процессе бурения или специальных работ;
2. Косвенный - по физическим полям, наблюдаемым с помощью специальных приборов, - геофизические исследования скважин. Результаты интерпретации данных ГИС дают сведения о физических свойствах горных пород, которые вскрыла скважина.

Имея керн, мы можем точно судить о тех или иных физических свойствах пород в точке отбора. При наличии каротажных диаграмм, мы можем судить о физическом поле, а по нему определять физические свойства горных пород намного большего объема. Эти виды информации являются взаимодополняющими, т.к. прежде, чем судить о физических свойствах горной породы по наблюдениям физических полей, необходимо тщательно изучить керн. Существует несколько технологий отбора керна.

Бурение с отбором керна применяется при роторном и турбинном бурении. Когда установки вращательного бурения используются для отбора керна, на конец колонковой трубы навинчивается буровая коронка, армированная алмазами или твердыми сплавами, например карбидом вольфрама (победитом). В этой системе полые буровые штанги удерживаются буродержателем, закрепленным на торце полой полым штангам для охлаждения коронки и удаления раздробленной массы и шлама (рис. 1). По мере продвижения коронки в керноприемнике колонковой трубы формируется цилиндр из ненарушенной горной породы (керн). Когда коронка углубится на расстояние, равное длине колонковой трубы (от 1.5 до 3.5 м), колонна штанг, колонковая труба и коронка извлекаются из скважины, а керн – из колонковой трубы. Отбор образцов керна (рис. 2) для лабораторных исследований с выпиливанием цилиндров осуществляется с шагом 0.25 – 0.3 м по всему интервалу проходки.

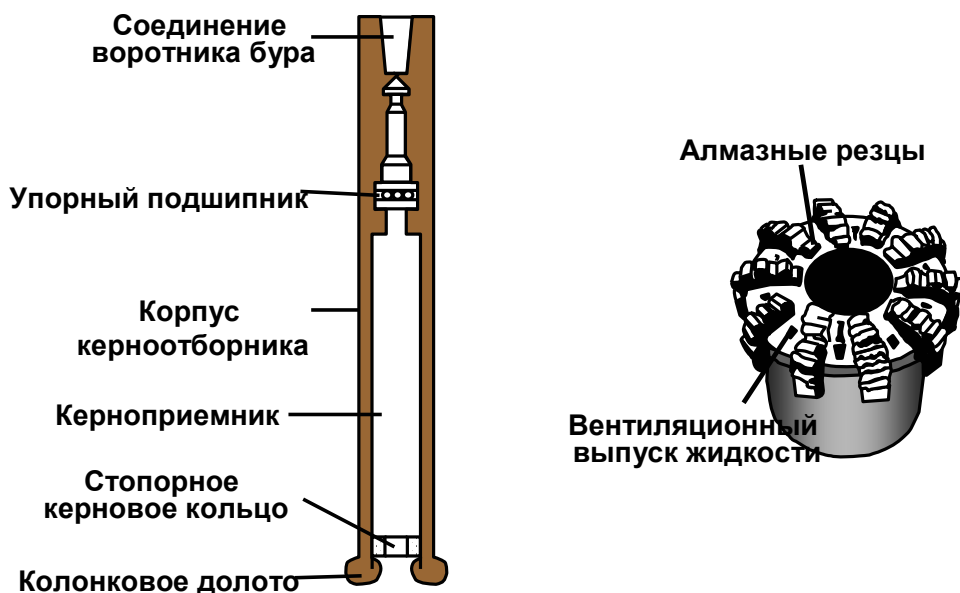


Рис. 1. Устройство керноприемника для отбора керна в процессе колонкового бурения.

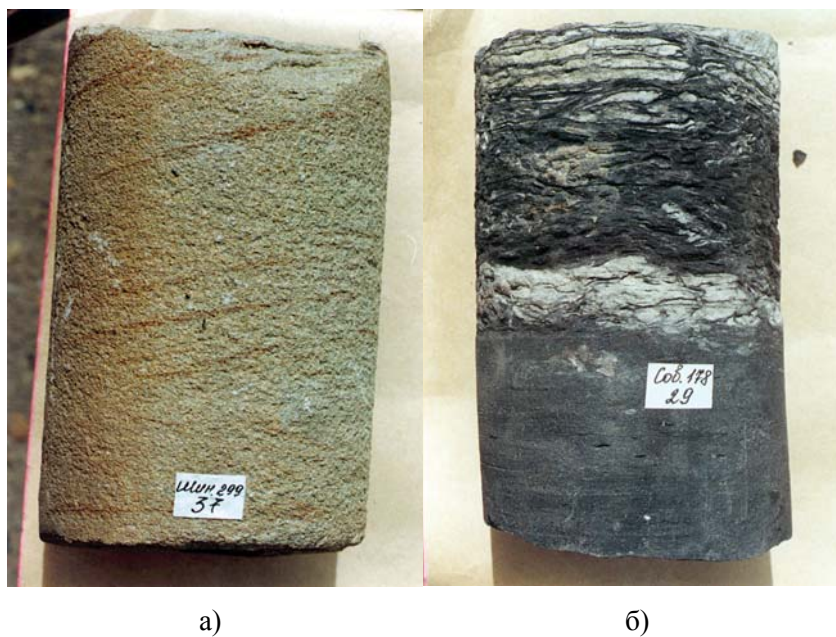


Рис.2. Типичные образцы керна песчаника (а) и аргиллита (б).

Применение керноотборников на кабеле - второй способ отбора керна. Принцип их работы изображен на рис. 3.



Рис. 3. Схемы отбора образцов керна из стенок скважины керноотборниками на кабеле.

Боковые керноотборники позволяют отбирать образцы породы из стенки скважины в любом пробуренном интервале разреза. Необходимо иметь ввиду, что боковой керноотборник не может полностью заменить отбор керна колонковым бурением, так как размеры образцов, извлекаемых боковым керноотборником небольшие. Максимальная длина образца породы 70мм, максимальный диаметр 30 мм. Небольшие размеры образцов не позволяют получать достаточно полноценные сведения о нефтегазонасыщенности пород и надежно судить о величине угла падения пород. Однако, применение боковых керноотборников полезно в интервалах, где керна взять не удалось или в которых геофизические исследования дают благоприятные показания о возможной газонефтенасыщенности пород, в целях более детального макроскопического изучения этих интервалов разреза. При применении боковых керноотборников вынос керна в среднем составляет около 50%. В мягких породах он может достигать 100%, а в твердых – быть равным нулю. В твердых породах (плотный песчаник, ангидрит и др.) боек грунтового керноотборника встречает настолько большое сопротивление, что не входит в породу, ломается или не захватывает ее, поэтому боковые керноотборники широко применяют только в песчано-глинистых отложениях.

Необходимо провести тщательное описание извлеченного керна прямо на скважине. Этим занимается геолог. Уложенный в ящики керна с обязательным указанием номера буровой и участка, наименования промысла, глубины взятия доставляется в кернохранилище. Извлеченный из скважины керна должен подвергаться всестороннему изучению. Существует стандартная технология по обработке керна в кернохранилище. Керна распиливается в продольном направлении, и одна его половина укладывается на хранение.

Вторая половина подвергается исследованию в лаборатории. Комплексный подход при изучении керна подразумевает, что его изучением занимаются несколько специалистов. Геолога, например, интересует литолого-минералогический состав, структура и текстура породы, содержащей УВ, условия осадконакопления и вторичные изменения этой породы. Ему так же необходимы сведения о пористости, проницаемости, флюидонасыщенности и капиллярном давлении. Анализируя эту информацию, он может рекомендовать ту или иную схему разработки месторождения. Для этого проводится тщательное изучение керна. Около 90% керна подвергается стандартному анализу, который включает измерения пористости, проницаемости, минеральной плотности, скорости распространения упругих волн, электрических параметров, эти сведения необходимы для основы интерпретации данных ГИС и оценки продуктивности месторождения. Примерно 10% керна материала изучается более детально. Так как эти анализы значительно повышают стоимость и время исследований, есть возможность изучить только самые интересные участки в промысловом отношении. Для этих образцов проводятся порометрические исследования, которые позволяют определить остаточную водонасыщенность, а следовательно, определить тип коллектора. Анализ шлифов проводится для изучения внутренней структуры изучаемой породы, что позволяет определить характер распределения порового пространства, минеральный состав и тип глины. В связи с комплексностью минералов, входящих в состав

горной породы для более однозначного решения необходимо привлекать дополнительные методы. Часто такими методами являются электронная микроскопия и химический анализ. Полная схема изучения образца показана на рис. 4.

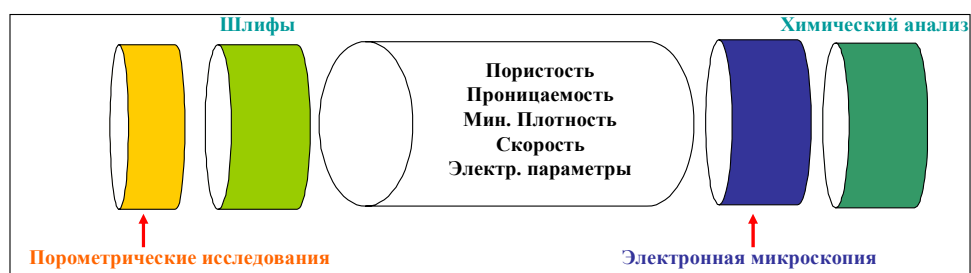


Рис. 4. Последовательная технология лабораторного изучения образцов керна.

В результате всестороннего изучения горных пород различных типов формируется информационная база лабораторных данных, в сгруппированном виде представленная на рис. 5.



Рис. 5. Информационная база данных лабораторного исследования керна.

Так как экономически нецелесообразно делать 100% отбор керна по всем скважинам, об этих важнейших параметрах судят по результатам геофизических исследований скважин, что является задачей петрофизиков. Иллюстрация **геофизических исследований в скважинах** приведена на рис.6

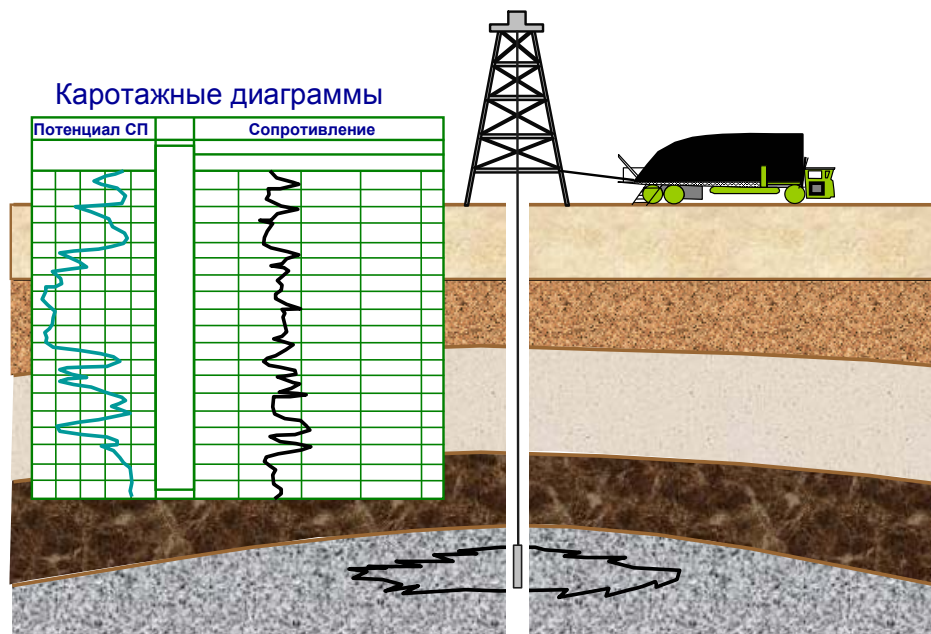


Рис. 6. Схема проведения геофизических исследований в открытом стволе скважины.

Геофизический прибор (зонд) опускается на кабеле до забоя скважины. Затем начинается его подъем со скоростью 400 – 600м/с, и наземной станцией осуществляется регистрация различных характеристик пласта, например потенциала самопроизвольной поляризации и сопротивления. Полученная информация обрабатывается на компьютере и интерпретируется специалистом.

Процесс получения информации о физических свойствах пород по данным ГИС наглядно можно представить в виде обобщенной структурной схемы (рис. 7), и независимо от вида изучаемого поля она остается одинаковой. Источник физического поля воздействует на горную породу в скважине, а прибором регистрируется сигнал – отклик. В зависимости от тех или иных свойств изучаемой породы будут регистрироваться разные уровни сигналов. На результаты измерений так же влияют различные факторы, которые являются помехой, и которые необходимо учитывать для качественной интерпретации каротажных кривых. Например, при проведении каротажа по тепловым нейтронам необходимо знать влияние диаметра скважины, толщину и плотность глинистой корки, соленость бурового раствора, для того чтобы исключить эти факторы, и регистрируемая кривая несла только геологическую информацию. Условия измерений

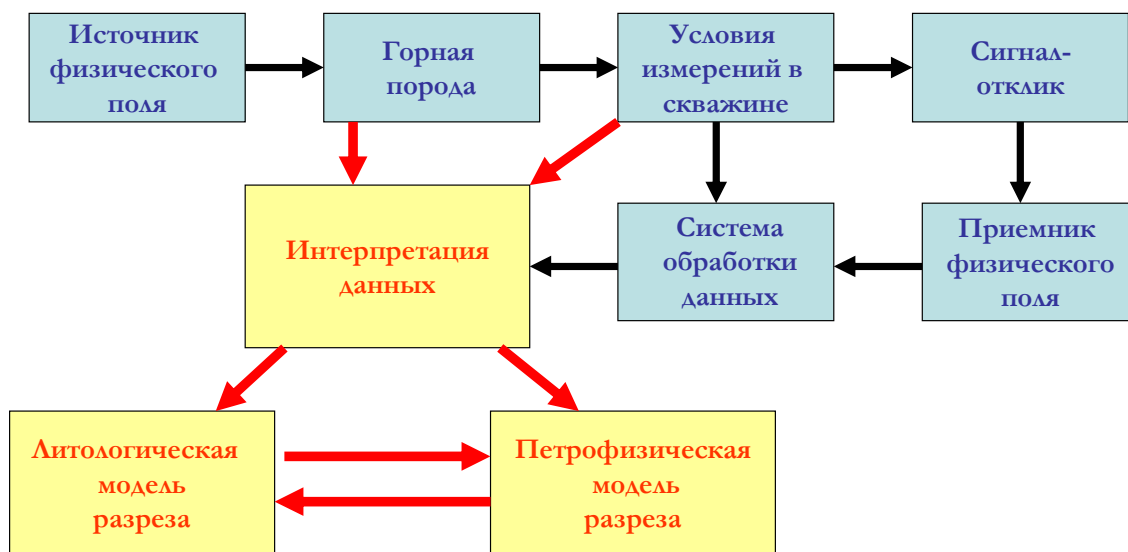


Рис. 7. Схема получения информации о горных породах по данным геофизических исследований скважин.

обязательно учитываются, и вводятся соответствующие поправки согласно имеющимся палеткам. В современных системах этот этап реализуется на стадии первичной обработки регистрируемого сигнала. Если сигнал записан без учета условий измерений, выделение геологической (или полезной) информации осуществляется отдельно, после регистрации кривой. Переход к интерпретации кривой, возможно только после учета факторов, не связанных с геологией. Под интерпретацией кривой подразумевается ее геологическое истолкование, например, – определение литологии пород, их глинистости по кривым потенциала самопроизвольной поляризации или гамма каротажа, определение пористости по кривым акустического, нейтронного или плотностного метода, определение сопротивления пласта по кривой индукционного метода. Конечной целью интерпретации данных является построение литологической модели разреза по которой можно судить о составе пород (песчаник, глина, известняк и т.д.) или петрофизической модели, взглянув на которую можно представить распределение тех или иных физических свойств (пористости, проницаемости, сопротивления) в пространстве.

Проведение ГИС преследует такие цели, как получения информации о глубине залегания продуктивного пласта, его толщине, пористости и температуре, типах пород, слагающих пласт, проницаемости, Список можно долго продолжать, так как постоянно разрабатываются новые методы каротажа. Но основная необходимость использования каротажа скважин – определить - хорошая эта скважина или плохая.

Хорошая скважина – это продуктивная скважина и коммерчески выгодная: она дает столько нефти и газа, чтобы этого количества хватило, чтобы вернуть инвесторам стоимость ее бурения и получить прибыль. Плохая скважина – непродуктивная и коммерчески невыгодная. На аренду площадей, сейсмические исследования и бурение тратятся тысячи долларов. Однако нужно еще больше, чтобы провести заканчивание скважины: обсадить скважину колонной, провести цементирование, перфорацию, тестирование; установить насосно-компрессорные трубы и пакера, устьевое и поверхностное оборудование. Если компания сможет определить, что скважина не будет продуктивной до того, как потратит тысячи долларов на ее окончательную стоимость, это сократит ее потери. В хороших скважинах каротаж показывает нам, где может находиться нефть или газ, насколько велики их запасы и сколько продуктивных пластов в скважине.

Для решения этой задачи используются различные комплексы методов - рис. 8, позволяющие определять свойства пласта, обоснованные и зарекомендовавшие себя в тех или иных геологических условиях.

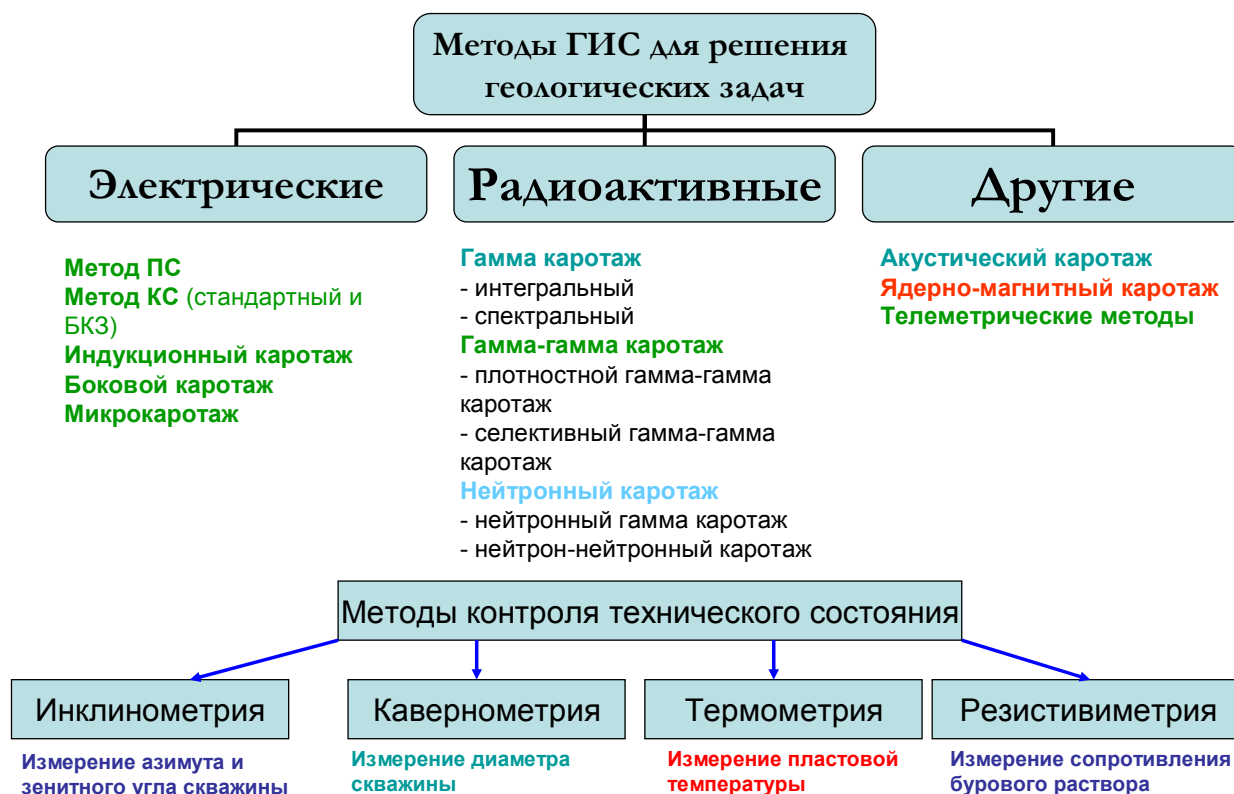


Рис. 8. Классификация методов геофизических исследований скважин для решения геологических задач.

Чтобы качественно определить свойства пласта, неизменного влиянием бурового раствора необходимо использовать методы, глубоко проникающие в пласт. Особенно актуально это для электрических методов. В то же время существует постоянная необходимость высокого

разрешения по вертикали, чтобы выделять тонкие, порядка 30 см, пласты – коллекторы. Каждый метод геофизики характеризуется своими параметрами, и как видно из рис. 9, методы большей глубинности обладают низкой разрешающей способностью по вертикали, и наоборот, поэтому для решения этих двух задач используется комплекс.

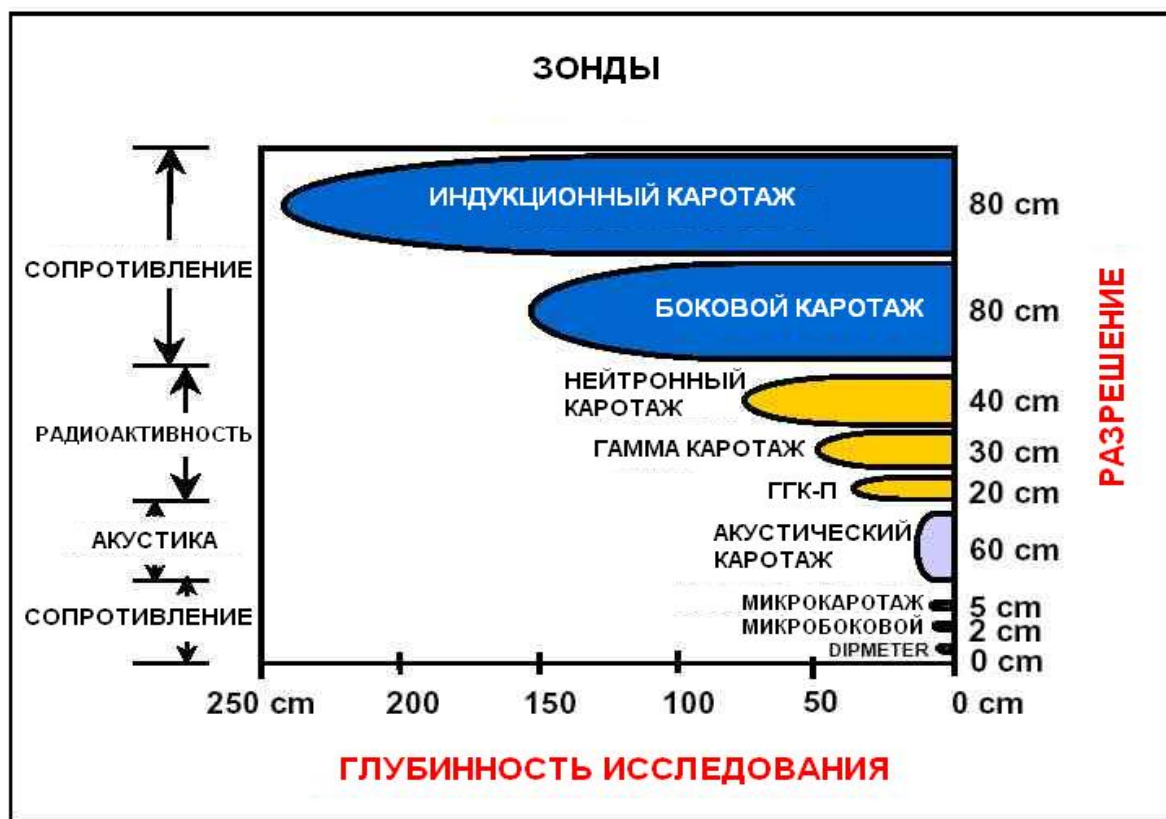


Рис. 9. Разрешающая способность различных методов ГИС.

При применении геофизических методов мы исследуем сравнительно большой объем породы, при исследовании керна идет точечное изучение. Каждый из этих двух подходов имеет свои преимущества и недостатки, основные из которых представлены на рис. 10. Анализируя таблицу на этом рисунке, можно сделать вывод, что при сравнении этих двух подходов недостатки одного компенсируются достоинством другого. Поэтому наилучших результатов с наименьшими затратами можно достичь совмещая эти методы, т.е. детально изучив керн на сравнительно небольшом интервале, добиться совпадения физических свойств, найденных в лаборатории по керну с этими свойствами, вычисленными по каротажной кривой, а затем – распространить эти зависимости на интервал, в котором керн не отбирался.

Основой для интерпретации ГИС являются лабораторные исследования керна, по которым эталонируются результаты обработки каротажа. Поэтому лабораторному исследованию керна придается исключительно важное значение.

Керн	ГИС
<ol style="list-style-type: none"> 1. Детальная литолого-минералогическая характеристика 2. Точное определение физических и фильтрационно-емкостных параметров отдельных типов пород 3. Точечный отбор и малые размеры образцов 4. Недостаточная представительность для гетерогенных формаций 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Упрощенная литологическая модель геологического разреза 2. Приближенная оценка физических и фильтрационно-емкостных свойств 3. Непрерывные измерения по всему стволу скважины 4. Оценка объемных параметров геологической формации в целом

Рис. 10. Сравнительная характеристика информативности петрофизических исследований керна и ГИС.

2. Физические свойства горных пород и флюидов

Данные лабораторных исследований керна при построении петрофизической модели резервуара представляют собой базовый элемент, позволяющий увязать фильтрационно-емкостные параметры пород с их литолого-фациальными особенностями, характеризующими процесс осадконакопления, диа-, ката- и эпигенез пород и, соответственно, структуру порового пространства, способного накапливать и пропускать флюиды.

При отборе керна для лабораторных исследований должны соблюдаться следующие положения:

1. Отбор керна должен обеспечить равномерное распределение образцов по всему диапазону изменения коллекторских свойств пород;
2. Отобранный керн должен характеризовать свойства пород, как по разрезу скважины, так и по площади во всем диапазоне их изменения;
3. Количество образцов должно быть достаточным для характеристики всего диапазона изменения параметров отдельных литотипов;
4. Должна быть обеспечена надежная привязка керна к разрезу скважины по сопоставлению результатов определения какого-либо параметра на керне с однотипной диаграммой промыслово-геофизического метода;
5. Герметизация керна должна обеспечить надежную сохранность поровых флюидов;

Количество образцов для анализа зависит от сложности состава и строения разреза. Согласно требованиям РД [1, 2] частота отбора керн должна быть не менее 2 образцов на 1 м проходки для однородного пласта и трех – четырех – для неоднородного пласта..

Комплексное изучение одного и того же образца керн предусматривает (в соответствии с ГОСТами на проведение лабораторных исследований):

- определение литолого-минералогического состава пород (гранулометрического и минералогического состава, глинистости, карбонатности);
- определение открытой пористости, проницаемости;
- определения нефте-, газо- и водонасыщенности;
- определение геофизических параметров, необходимых для оценки связи с фильтрационно-емкостными характеристиками и интерпретации ГИС (параметр пористости, насыщенности, скорость пробега продольных волн, плотность скелета, объемная плотность, радиоактивные параметры и пр.)
- капилляриметрические исследования.

Соблюдение этих требований обеспечивает необходимую полноту сведений для последующего петрофизического анализа, интерпретации данных геофизических исследований скважин и моделирования.

2.1. Геологическая характеристика коллекторов

К настоящему времени предложен ряд классификаций коллекторов терригенного (обломочного) и карбонатного состава, однако ни одна из них не получила широкого применения. Это объясняется тем, что трудно создать универсальную классификацию коллекторов, которая отражала бы все свойства коллекторов, и представляла бы не только академический интерес, но и удовлетворяла бы запросам промышленности. Основываясь на данных о пористости и проницаемости горных пород, все известные коллекторы нефти и газа можно разделить на две большие группы: межгранулярные (поровые) и трещинные. Основное их отличие заключается в том, что емкость и фильтрационные свойства межгранулярных коллекторов определяются в основном структурой порового пространства, тогда как в трещинных коллекторах фильтрация нефти и газа обусловлена главным образом трещинами.

Наиболее распространенными коллекторами среди терригенных пород являются песчаники, увеличенный вид которых представлен на рис. 11. Они состоят на 50% из частиц величиной 0,1-1,0 мм, выделяют крупно-, средне- и мелкозернистые песчаные породы. В строении песчаных образований в основном принимают участие обломки минералов, различные по составу, что определяется различием исходного материала, поступающего из области сноса, степенью его переработки на стадиях разрушения и переноса. В результате этого происходит обогащение обломочной части минералами, устойчивыми к механическому и химическому воздействию. Это явление известно как минералогическое созревание обломочного материала. Среди породообразующих обломочных минералов существенно преобладает кварц, далее идут калиевые полевые шпаты, слюды. В составе песчаных пород так же присутствуют вторичные минералы.

Среди них наиболее важное значение имеют регенерированные кварц, микроклин, каолинит. Цементирующая часть песчаных пород чаще всего представлена глинистым материалом и кальцитом. Объем пустот и их связанность в песчанике – фактор, который представляет наибольший интерес с точки зрения инженера – нефтяника. Пустоты могут быть представлены первичными порами, порами растворения, которые появились в результате выщелачивания химически неустойчивых минералов и трещинами, образовавшимися в результате статических напряжений.

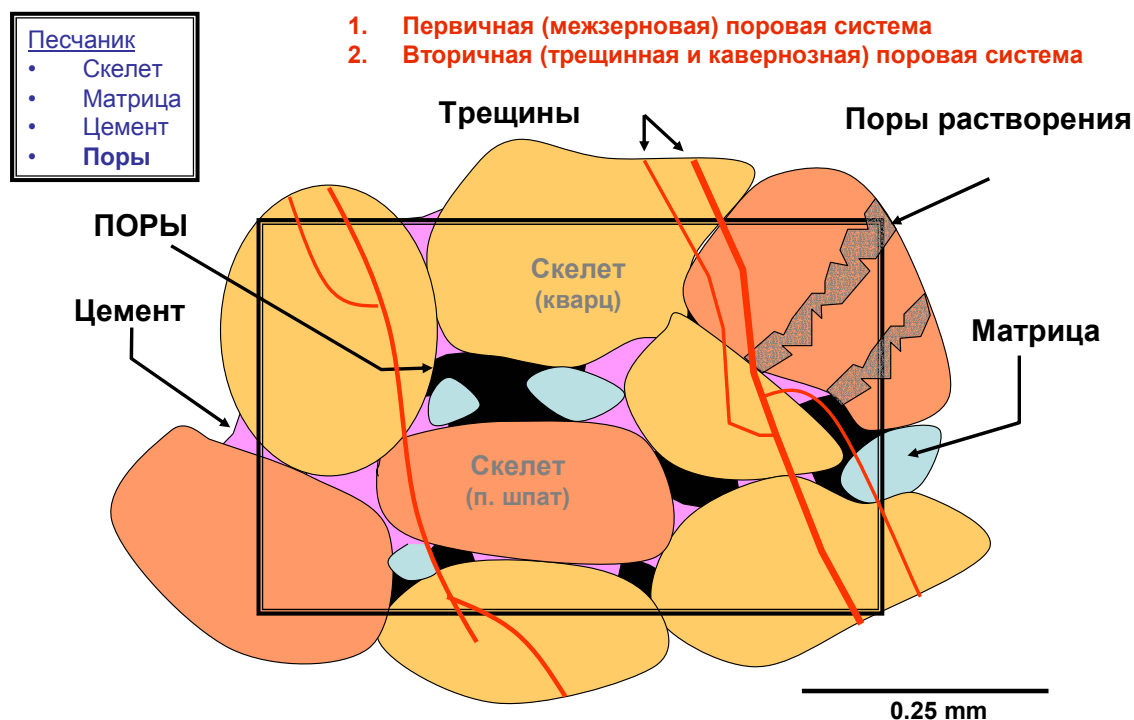


Рис. 11. Геологическая структура песчаника.

Карбонатные коллекторы наряду с терригенными относятся к числу наиболее распространенных. По оценке разных авторов они составляют 15 – 20% всей массы осадочных образований. Основные составные части карбонатных пород – кальцит (CaCO_3) и доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). К карбонатным породам относятся такие, в которых карбонатные минералы составляют 50% и более. При всем многообразии карбонатных пород, наиболее характерны для них известняки, доломиты, мел. Главные примеси в известняках представлены доломитом, глинистыми минералами, органическими веществами.

Окраска известняков весьма разнообразна, но преобладает серая различной интенсивности, что обычно определяется присутствием разных количеств органического вещества – чем больше последнего, тем темнее окраска. Пример карбонатной горной породы представлен на рис. 12. Пористость у карбонатов обычно низкая. Основной емкостью служат межзерновые поры, а так же

каверны, микрокарстовые пустоты и стилолитовые полости, и для геофизиков первой задачей является выяснить, насколько хорошо пустоты сообщаются между собой. К особенностям карбонатных пород относится то, что они сразу подвергаются вторичным изменениям.



Рис. 12. Структура карбонатной горной породы.

Структура межгранулярного порового пространства горных пород зависит от следующих основных факторов:

- Сортировки частиц, слагающих горную породу
- Упаковки зерен и формы межзерновых контактов
- Формы и окатанности зерен скелета
- Условий осадконакопления
- Наличия и количества глинистого материала

При определении коллекторских свойств необходимо учитывать тип глинистого цемента. Рис. 13 наглядно показывает, как тип глин влияет на пористость и проницаемость. На верхнем левом рисунке в лабораторных условиях определен тип глины – каолинит. Пористость и проницаемость хорошие, на верхнем правом рисунке мы видим ухудшение проницаемости в два раза, а пористость осталась неизменной в этом случае в каолините присутствует примесь хлорита. В нижнем ряду изображены коллектора с плохими фильтрационно–емкостными свойствами, причем на нижнем левом рисунке глина представлена хлоритом, а на нижнем правом – иллитом. При изменении пористости на 2 %, проницаемость уменьшилась в 140 раз! При этом глинистость увеличилась на 2.5 %. Плотность, химический состав и емкость катионного обмена глин различного вида (CEC – Cation Exchange Capacity) представлена в таблице 2.

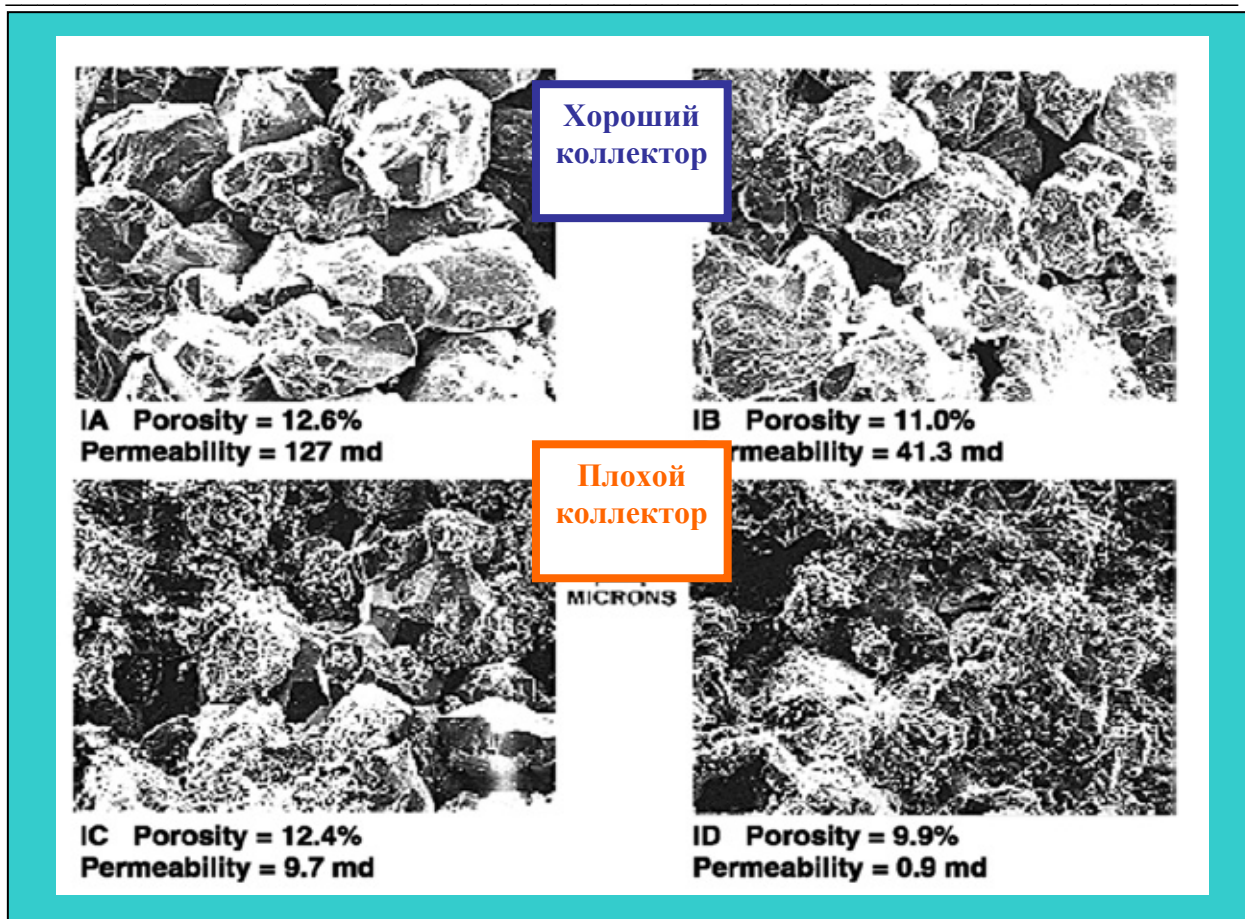


Рис. 13. Влияние глинистости на пористость и проницаемость горных пород.

Таблица 2

Химический и минералогический состав глин

Плотность, г/см ³	Минерал	Состав	CEC, meg/100g
2.60 - 2.68	Каолинит	$Al_4[Si_4O_{10}](OH)_8$	3-15
2.60 - 3.30	Хлорит	$(Mg, Fe^{+2}, Fe^{+3}, Mn, Al)_{12}[(Si, Al)_8 O_{20}](OH)_{16}$	<10
2.60 - 2.90	Иллит	$K_{1.5-1.0}Al_4[Si_{6.5-7.0}Al_{1.5-1.0}O_{20}](OH)_4$	10-40
2.00 - 3.00	Смектит	$(1/2Ca, Na)_{0.7}(Al, Mg, Fe)_4[(Si, Al)_8 O_{20}](OH)_4 nH_2O$	80-150
2.00 - 2.30	Цеолит		100-500

Распределение глины в продуктивном пласте сильно влияет на пористость. Рис 14 иллюстрирует изменение эффективной пористости коллектора в зависимости от этого структуры распределения глинистых минералов. Наиболее благоприятное распределение структурное,

обусловленное замещением минералов скелета глинистыми разностями, самое нежелательное для коллектора – дисперсная (рассеянная) глинистость, локализующаяся в поровом пространстве.

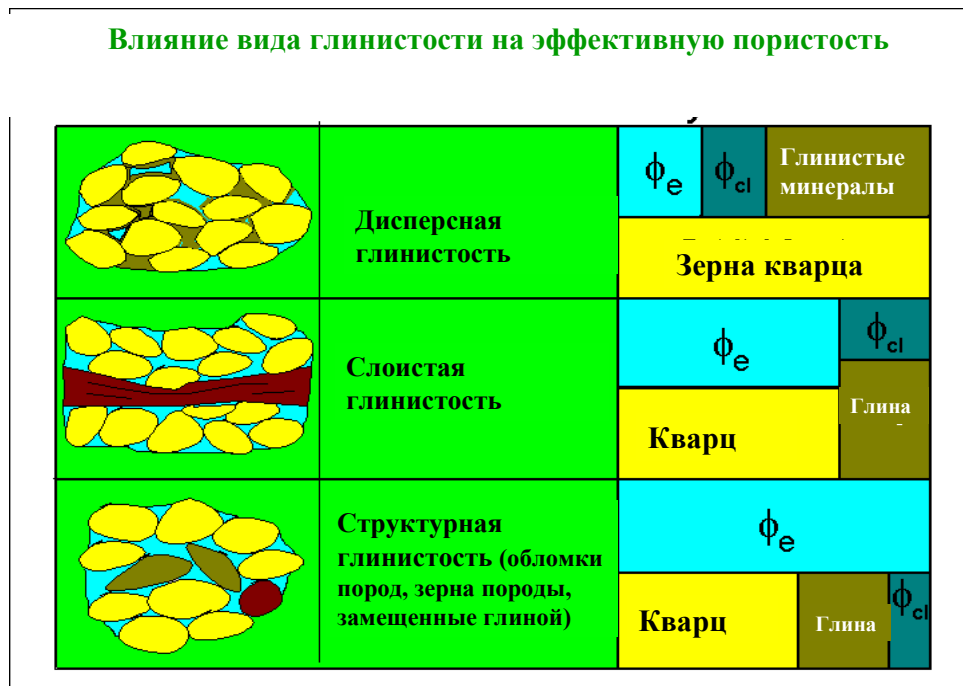


Рис. 14. Влияние типа глинистости на эффективную пористость коллектора.

При проведении лабораторных исследований керны данные могут быть представлены в виде массовой, объемной или относительной глинистости, соотношения между которыми показаны на рис.15

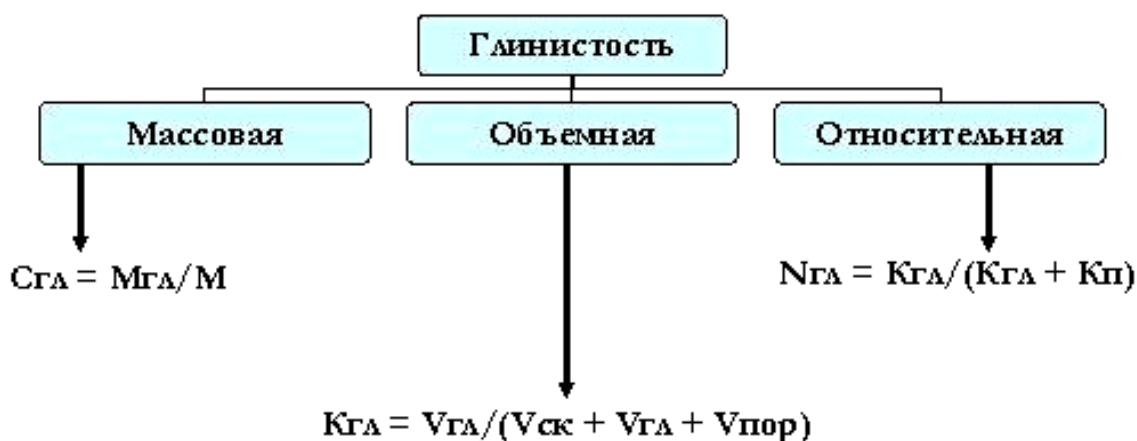


Рис. 15. Соотношения между показателями глинистости пород по данным лабораторных исследований керны.

Массовая глинистость- отношение массы глинистой фракции к полной массе жесткого скелета породы. Для определения массовой глинистости взвешивают образец, затем разрушают его до порошкообразного состояния, после чего просеивают сквозь сетку с ячейкой 0.01 мм.

Просеянную часть взвешивают повторно, находят отношение массы просеянной части к массе всего образца.

Коэффициент объемной глинистости - отношение объема глинистого материала в породе (объема глинистых частиц с прочно связанной с ним водой) ко всему объему образца, в который входят объемы скелета, глины и пустот. Именно этим понятием обычно пользуются при интерпретации ГИС. Для перехода от массовой глинистости к объемной пользуются формулой

$$K_{\text{эл}} = (C_{\text{эл}} - K_n) \quad (4)$$

Понятием относительной глинистости так же пользуются в практике интерпретации ГИС, понимая под ней часть порового пространства, занимаемого глинистой фракцией.

2.2. Фильтрационно-емкостные свойства

Пористость

Пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы. Под пустотами понимаются все поры, трещины. Пористость обозначается символом K_p и может варьировать от 0 до 1, или от 0 до 100 %, однако в расчетах всегда используются относительные единицы.

Пористость рассчитывается из соотношения:

$$K_n = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{V_{\text{обр}} - V_{\text{скелета}}}{V_{\text{образца}}} = \frac{V_{\text{обр}} - (W_{\text{сух}} / \rho_{\text{скелета}})}{V_{\text{обр}}} \quad (5)$$

$V_{\text{пор}}$ – поровый объем

$V_{\text{обр}}$ - объем образца

$V_{\text{матрицы}}$ – объем твердых частиц, слагающих скелет

$W_{\text{сух}}$ – общий сухой вес

Необходимо иметь в виду, что коэффициент пористости не дает какой – либо информации о размере зерен, их распределении и их упаковке. Горные породы, имеющие одинаковую пористость, могут существенно отличаться по физическим свойствам. В качестве примера можно рассмотреть карбонатную горную породу и песчаник. Каждый из этих образцов может иметь пористость порядка 0.2, но в карбонатных породах поры обычно не связаны, а, следовательно, проницаемость будет значительно ниже, чем в песчаниках. Существуют различные виды пористости, которые используются инженерами – нефтяниками:

Общая пористость – это отношение объема пустот в пространстве к общему объему породы.

Открытая пористость – отношение объема открытых (связанных между собой) пор к общему объему пор.

Эффективная пористость - отношение объема связанного порового пространства, в котором возможно движение флюидов, к общему объему пор.

Вторичная пористость – пористость, которая является результатов вторичных преобразований.

Трещинная пористость – объем пустот в трещинах.

Первичная пористость характеризуется тремя главными микроструктурными параметрами – упаковкой зерен, их сортировкой и окатанностью. Рис. 16 иллюстрирует изменение пористости в зависимости от упаковки и размера зерен.

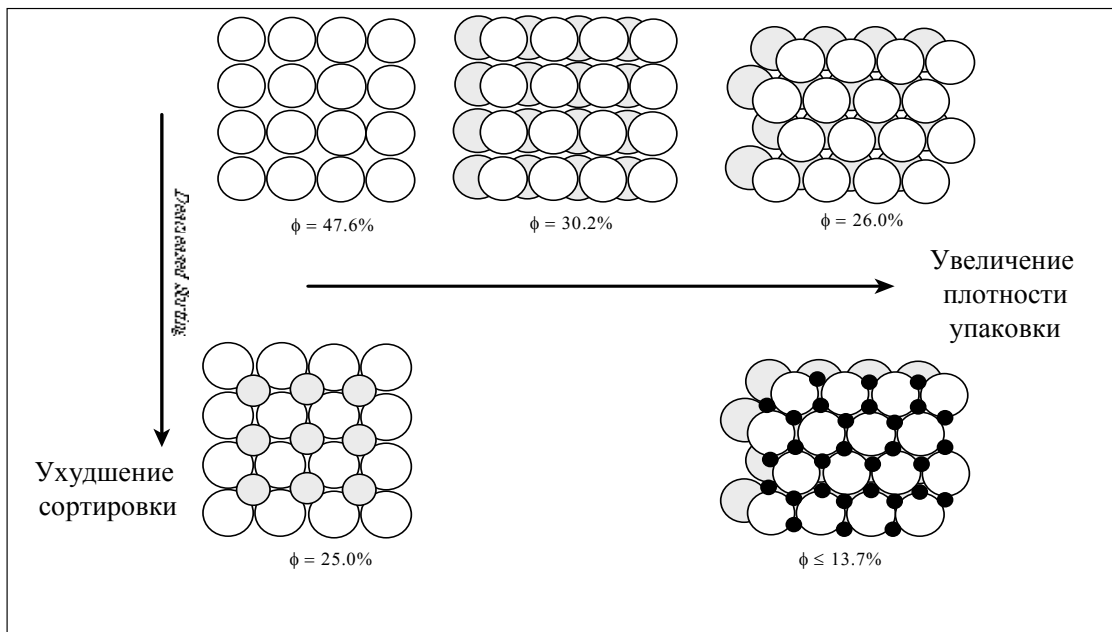


Рис. 16. Влияние сортировки и упаковки зерен скелета на пористость горных пород

Однако такая неизменная порода встречается редко, чаще всего картина осложняется вторичной пористостью, которая вызвана диагенетическими процессами. Наблюдается, например, образование вторичной пористости за счет избирательного растворения минерального скелета породы пластовыми водами, или за счет явлений частичной доломитизации карбонатных пород.

Эти процессы могут как увеличивать, так и уменьшать пористость. Совершенно очевидно, что с глубиной порода уплотняется, и пористость ее уменьшается. Наличие соответствующих данных (наблюдения изменения пористости с глубиной для соседних месторождений) позволяет вести прогнозирование пористости для пластов, еще не вскрытых скважинами. Необходимо помнить, что такая зависимость характеризует лишь определенные геологические условия, и не может быть применена произвольно для других районов.

Изучение закономерностей естественного уплотнения пород показывает, что коллекторские свойства песчано-глинистых пород довольно резко ухудшаются на больших глубинах. В связи с этим более перспективными для поисков нефти и газа являются бассейны, выполненные молодыми осадками, и характеризующиеся высокими значениями геотермической степени. С другой стороны, в условиях больших глубин перспективными в отношении

возможного нахождения залежей нефти и газа являются коллекторы со вторичной, трещинной и особенно трещинно-кавернозной пористостью, которая существует на больших глубинах.

Проницаемость

Под проницаемостью понимается способность породы пропускать через себя жидкость, газы и их смеси при перепаде давления. В уравнении Дарси проницаемость является коэффициентом пропорциональности между другими важнейшими параметрами. Запись уравнения Дарси приведена на рис. 17, где символом K обозначена абсолютная проницаемость пористой горной породы.

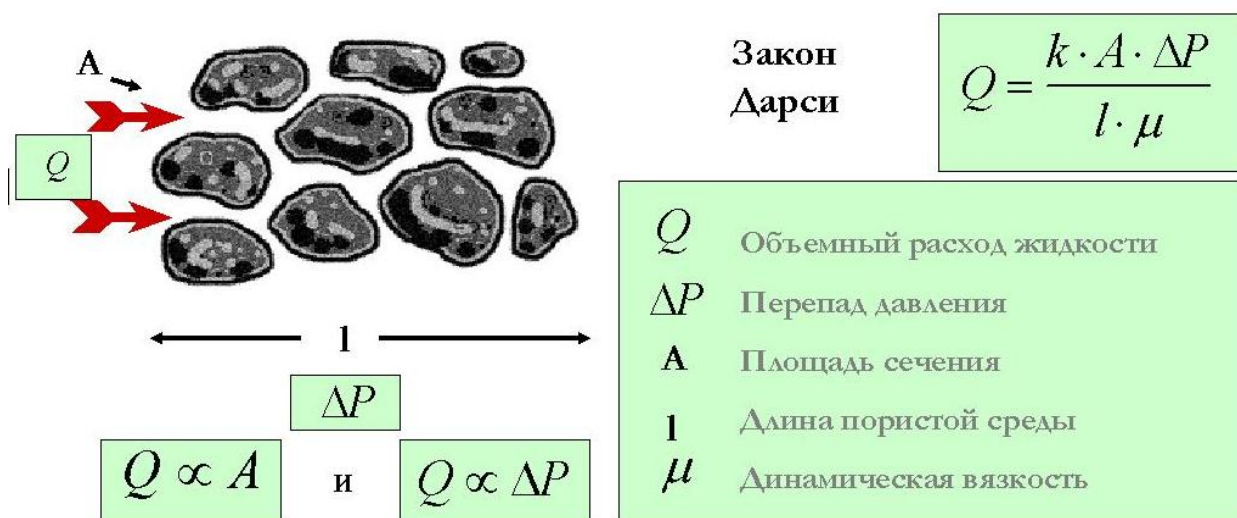


Рис. 17. Уравнение Дарси для пористой среды.

Около 150 лет назад Дарси провел эксперимент на серии образцов песчаника, и нашел эту эмпирическую формулу, которая является основной для различных расчетов. В нефтяной промышленности пользуются системой СГС, в которой проницаемость имеет размерность Дарси. Один Дарси – это проницаемость образца горной породы длиной 1 см и площадью поперечного сечения 1 см², сквозь которую течет жидкость вязкостью 1 сантипуаз, при разнице давления на краях 1 дин/см² со скоростью 1 см³/с. Для петрофизических расчетов размерность Дарси слишком большая и пользуются более дробной единицей измерения – миллидарси (мД), где 1000 мД = 1 Д. В академических исследованиях пользуются системой СИ и единицей измерения является м². Соотношения размерностей: 1 Д=0,9869×10⁻¹².

Основным фактором, влияющим на коэффициент проницаемости пород, является структура их порового пространства, характеризующая формой и размером пор, извилистостью и удельной поверхностью каналов фильтрации. Эти параметры определяют объем фильтрующего

агента, траекторию его отдельных струй и силы поверхностного взаимодействия, препятствующие фильтрации. Теоретически проницаемость может быть описана уравнением Козени Кармена

$$K = \frac{K_n^3}{f \times S_\phi \times T^2} \quad (6)$$

K_n – пористость образца породы (доли единицы)

S_ϕ - удельная поверхность каналов фильтрации (в $\text{м}^2/\text{м}^3$)

T - гидравлическая извилистость каналов фильтрации, равная отношению средней статистической длины поровых каналов L_k к длине образца породы L .

f – коэффициент, учитывающий форму сечения пор и изменяющийся для гранулярных коллекторов от 2 до 3 при наиболее частом значении 2.5

Качественно зависимость проницаемости от пористости и структуры порового пространства зернистых пород может быть показана на примерах статистических связей. По среднестатистическим данным для многих нефтегазовых коллекторов большей пористости обычно соответствует и большая проницаемость. Зависимость проницаемости от пористости часто используется при интерпретации ГИС.

Как было показано, проницаемость зависит от многих факторов, но мы предполагали, что через горную породу течет однофазный поток. В реальности мы имеем дело с многофазными потоками, и скорости течения каждой фазы в отдельности в породе разные, и зависят как от свойств пород, так и от распределения насыщенности каждой фазы.

Если порода насыщена флюидом одной фазы, такая проницаемость называется абсолютной. Если в потоке присутствуют две или три фазы, (вода, нефть, газ), проницаемость зависит от насыщения каждой фазой, и по каждой отдельной фазе называется эффективной. Проницаемость этих фаз по отдельности всегда меньше проницаемости абсолютной.

Более часто используются понятие относительной проницаемости.

Например, если мы возьмем за базовый флюид нефть, и рассчитаем относительные проницаемости для каждого флюида в отдельности, это будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} K_{ов} &= K_{эв} / K_{ан} \\ K_{ог} &= K_{эг} / K_{ан} \\ K_{он} &= K_{эн} / K_{ан} \end{aligned} \quad (7)$$

$K_{ов}$, $K_{ог}$, $K_{он}$ – относительные проницаемости по воде, газу, нефти;

$K_{эв}$, $K_{эг}$, $K_{эн}$ – эффективные проницаемости по воде, газу, нефти;

$K_{ан}$ – абсолютная проницаемость по нефти.

Эффективная, а вместе с ней и относительная проницаемость в процессе разработки месторождения непрерывно изменяются. В начале разработки, когда по порам перемещается чистая нефть, эффективная проницаемость породы наибольшая и приближается к абсолютной. В дальнейшем, с падением пластового давления ниже критического, при котором начинает

выделяться газ в виде пузырьков, эффективная проницаемость по нефти начинает уменьшаться. С появлением воды эффективная проницаемость для нефти еще более уменьшается. Чем ниже проницаемость, тем больше нефти остается в пласте и тем ниже конечный коэффициент использования запаса.

Проницаемость коллекторов от нескольких десятков до 5000 мД. В среднем проницаемость коллекторов нефтяных месторождений колеблется в пределах 200 – 1000 мД. Проницаемость глин составляет тысячные доли миллиарда. Совершенно очевидно, что чем больше проницаемость пластов, тем выше их производительность и ожидаемая нефтеотдача. В процессе разработки проницаемость иногда меняется (уменьшается) вследствие разбухания глин при нагнетании воды, засорения призабойной зоны нагнетаемыми водами, содержащие примеси, отложения в призабойной зоне парафина, смол и т.п.

Исследования кернов показывают, что проницаемость нефтесодержащих пород изменяется в разных направлениях. Нередко проницаемость вкрест (перпендикулярно) напластования в несколько раз меньше проницаемости по напластованию, что связано с условиями осадконакопления. Следовательно, необходимо определять проницаемость породы по напластованию и перпендикулярно ему, что имеет значение при вскрытии пласта, особенно если присутствуют пластовые воды.

Флюидонасыщенность

Флюидонасыщенность – это часть порового пространства, занятая тем или иным флюидом. Вода, содержащаяся в порах, в зависимости от характера ее взаимодействия с твердыми частицами имеет различное состояние, и подразделяется на две основные категории – связанную и свободную. Содержание связанной воды в породах обусловлено химическими и физико-химическими процессами. Свободная вода - вода, которая может перемещаться порах.

В поровом пространстве пород – коллекторов наряду с водой может содержаться нефть и газ. При этом количественное соотношение и характер распределения воды, нефти и газа в поровом пространстве могут быть различными. Распределение нефти (газа) и воды в порах зависит от того, гидрофильна или гидрофобна порода. Гидрофильная порода – порода, смачиваемая водой, гидрофобная – несмачиваемая водой. Твердая фаза осадочных пород сложена в основном гидрофильными минералами, что обуславливает распространение в природе преимущественно гидрофильных коллекторов нефти и газа. Суммарный объем нефти, газа, воды в порах равен единице. V_w, V_o, V_g – соответственно объемы воды, нефти, газа

$$V_p = V_w + V_o + V_g \quad (8)$$

$$\frac{V_w}{V_p} + \frac{V_o}{V_p} + \frac{V_g}{V_p} = S_w + S_o + S_g = 1 \quad (9)$$

Эффективная пористость зависит от количества связанной воды, которая в свою очередь зависит от глинистости. Заполнение порового пространства песчано-глинистой породы флюидами иллюстрирует рис. 18.

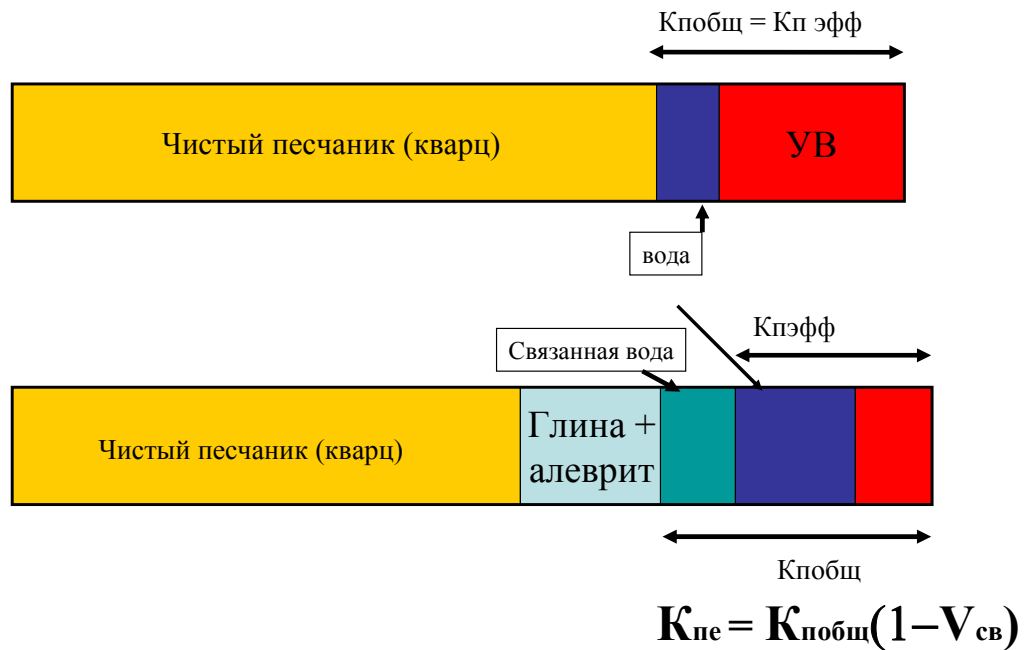


Рис. 18. Модель флюидонасыщенности порового пространства песчано-глинистых пород.

В чистом песчанике объем остаточной воды – функция площади поверхности зерен песчаника и, следовательно, размера зерен (верхняя модель). В глинистом песчанике (нижняя модель) дополнительно присутствуют алевроит и глина, которые уменьшают эффективную пористость при плохой сортировке и увеличивают объем связанной воды пропорционально глинистости.

Капиллярное давление в пористых средах

Количественно капиллярное давление может быть выражено как разность давлений между двумя несмешивающимися жидкостями (нефть и вода), отделенными поверхностью раздела. Капиллярное давление можно представить как способность породы впитывать смачивающую и отталкивать несмачивающую фазы. Его величина P_c равна разности давлений в несмачивающей P_o (нефтяной пласт) и смачивающей P_w (водяной пласт) фазах :

$$P_c = P_o - P_w \quad (10)$$

Из-за разности плотностей, давление для воды и нефти с глубиной будет разным, и если его измерять в скважине (рис. 19), можно определить положение водонефтяного контакта (ВНК) по пересечению линий давления. На уровне ВНК капиллярное давление P_c равно нулю.

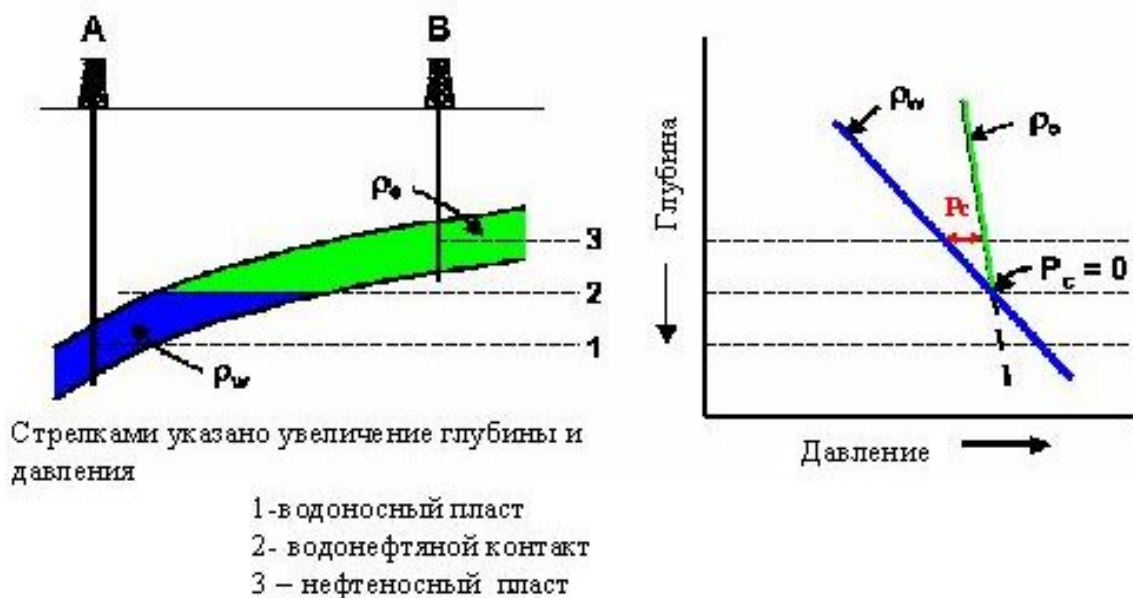


Рис. 19. Концепция капиллярного давления в коллекторе.

Капиллярное давление в горных породах обусловлено следующими факторами:

- наличием гидрофильной или гидрофобной пористой среды, пронизанной капиллярами (горные породы)
- наличием флюида (вода, нефть, газ)
- силами поверхностного натяжения между твердой фазой и флюидом (флюидами)

В зависимости от типа пород, может наблюдаться две ситуации (рис. 20):

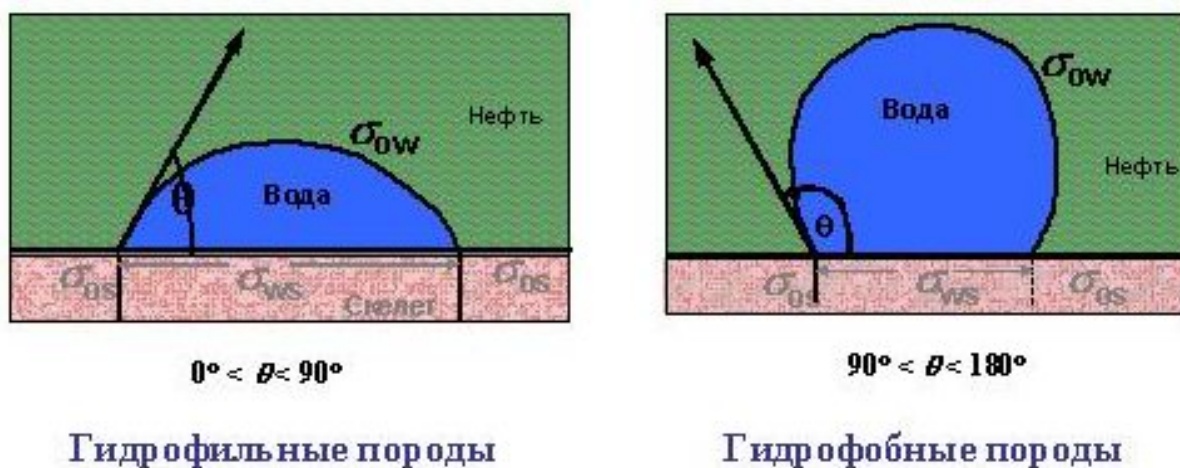


Рис.20. Форма капли воды в гидрофильных и гидрофобных породах

Вода, смачивая породу, оттесняет с поверхности нефть. Вода и нефть взаимно отталкиваются, стремясь как можно меньше соприкасаться друг с другом, поэтому вода не может занять всю поверхность. Когда наступает состояние равновесия между силами молекулярного взаимодействия, образуется острый угол θ . В гидрофобной породе вода стремится занять возможно меньшую площадь соприкосновения как с поверхностью твердой фазы, так и с нефтью. После установления равновесия между силами поверхностного натяжения σ и отталкивания

образуется тупой угол θ . Эта характеристика может быть использована для измерения смачиваемости - табл. 2.

Таблица 2

Контактные углы для различной степени смачиваемости

Контактный угол θ	Описание
Смачиваемость водой	
0	В высшей степени
0-30	Значительная
30 -60	Средняя
60 – 90	Слабая
90 нейтральная	
Смачиваемость нефтью	
90-120	Слабая
120-150	Средняя
150-180	Значительная
180	В высшей степени

Чем больше смачиваемость водой в гидрофильном коллекторе, тем больше капиллярное давление:

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \quad (11)$$

P_c – капиллярное давление

σ – сила поверхностного натяжения в системе нефть – вода

θ – угол смачивания

r – радиус капилляра

Как видно из формулы (11), радиус капилляра также влияет на капиллярное давление – зависимость обратно пропорциональная (рис.21). На практике это означает, что для чистого высокопористого песчаного коллектора переходная зона будет значительно меньше, чем для низкопористого заглинизированного коллектора.

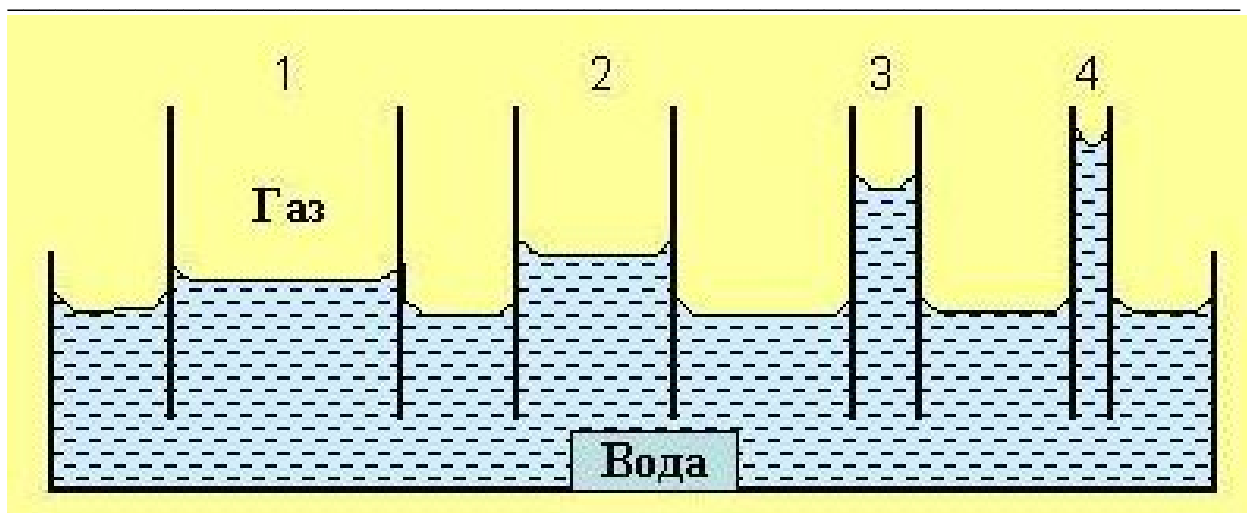


Рис.21. Зависимость высоты подъема жидкости от радиуса капилляра.

Измерение капиллярного давления одна из обязательных процедур при изучении керна, и из-за своей трудоемкости применяется только к очень ограниченному числу образцов. Одним из методов измерения капиллярного давления является метод ртутной порометрии, схематическое изображение которого представлено на рис. 22.

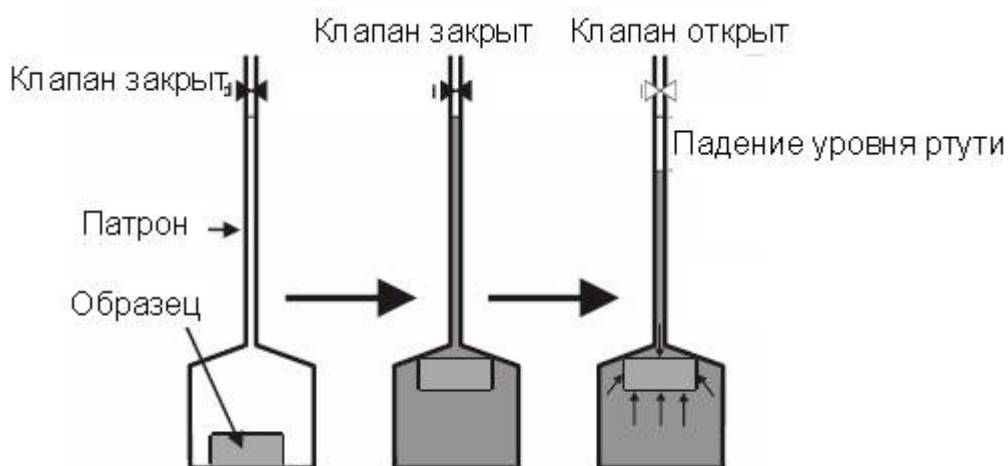


Рис.22. Схема измерения капиллярного давления методом ртутной порометрии

Сухой образец любой формы, но с известной массой помещается в камеру, которая затем наполняется ртутью. Ртуть не смачивает образец, поэтому произвольно не может в него впитаться, следовательно, есть возможность измерить пористость. Затем клапан открывается, и начинается ступенчатое увеличение давления. Ртуть сначала заполняет крупные поры, и уменьшение ее первоначального объема, как показано на рисунке, записывается после каждого цикла измерения.

Ясно, что объем закачанной ртути равен объему воды, которая могла быть вытеснена, если бы образец был заполнен водой. Данные ртутной порометрии могут быть преобразованы в графики зависимости капиллярного давления от размеров пор и крупности зерен, кроме того, можно грубо оценить объем связанных пор.

Достоинства метода:

- Возможность провести измерения быстро
- Измеряется пористость образца
- Возможность получить распределение размера пор
- Возможность получить распределения размера зерен
- Метод может быть применен для образцов неправильной формы
- Возможность получения множества точек для построения графика

Недостатки:

- Не может быть использован, если в качестве рабочего вещества использовать нефть, газ.
- Получаемые данные необходимо корректировать за пластовые флюиды.
- Может применяться только в цикле впитывания.

Результатом капилляриметрических измерений являются графики связи капиллярных давлений и водонасыщенности (рис. 23), анализ которых позволяет сделать вывод о качестве коллектора. Коллектор с самой высокой проницаемостью – А. Для того, чтобы добиться состояния, при котором вода не отжимается, необходимо приложить максимальное давление из трех представленных пород. Значение остаточной водонасыщенности, или (S_w irreducible) – число, по которому можно судить о качестве коллектора (рис.23). Для породы А это значение самое низкое. Чем более проницаем коллектор, тем меньше переходная зона, которая образуется за счет капиллярных сил, следовательно, больше часть пласта, которая при разработке отдает чистую нефть. Распределение нефти и воды к пласту коллекторе показано на рис. 24. Нефть, находящаяся в порах, омывает скелет горной породы, причем между скелетом и нефтью обязательно присутствует остаточная вода, даже если коллектор является очень чистым и неглинистым. Оценить качество коллектора можно после проведения капилляриметрических исследований. При наличии большой экспериментальной базы можно выделить ограниченное число групп пород, графики капиллярных давлений для которых будут близки. Распределения по крупности зерен, по размерам пор, проницаемости будут аналогичны внутри каждой группы, а следовательно, и способность течения жидкости. Такую группу называют **«гидравлической единицей потока»**. При тщательном изучении зависимости лабораторных параметров от результатов ГИС, появляется возможность прогнозирования типа коллектора в интервалах скважины, не изученных керном (рис. 25), что является очень актуальной задачей.

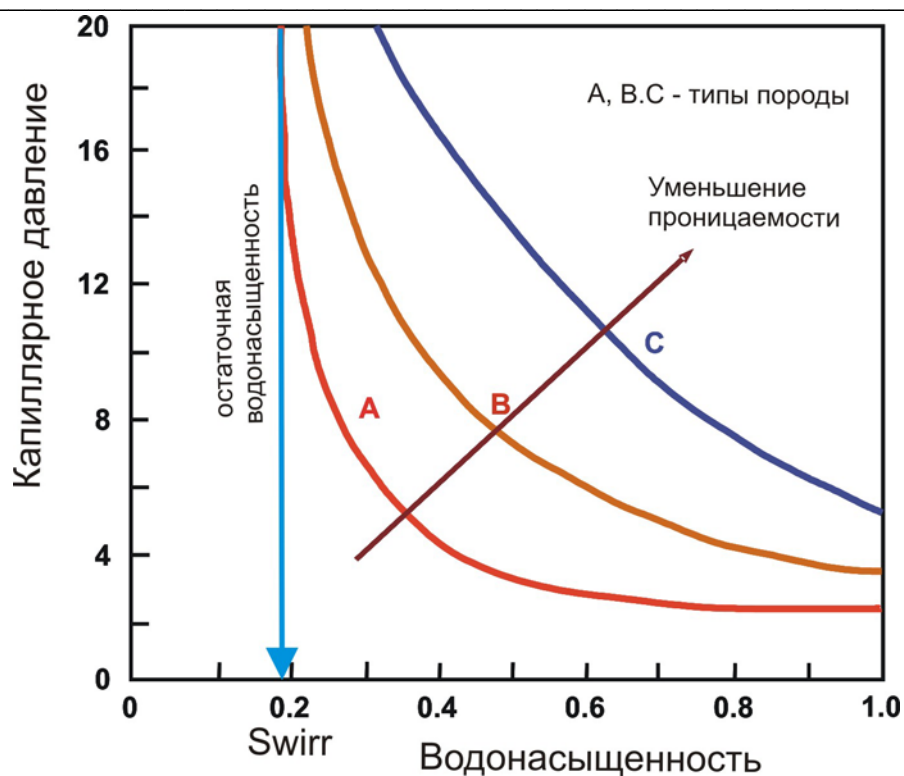


Рис. 23 Капиллярные кривые для разных типов горных пород

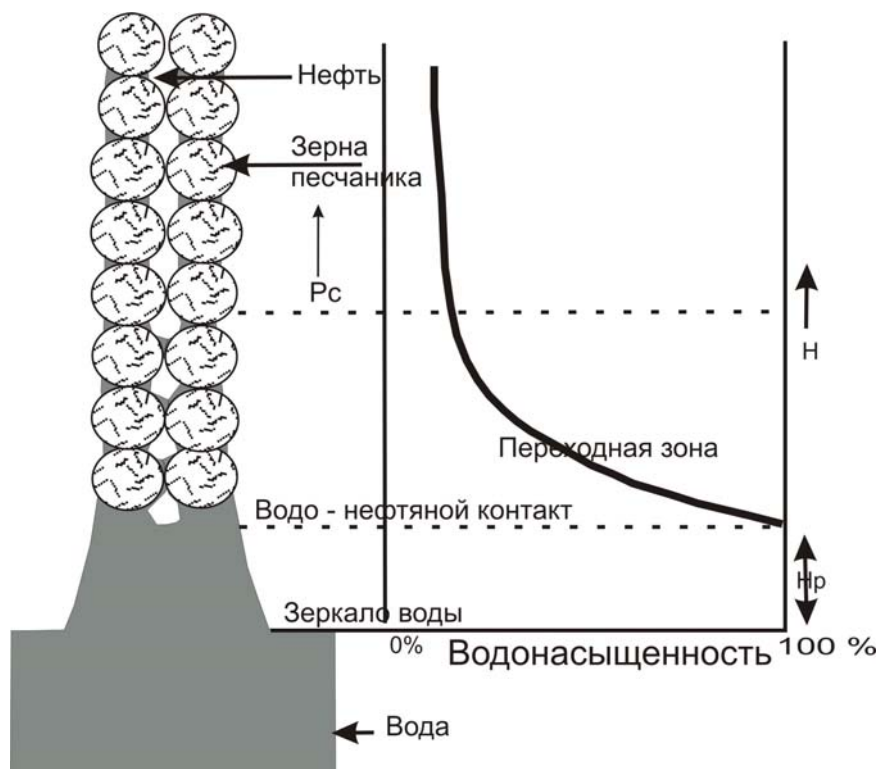


Рис. 24. Связь капиллярного давления, измеренного в лаборатории, с распределением углеводородов в залежи.

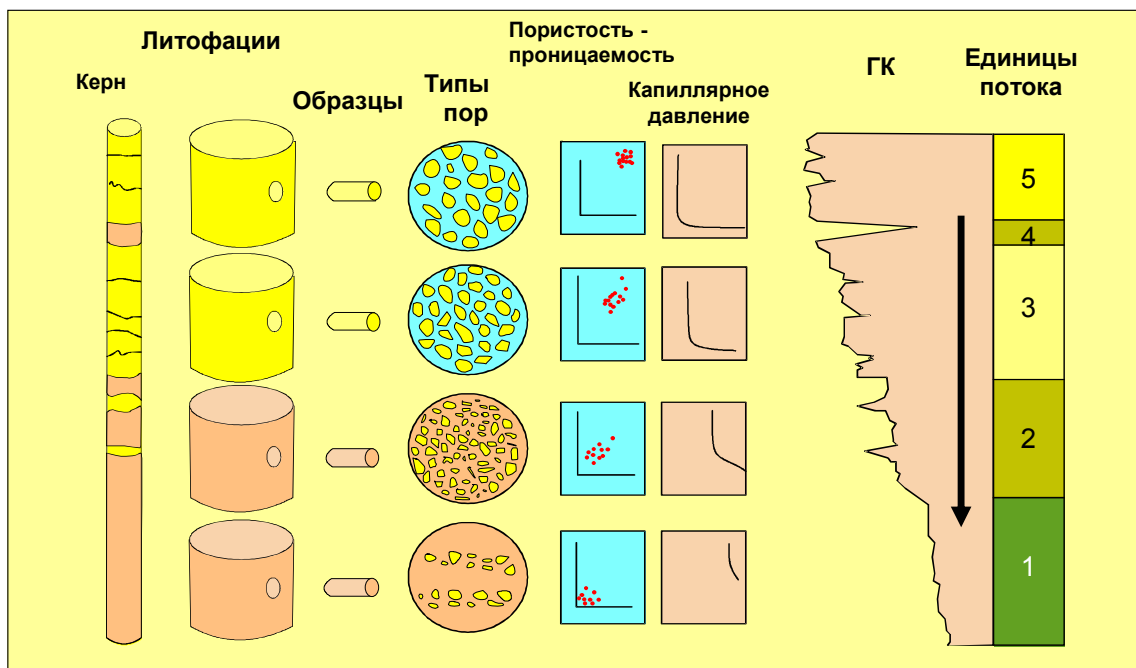


Рис. 25. Взаимодействие различных параметров пород-коллекторов и выделение гидравлических единиц потока

2.3. Физические свойства

Кроме литологической и фильтрационно–емкостной характеристики породы на образцах керна можно измерить физические свойства, которые необходимо знать, чтобы правильно интерпретировать каротажные данные. Из обширного набора физических параметров основными являются плотность, скорость распространения упругих волн, естественная радиоактивность, удельное электрическое сопротивление.

Плотность

Плотность - это физическая величина, которая для однородного вещества определяется его массой в единице объема, она обозначается буквой σ

$$\sigma = \frac{M}{V} \left(\frac{\text{г}}{\text{см}^3} \right) \quad (12)$$

Этот параметр необходимо знать для интерпретации плотностного (или гамма-гамма) каротажа. Плотность породы можно найти по формуле:

$$\sigma = (1 - K_n) \times \sigma_{ск} + K_n \times \sigma_f \quad (13)$$

σ – объемная плотность породы

K_n – пористость

$\sigma_{ск}$ – плотность скелета горной породы

σ_f – плотность флюида

Из уравнения (13) можно найти пористость:

$$K_n = \frac{(\sigma_{ск} - \sigma)}{(\sigma_{ск} - \sigma_f)} \quad (14)$$

Для определения пористости по данным ГИС используется уравнение 14. Но для его применения необходимо знать плотность скелета и плотность флюида (кривая σ записывается в ходе каротажных исследований).

Существуют постоянные значения плотности матрицы известняка, песчаника и доломита.

Для песчаника – 2.65 г/см³

Для известняка – 2.71 г/см³

Для доломита – 2.87 г/см³

Этими константами пользуются при условии, что матрица коллектора состоит из чистых разностей представленных пород.

Скорость распространения упругих волн

Упругой волной называется процесс распространения упругих деформаций. В зависимости от типа деформации в породе возникают продольные и поперечные волны. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Продольные волны распространяются в любой среде – твердых телах, жидкостях и газах, так как все вещества обладают сопротивлением объемному сжатию.

Поперечные волны обусловлены деформациями сдвига в среде и присущи только твердым телам. Последнее связано с тем, что в жидкостях и газах отсутствует сопротивление сдвигу. Их распространение представляет собой перемещение зоны скольжения слоев среды относительно друг друга; частицы совершают свои колебания в плоскости перпендикулярной к направлению распространения волны. Одним из важных кинематических параметров упругих волн является скорость их распространения. Для идеально упругих изотропных горных пород скорости продольных и поперечных волн определяются по следующим формулам:

$$V_p = \sqrt{\frac{E}{\sigma} \times \frac{(1 - \mu)}{(1 + \mu) \times (1 - 2\mu)}} \quad (15)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{\sigma} \times \frac{1}{2 \times (1 + \mu)}} \quad (16)$$

V_p – скорость распространения продольных волн в породе

V_s – скорость распространения поперечных упругих волн

E – модуль Юнга (коэффициент пропорциональности между продольным напряжением и соответствующей ему деформации).

μ – коэффициент Пуассона (коэффициент поперечного сжатия)

Для горных пород величина E изменяется от 0.15×10^{-4} до 0.6×10^{-5} МПа, а коэффициент Пуассона μ близок к 0.25. После подстановки средних значений упругих констант получим $V_p/V_s \approx 1.73$. Следовательно, продольная волна, распространяющаяся ≈ 1.73 раз быстрее, достигает удаленной точки раньше.

Значения скоростей распространения упругих волн в матрице и во флюиде необходимо знать для нахождения пористости по акустическому методу. Принцип вычисления пористости по данным ГИС тот же, что и для плотностного каротажа, он вытекает из выражения:

$$\Delta t = \Delta t_f \times K_n + \Delta t_{ск} \times (1 - K_n) \quad (17)$$

отсюда

$$K_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_f - \Delta t_{ск}} \quad (18)$$

Δt – измеренное время пробега упругих волн;

$\Delta t_{ск}$ – скорость распространения упругих волн в матрице;

Δt_f – скорость распространения упругих волн в воде.

Величина $\Delta t_{ск}$ зависит от минералогического состава скелета, и для чистых разностей основных типов пород приняты усредненные значения:

Для песчаника – 159 мкс/м

Для известняка - 142.5 мкс/м

Для доломита - 130.5 мкс/м

Скорость упругих волн в горной породе является функцией многих параметров, таких как:

- 1) Состав горной породы;
- 2) Пористость;
- 3) Размер зерен и их распределение;
- 4) Тип и степень сцементированности;
- 5) Размер пор и их распределение;
- 6) Плотность порового флюида и насыщенность;
- 7) Пластовое давление;
- 8) Упругие свойства каждого минерала, входящего в состав породы.

Если есть данные акустического каротажа, увязанные с пористостью по керну, необходимо точное определение скорости распространения упругих волн в скелете пород изучаемого пласта.

Скорость (интервальное время) в воде зависит от минерализации, температуры и давления, и может быть определено либо с помощью номограммы, либо по эмпирической формуле из работы [1]. Более грубая, но подходящая для практических целей константа скорости распространения волны в воде – 567 мкс/м.

Электрическое сопротивление

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

$$R = r \times \frac{A}{L} \quad (19)$$

r – полное электрическое сопротивление образца породы (в Ом);

A и L – площадь поперечного сечения (м^2) и длина (м) образца.

Из формулы (15) следует, что величина R измеряется в омах. Удельное электрическое сопротивление в 1 Ом $\cdot\text{м}$ равно полному сопротивлению в Ом цилиндра горной породы, площадью поперечного сечения 1 м^2 , и длиной 1 м.

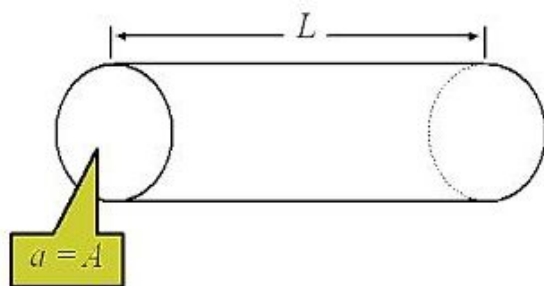


Рис. 26 Удельное сопротивление в Ом цилиндра длиной 1 м, и площадью поперечного сечения 1 м^2

Если рассматривать цилиндр, внутри которого есть поровый канал, заполненный проводящим раствором (рис.27), то сопротивления будут следующими:

$$r_0 = R_w \times \frac{L}{a} \quad (20)$$

r_0 – сопротивление раствора, заполняющего канал в Ом

R_w – удельное сопротивление раствора в Ом $\cdot\text{м}$

R_0 – удельное сопротивление всего цилиндра, в котором есть канал, заполненный проводящей жидкостью.

$$R_0 = r_0 \times \frac{A}{L} = \frac{R_w \times \frac{L}{a} \times A}{L} = \frac{R_w}{\frac{a}{A}} = \frac{R_w}{K_n} \quad (21)$$

Если усложнить задачу, и представить, что в цилиндре породы проходит извилистый канал, заполненный проводящим раствором (рис. 28), получим:

$$\begin{aligned}
 r_o &= R_w \cdot \frac{Le}{a} \\
 R_o &= r_o \cdot \frac{A}{L} = \frac{R_w \cdot \frac{Le}{a} \cdot A}{L}, \\
 R_o &= \frac{R_w \cdot \frac{Le}{L} \cdot \frac{L}{A}}{\frac{Le}{L}} = \frac{R_w \left(\frac{Le}{L} \right)^2}{K_n}
 \end{aligned}
 \tag{22}$$

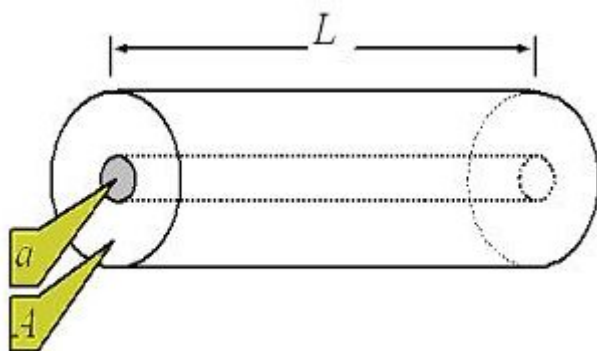


Рис.27. Цилиндр с поровым каналом, заполненным проводящим раствором

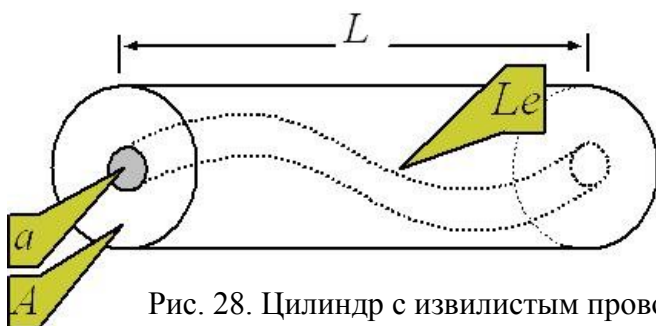


Рис. 28. Цилиндр с извилистым проводящим каналом.

Электрический ток в растворах обусловлен движением диссоциированных ионов, и при повышении температуры увеличивается активность ионов. В ГИС обычно рассматриваются растворы, эквивалентные раствору NaCl, и пластовую температуру обязательно учитывают при интерпретации данных ГИС, для чего разработаны специальные номограммы.

На удельное сопротивление горной породы влияют следующие факторы:

- 1) Соленость воды
- 2) Температура

- 3) Пористость
- 4) Геометрия порового пространства
- 5) Пластовое давление
- 6) Состав горной породы.

Отношение Арчи:

$$Rt = F \cdot R_w \cdot RI \quad (23)$$

Отношение Арчи устанавливает связь между удельным сопротивлением пласта (Rt) и параметром пористости (F), удельным сопротивлением воды (R_w), параметром насыщения (RI).

Параметр пористости

Параметр пористости определяется как отношение удельного сопротивления породы, полностью насыщенной водой к удельному сопротивлению раствора, заполняющего поры.

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{R_w \left(\frac{Le}{L} \right)^2}{K_n} = \frac{\left(\frac{Le}{L} \right)^2}{K_n} \quad (24)$$

Отношение Le/L - извилистость канала, и в чистых песчаниках квадрат этой величины приблизительно равен величине, обратной пористости. В этом случае:

$$F \approx \frac{1}{K_n} = \frac{1}{K_n^2} = K_n^{-2} \quad (25)$$

Удельное сопротивление породы и параметр пористости зависят от пористости, и рассмотренный выше пример является теоретическим, и в природе не встречается пор, цилиндрической формы. Для описания параметра пористости в реальной среде пользуются эмпирическим выражением:

$$F = aK_n^{-m} \quad (26)$$

Значения «а» и «m» являются уникальными для каждой горной породы, и для изучаемого пласта обязательно находятся по результатам лабораторных измерений:

m – угол наклона прямой связи параметра пористости и пористости (в логарифмическом масштабе), и в зависимости от него параметр пористости для конкретной группы образцов сильно варьирует (коэффициент /индекс цементации), описывает увеличение сопротивления за счет минералов, слагающих матрицу, и препятствующих движению заряженных частиц в растворе.

В реальных горных породах этот индекс изменяется от 1 до 3. Значения между 1 и 1.4 характерны для изверженных и метаморфических трещиноватых пород. Трещины хорошо соединены и наблюдается случай, близкий к теоретической картине (рис. 27, 28). Значения между 1.4 и 2 обычно присущи чистым песчаникам. Значения между 2.0 и 2.6 типичны для карбонатов, где наблюдается большая извилистость поровых каналов, так как большинство пор в карбонатах не связаны между собой.

a – значение параметра пористости при пористости, равной 1. Физического объяснения для него нет, но изменение в зависимости от типа пород очевидно.

Параметр насыщения

Нефть и газ проводниками электрического тока не являются. Их присутствие в поровом канале будет уменьшать проводимость породы и увеличивать ее сопротивление.

Параметр насыщения определяется как отношение сопротивления горной породы полностью или частично насыщенной УВ к сопротивлению этой же породы, полностью насыщенной пластовой водой.

$$RI = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n}, \text{ или } \frac{1}{S_w^n} \quad (27)$$

Параметр насыщения – это функция водонасыщенности, так же это функция поровой геометрии. Присутствие проводящих глин (смектит или смесь глин) может быть причиной занижения параметра насыщения.

Главный фактор, влияющий на степень насыщения n – это смачиваемость горной породы. Вода, разделенная на отдельные капли, не может проводить электрический ток, следовательно, будет характеризоваться более высоким сопротивлением. В результате увеличение RI дает более высокое значение степени n . Для коллектора, полностью насыщенного нефтью $n = 4$. Степенной показатель n можно установить лабораторным путем.

Для определения водонасыщенности используется уравнение Арчи–Дахнова (28), в котором используются все параметры, рассмотренные ранее.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}, \text{ или } \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}}, \quad (28)$$

В общем виде это уравнение записывается в форме (29):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{K_n^m} \cdot R_w \cdot \frac{1}{R_t}} \quad (29)$$

Эффект ошибок в расчетах важнейших параметров уравнения Арчи–Дахнова. Точное определение водонасыщенности – это ключ к точной оценке запасов. Ошибки в исходных параметрах на несколько процентов могут привести к ошибкам подсчета запасов на несколько миллионов тонн УВ.

Таблица 3

Данные			
	-20%	Базовый случай	+20%
Rt	32	40	48
Rw	0,32	0,4	0,48
K _п	0,18	0,2	0,22
m	1,8	2	2,2
n	1,8	2	2.2
Нефтенасыщение пласта при изменении всех параметров			
Пессимистичный вариант	0,28		
Базовый вариант	0,5		
Оптимистичный вариант	0,82		

Таблица 3 иллюстрирует разброс значений нефтенасыщения в случае трех возможных вариантов. Если эти данные применить для конкретных цифр в формуле (29), трансформированной к вычислению нефтенасыщенности ($1 - S_w$), итоговые значения будут расходиться очень сильно.

3. Лабораторные исследования керна при оценке свойств пластов-коллекторов.

3.1. Петрофизическая характеристика коллекторов на основе анализа лабораторной базы данных.

База лабораторно-аналитических данных является основой для оценки свойств коллекторов месторождения. Результаты этих исследований позволяют получить количественные параметры горных пород, необходимых для описания коллекторов, их классификации, характеристики связей параметров для последующей интерпретации данных ГИС. Последовательность работы с базой лабораторно-аналитических данных преследует несколько целей:

1. Анализ данных лабораторных исследований для получения объективных параметров пород-коллекторов, их классификации и изучения закономерностей изменения их характеристик;
2. Петрофизическое обоснование интерпретации данных ГИС - оценка статистических параметров горных пород и их корреляционных связей, необходимых для последующей количественной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (пористость, проницаемость, водонасыщенность, плотность, акустические и электрические свойства).

Решение проблем заключается в последовательном статистическом и корреляционно-регрессионном анализе данных по керну. Главными условиями, обеспечивающими качество последующей работы, являются, во-первых, представительность статистической выборки данных (не менее 30 определений на каждый вид параметра), во-вторых, надежная увязка отбора керна и данных ГИС [1].

Увязка отбора керна и ГИС, особенно в случае неполного выноса керна из интервала проходки, является наиболее трудоемкой и неоднозначной по решению задач, требующей высокой квалификации исполнителя – геолога или петрофизика. Остановимся на отдельных моментах решения этой проблемы.

1. Структура лабораторной базы данных предусматривает наличие сведений об интервале проходки с отбором керна, реальном выносе керна, месте взятия образца для лабораторных исследований. Место взятия образца указывается от начала интервала проходки, к которому автоматически приписывается начало колонны керна. При этом колонна керна может не быть целостной, а состоять из отдельных фрагментов с возможным выпадением частей разреза. Мы же рассматриваем колонну керна как непрерывную. Поэтому данные о привязке керна к колонне при отборе образцов в кернохранилище представляют собой только первичную информацию, которая в дальнейшем должна быть скорректирована.
2. Независимая геологическая информация о колонне керна получается при первичном описании и последующем детальном текстурном анализе [12]- рис. 29.
3. Коррекция привязки экспериментальных образцов производится на основе комплекса независимых петрофизических, геологических и геофизических данных. Дополнительной является информация о режиме бурения и данные геолого-технических исследований в процессе бурения.
4. Лабораторные петрофизические эксперименты проводятся независимо от отбора, в результате чего имеется независимая информация об изменчивости физических свойств пород по колонне керна (в соответствии с первичной информацией об отборе). Оптимальным является наличие ведений по физическим свойствам – аналогам геофизических измерений в скважинах (плотность, радиоактивные свойства и т.д.)

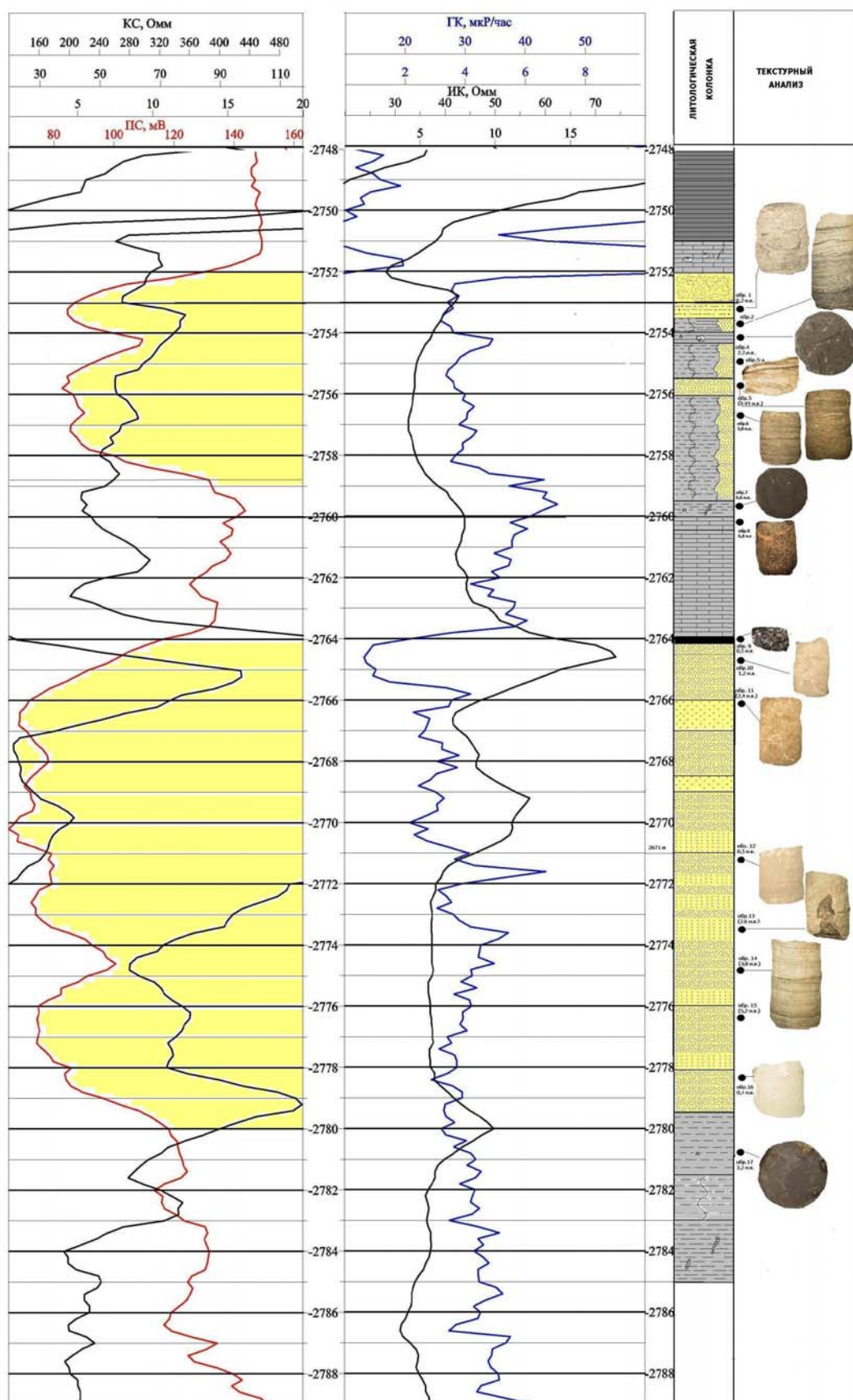


Рис. 29. Увязка данных керна и ГИС при детальном текстурном анализе

-
5. В зарубежной практике осуществляется непрерывная радиометрическая документация керна скважин для этих целей [7, 11].
 6. Геофизические измерения в скважинах несут информацию о литологическом составе, структуре и физических свойствах пород. Общеизвестны основные теоретические положения, контролирующие отображение горных пород в физических полях [13 – 16].
 7. Три независимых набора данных должны образовывать непротиворечивую систему. При этом возможно смещение как полной колонны керна, так и отдельных ее составных частей по вертикали (без перемешивания), что обязательно должно быть отражено в документации. Недопустимой является привязка керна только к одной геофизической диаграмме, например, метода ПС, т.к. в этом случае данному методу придается слишком большой вес, заранее подстраиваются типовые корреляционные связи, и нарушается объективность.

Статистический анализ. Статистический анализ ставит своей целью выявление вероятностных законов распределения различных параметров и их статистических характеристик, в первую очередь, оценок средних значений, дисперсии, асимметрии.

Анализ данных может выполняться как по отдельным скважинам с представительным отбором керна, так и по площади месторождения. Главным условием анализа является предварительное группирование данных по заранее заданному признаку, определяющему однородность выборки – литолого-минералогическому, гранулометрическому составу пород. При достаточно детальном отборе керна выборка может быть сформирована в пределах границ коллектора, вскрытого скважиной. Большинство параметров пород подчиняется в этом случае нормальному закону распределения, и получение соответствующих значений обычными программными средствами не представляет труда.

Наибольшую сложность представляет собой анализ проницаемости, разброс значений которой часто очень велик даже для более или менее однородных по литологической характеристике пород, а закон распределения близок к логнормальному. Для сопоставления проницаемости, полученной по данным гидродинамических исследований, с проницаемостью по керну в практике зарубежных исследований рассматриваются три варианта усреднения лабораторных определений: арифметическое, геометрическое и гармоническое [7, 8].

Выбор способа усреднения зависит от мощности и условий залегания прослоев, слагающих коллектор. Для случая плоскопараллельных систем слоев относительно большой мощности с небольшими углами падения предпочтительным является арифметическое или гармоническое среднее, косослоистых серий – геометрическое, тонкослоистых – гармоническое.

Для характеристики неоднородности коллектора по проницаемости целесообразно применение статистических параметров дисперсии (среднего квадратического отклонения) и коэффициента вариации. Изменение коэффициента вариации в пределах от 0 до 0.5 характеризует однородный коллектор, от 0.5 до 1.0 – неоднородный, более 1.0 – очень неоднородный.

Аналогичную характеристику дают вычисления статистических коэффициентов Дикса-Парсонса и Лоренца [7].

При анализе вертикального разреза скважины важным параметром является характеристика пространственной взаимосвязи соседних отсчетов проницаемости, которая может быть определена через автокорреляционную функцию, радиус корреляции которой является количественной оценкой. Более общей характеристикой является вариограмма (семивариограмма), рассчитываемая через накопленную дисперсию величин проницаемости на различных расстояниях (глубинах). Предельное расстояние, при котором вариограмма приближается к порогу осцилляции, также характеризует пространственную изменчивость проницаемости. Периодичность автокорреляционной функции или осцилляций вариограммы характеризует периодичность (повторяемость) изменений проницаемости по разрезу [7].

Наборы статистических параметров, характеризующих распределение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов – пористости и проницаемости, используются для выделения и районирования основных типов петрофизических разрезов. Как правило, типы петрофизических разрезов имеют отчетливые литолого-минералогические различия вследствие условий осадконакопления и могут быть районированы в пределах месторождения, создавая определенную зональность.

Вариант такого обобщения литологических и петрофизических данных с привлечением материалов ГИС на примере Крапивинского месторождения приведен в работе [9] - рис. 30, 31. На основании большого объема фактического материала для продуктивного пласта Ю₁³ установлено:

- по своей гранулометрической структуре пласт Ю₁³ относится к песчаникам регрессивного типа, где отмечается закономерное увеличение зернистости обломочного материала от подошвы резервуара к его кровле;
- пласт имеет покровный характер развития и прослеживается на обширной территории юго-восточной части Западно-Сибирской плиты;
- особенности литологического строения и фильтрационно-емкостной неоднородности пласта, изученные по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам, позволяют выделить в пределах Крапивинского поднятия четыре литотипа разреза [9].

Для первого литотипа разреза характерна следующая последовательность фильтрационной неоднородности коллектора по разрезу:

- высокопроницаемая (100 – 1000 мДарси) песчаная пачка выделяется в кровле пласта;
- среднепроницаемая (1 – 100 мДарси) песчаная пачка характерна для средней части пласта;
- низкопроницаемая (< 1 мДарси) песчаная пачка свойственна нижним частям пласта.

Форма кривой ПС каротажа для данного литотипа разреза имеет воронкообразный вид.

В зависимости от значений коллекторских свойств и кровельной части пласта для первого литотипа разреза можно выделить три подтипа:

- подтип 1а – величина проницаемости кровельной части пласта составляет сотни и первые тысячи мДарси, дебиты нефти в разведочной скважине скв.208 на 8мм штуцере достигали $230\text{м}^3/\text{сут}$;
- подтип 1б – величина проницаемости кровельной части пласта изменяются от десятков до сотен мДарси, дебиты нефти в разведочных скважинах на 8мм штуцере изменяются в пределах от $56\text{м}^3/\text{сут}$ (скв. 203) до $95\text{м}^3/\text{сут}$ (скв.201);
- подтип 1в – проницаемость кровельной части пласта снижением до первых десятков мДарси, дебиты нефти в разведочных скважинах изменяются в пределах от $4,6\text{м}^3/\text{сут}$ (скв. 191, штуцер 2,4 мм) до $7,6\text{м}^3/\text{сут}$ (скв.204, штуцер 3,2 мм);

Во втором литотипе не наблюдается значительное деление резервуара по коллекторским свойствам, для него характерно более однородное распределение фильтрационно-емкостных характеристик в разрезе. Значения проницаемости здесь изменяются в пределах 10-100 мДарси, дебиты нефти в разведочных скважинах изменяются в пределах от $26\text{м}^3/\text{сут}$ (скв.220, Ндин.-847м) до $50\text{м}^3/\text{сут}$ (скв.223, штуцер 8 мм); Форма кривой ПС-каротажа имеет блоковый вид. Разрезы выделяемого литотипа слагает литофация массивных, неясно либо горизонтально-слоистых, мелкозернистых слабоглинистых песчаников и алевролитов. Отмечаются следы жизнедеятельности животных. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,38-0,2, медианный размер (Md) – 0,15-0,1, Коэффициент сортировки (S0) – 1,4-1,3, из аутигенных минералов отмечаются каолинит, гидрослюда. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р.Пассега и Г.Ф.Рожкова формирование осадка связано с микрофациями пляжей больших равнинных рек, эоловой переработкой речных осадков, с фацией направленных течений.

В третьем литотипе значения проницаемости пласта Ю_1^3 изменяются в пределах от 1-2 до 10мДарси. Участки повышенной проницаемости могут быть приурочены как кровельной (скв. 225, 197), так и нижней (скв. 218) частям пласта, что отражается в сложнопостроенной форме кривой ПС каротажа. Дебиты нефти в разведочных скважинах на 3 мм штуцере составляют 3,6 – $3,2\text{м}^3/\text{сут}$;

Осадки третьего литотипа в нижней части разреза представлены литофацией средне-мелкозернистых, среднесцементированных, градационно и горизонтально-слоистых песчаников, а в верхней - массивными, горизонтально-слоистыми, мелкозернистыми, слабоглинистыми песчаниками и алевролитами. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,3-0,16, медианный размер (Md) – 0,11-0,06, Коэффициент сортировки (S0) – 1,4-1,2. Из аутигенных минералов преобладает гидрослюда, каолинит, пирит. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р.Пассега и Г.Ф.Рожкова формирование осадка происходило в условиях морского мелководья при участии направленных течений.

Для четвёртого литотипа разреза значения проницаемости по пласту в целом не превышают 1-2 миллидарси и лишь в редких случаях отмечаются единичные прослои со значением проницаемости первые десятки и даже сотни мДарси. При испытании скважин на значительных депрессиях получены непромышленные притоки нефти, нефти и пластовой воды, либо пластовой воды.

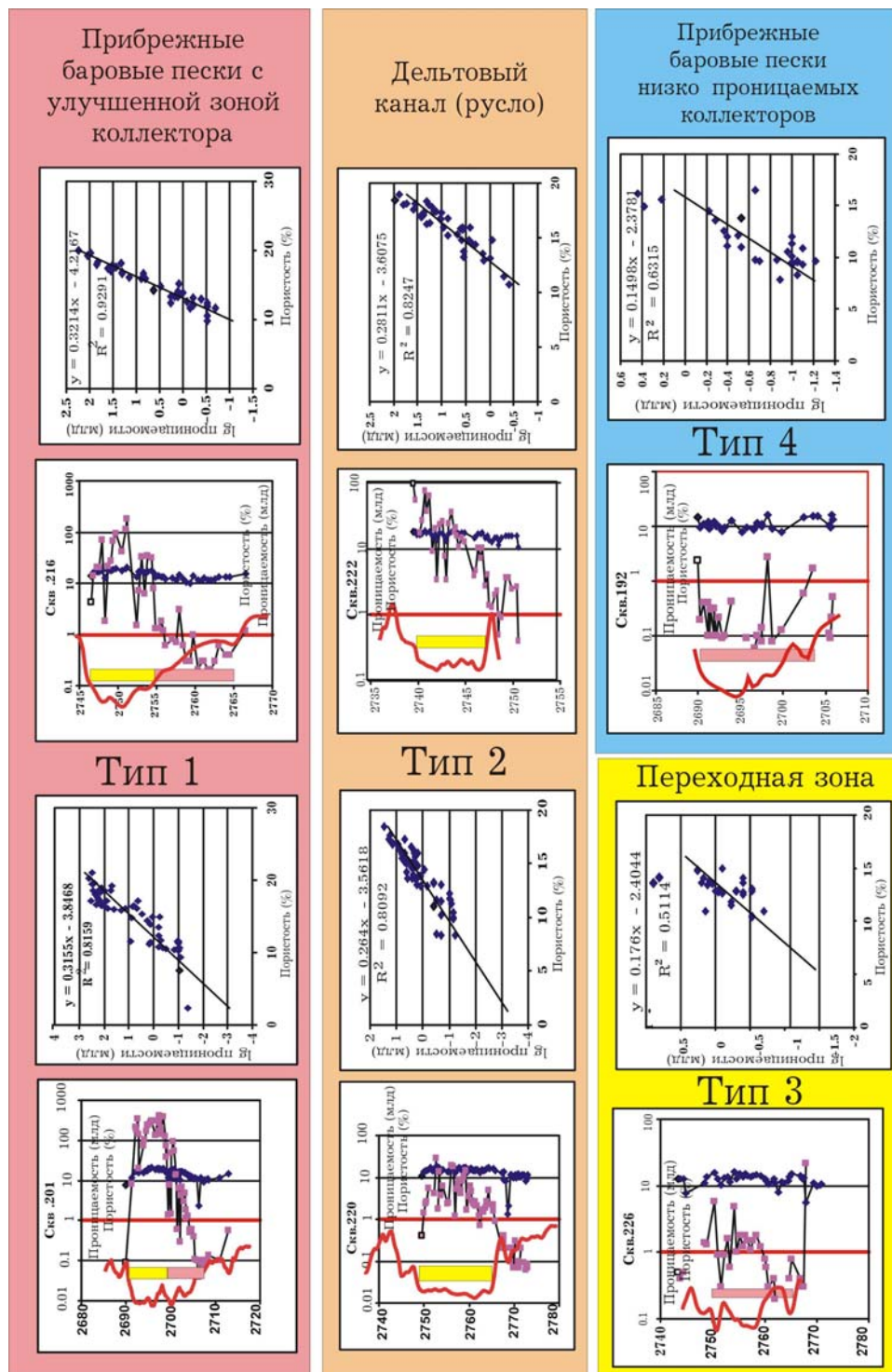


Рис. 30. Типы петрофизических разрезов Крапивинского месторождения.

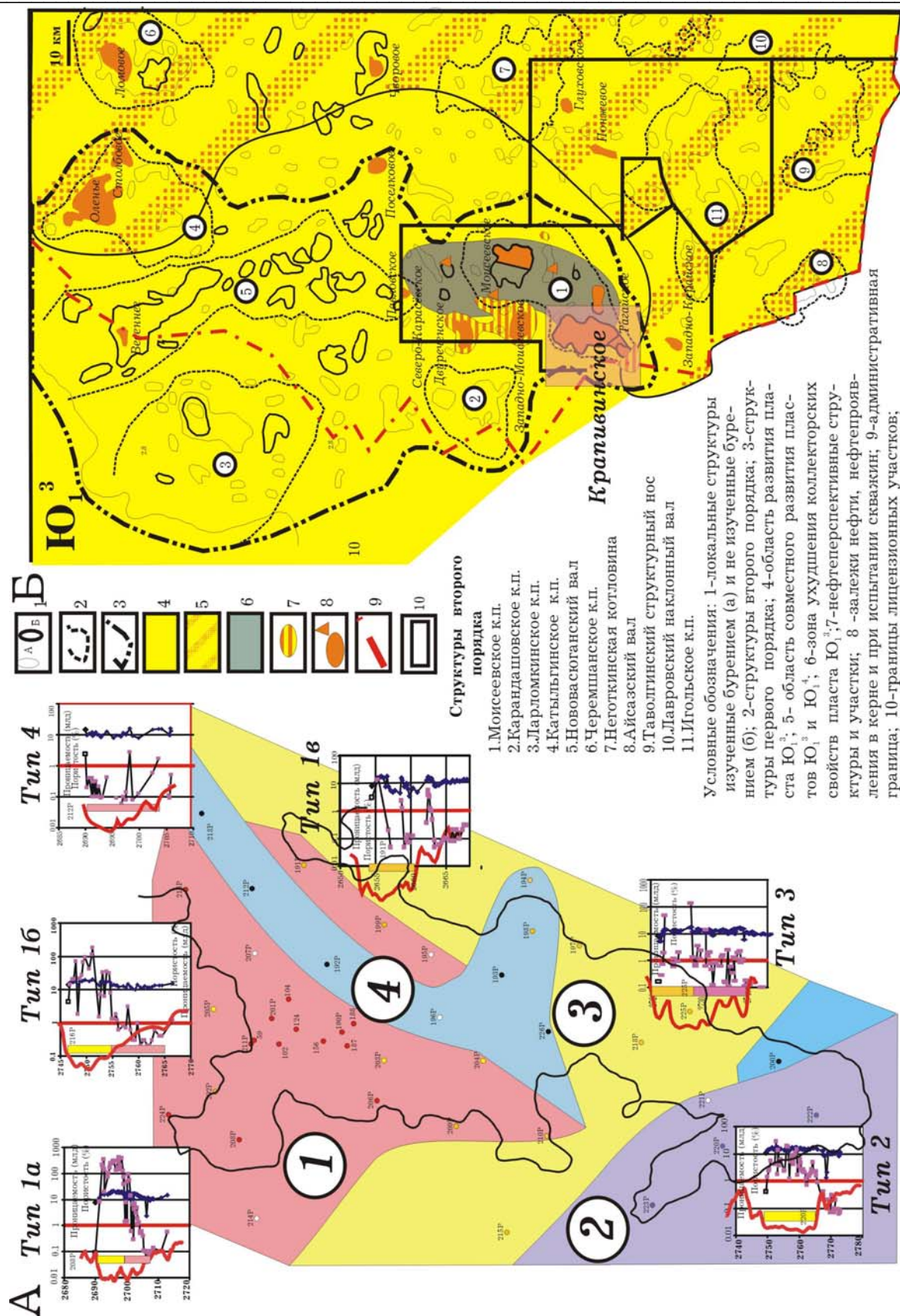


Рис. 31. Районирование территории Крапивинского месторождения по типам разрезов фильтрационно-емкостных свойств пород

Низкие фильтрационно-емкостные свойства резервуара четвёртого литотипа и результаты его испытания в колонне позволяют выделить его в ранг промышленно непродуктивных зон, либо литологических барьеров, способных расчленять нефтяное поле на ряд самостоятельных залежей. Отложения четвёртого литотипа разреза можно отнести к литофации мелкозернистых, горизонтально и косослоистых песчаников и алевролитов. Отмечается присутствие растительного детрита, следы жизнедеятельности морских организмов. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,3-0,16, медианный размер (Md) – 0,11-0,09, Коэффициент сортировки (S0) – 1,3-1,2. Из аутигенных минералов преобладает гидрослюда, сидерит, пирит. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р.Пассега и Г.Ф.Рожкова формирование осадка происходило в условиях морского мелководья при участии вдольбереговых течений.

Корреляционный анализ. Корреляционный анализ взаимосвязей (одномерный или многомерный) различных петрофизических параметров, полученных по керну, является необходимым этапом. В первую очередь этот анализ дает информацию о взаимовлияниях различных элементов состава и физических свойств пород, помогая выявлять причины вариаций и факторы пространственной зональности фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов месторождения. Наиболее важным элементом является поиск и оценка связей между фильтрационно-емкостными величинами, определяющими эксплуатационные свойства коллекторов.

В качестве примера - база лабораторно-аналитических данных по Крапивинскому месторождению достаточна для оценки количественных связей пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, карбонатности и других физических параметров. На рис. 31 – 32 показаны комплексные взаимосвязи петрофизических параметров (пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности) и гранулометрических характеристик коллекторов, которые однозначно показывают влияние размера зерен преобладающей фракции на соотношение пористости – проницаемости, пористости – остаточной водонасыщенности песчаников. Увеличение доли грубо- и крупнозернистого материала приводит к резкому повышению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Крапивинского месторождения. Типичным является сам тип связи параметров: для пористости – проницаемости – прямо пропорциональный нелинейный (полулогарифмический) – рис. 32, 33. Эти взаимосвязи базовых петрофизических параметров изменяются по вертикали и площади месторождения, сохраняя общий вид полулогарифмической зависимости проницаемости от пористости или линейный остаточной водонасыщенности от пористости в соответствии с неоднородным распределением песчаного материала в различных литотипах и литофациях, отображая общий регрессивный характер и изменение фациальных условий осадконакопления - рис. 34.

Важной особенностью является тот факт, что распределение характеристик взаимосвязи пористости и проницаемости, пористости и остаточной водонасыщенности является пространственно зависимым, т.е. коэффициенты уравнений закономерно изменяются по площади

месторождения, не варьируя базовой формой связи – рис. 35, 36. Коэффициенты корреляции оказываются достаточно высокими, подтверждая достоверность определений. Наблюдается

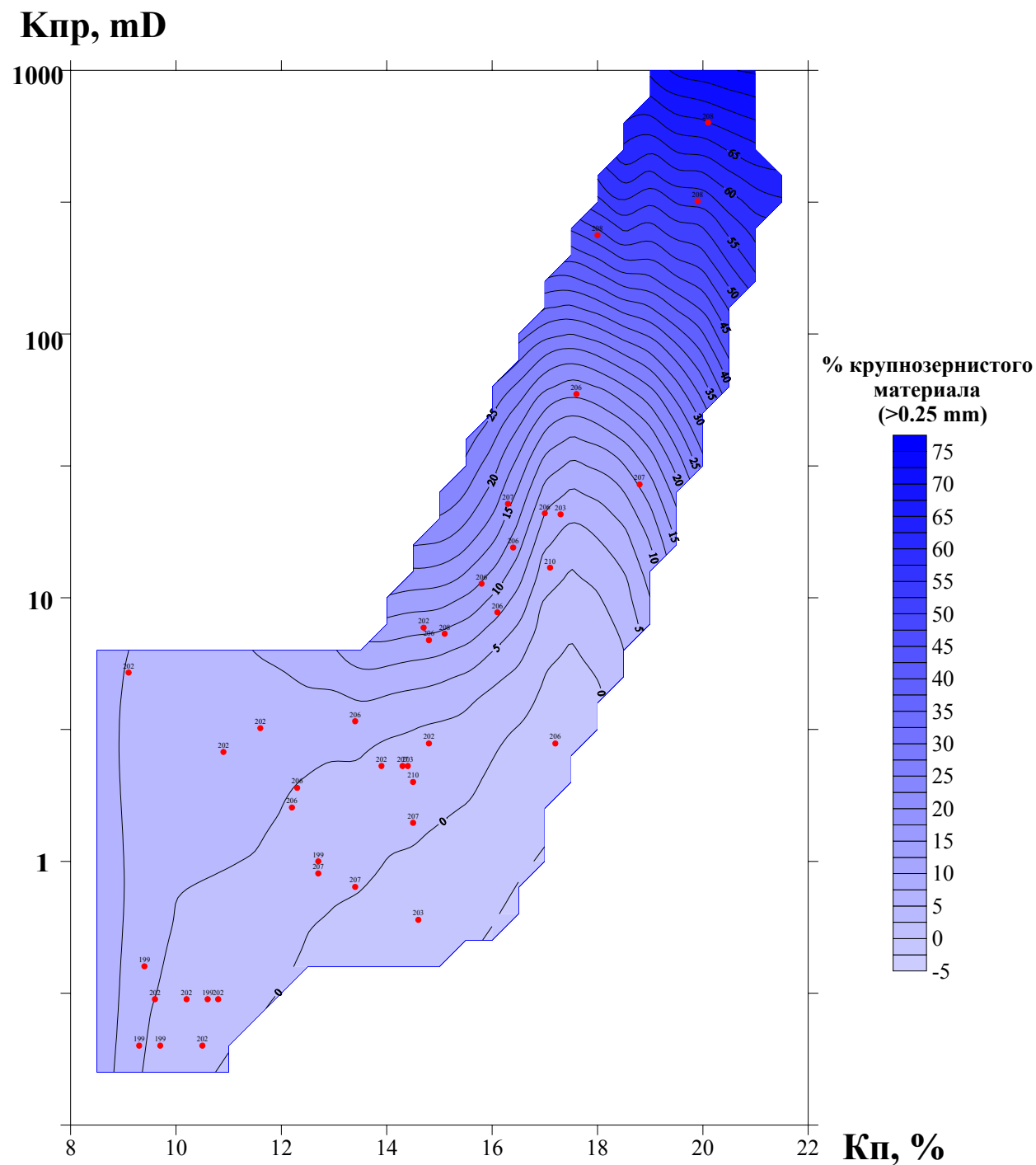


Рис. 32. Корреляционная зависимость проницаемости, открытой пористости и гранулометрического состава коллекторов Крапивинского месторождения

Кпр, mD

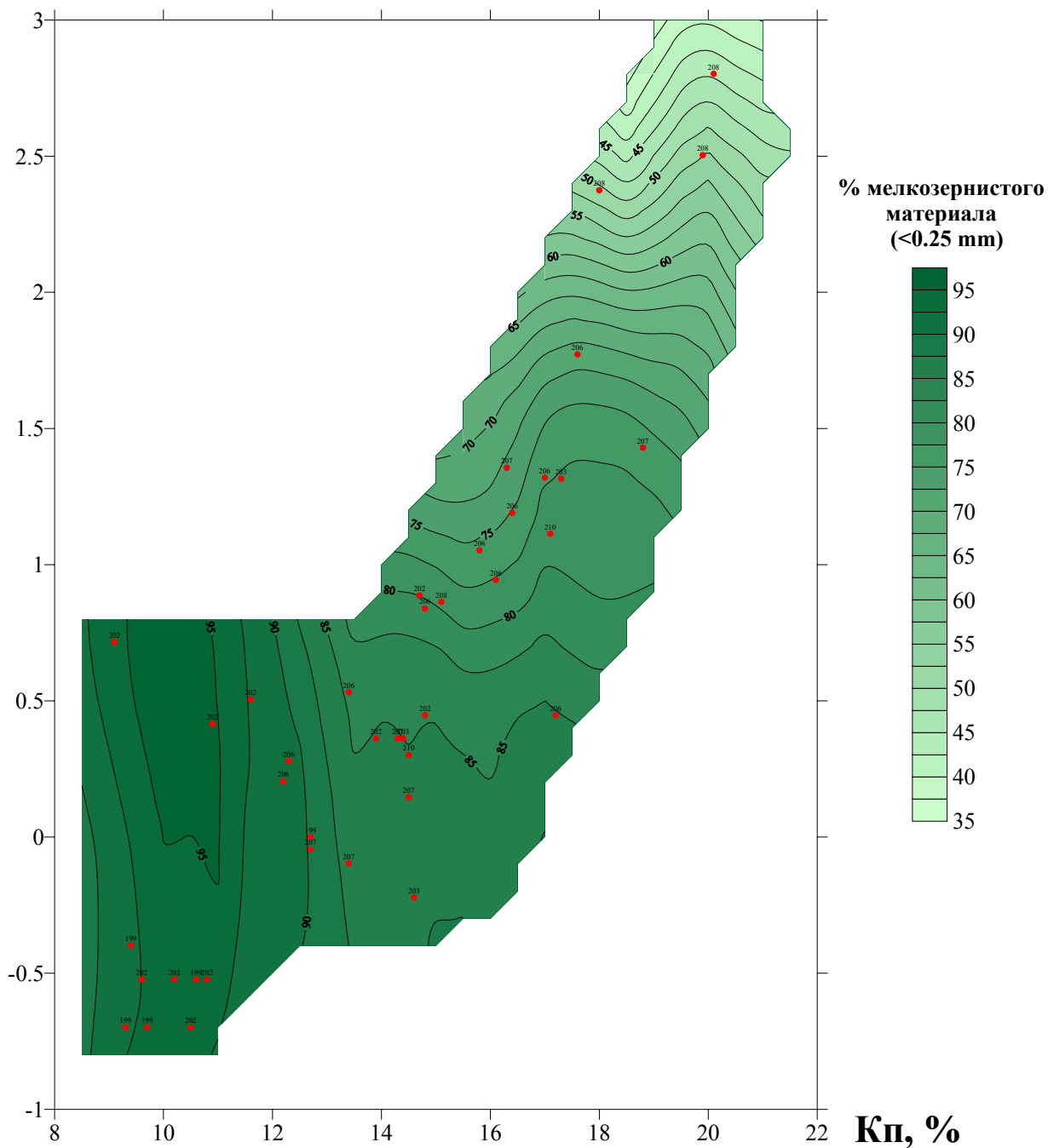


Рис. 33. Корреляционная зависимость проницаемости, открытой пористости и гранулометрического состава коллекторов Крапивинского месторождения

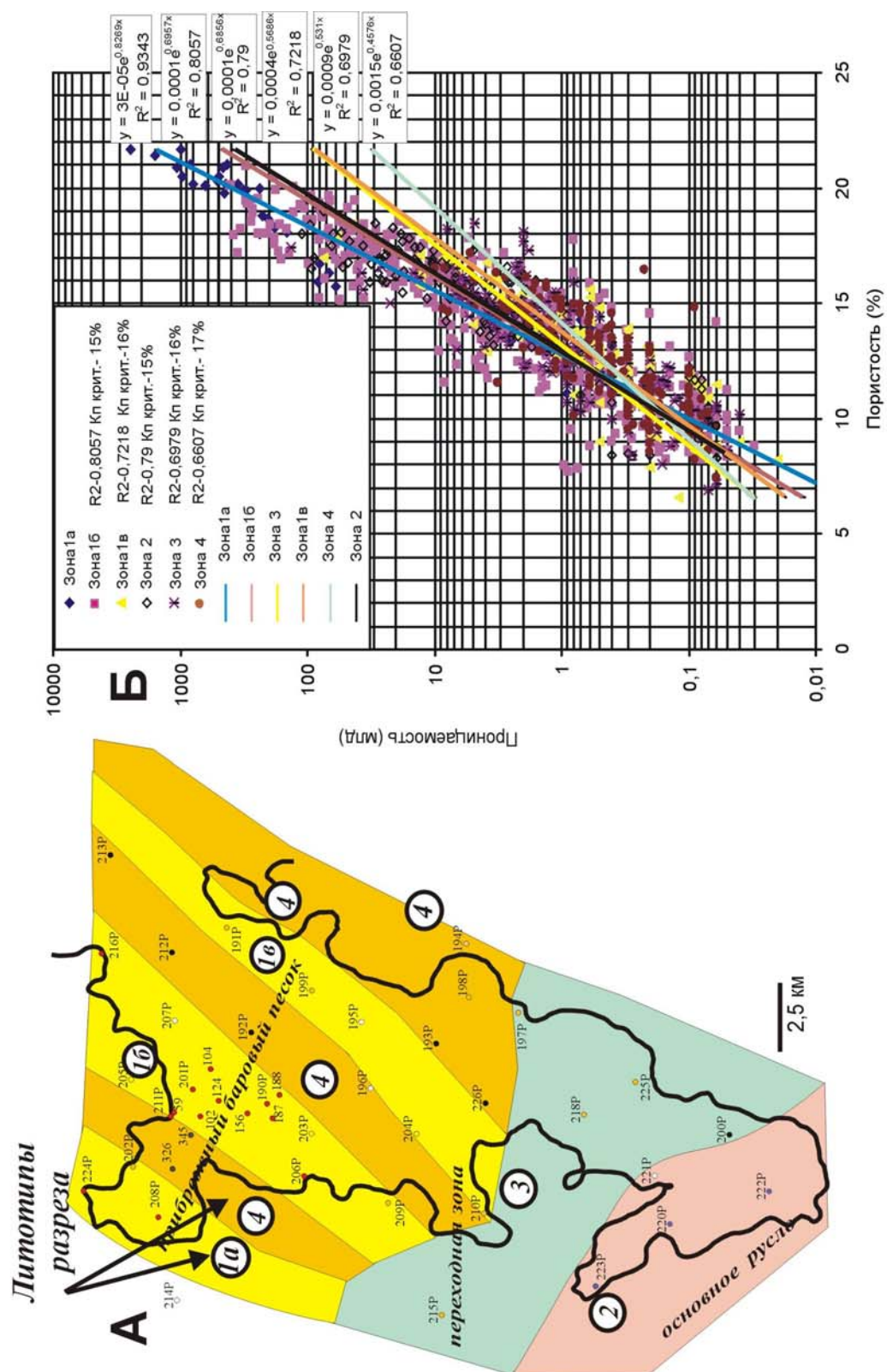


Рис. 7. Петрофизические зависимости пористости и проницаемости (Б) для выделенных литотипов разреза (А) пласта Ю³ Крапивинской площади.

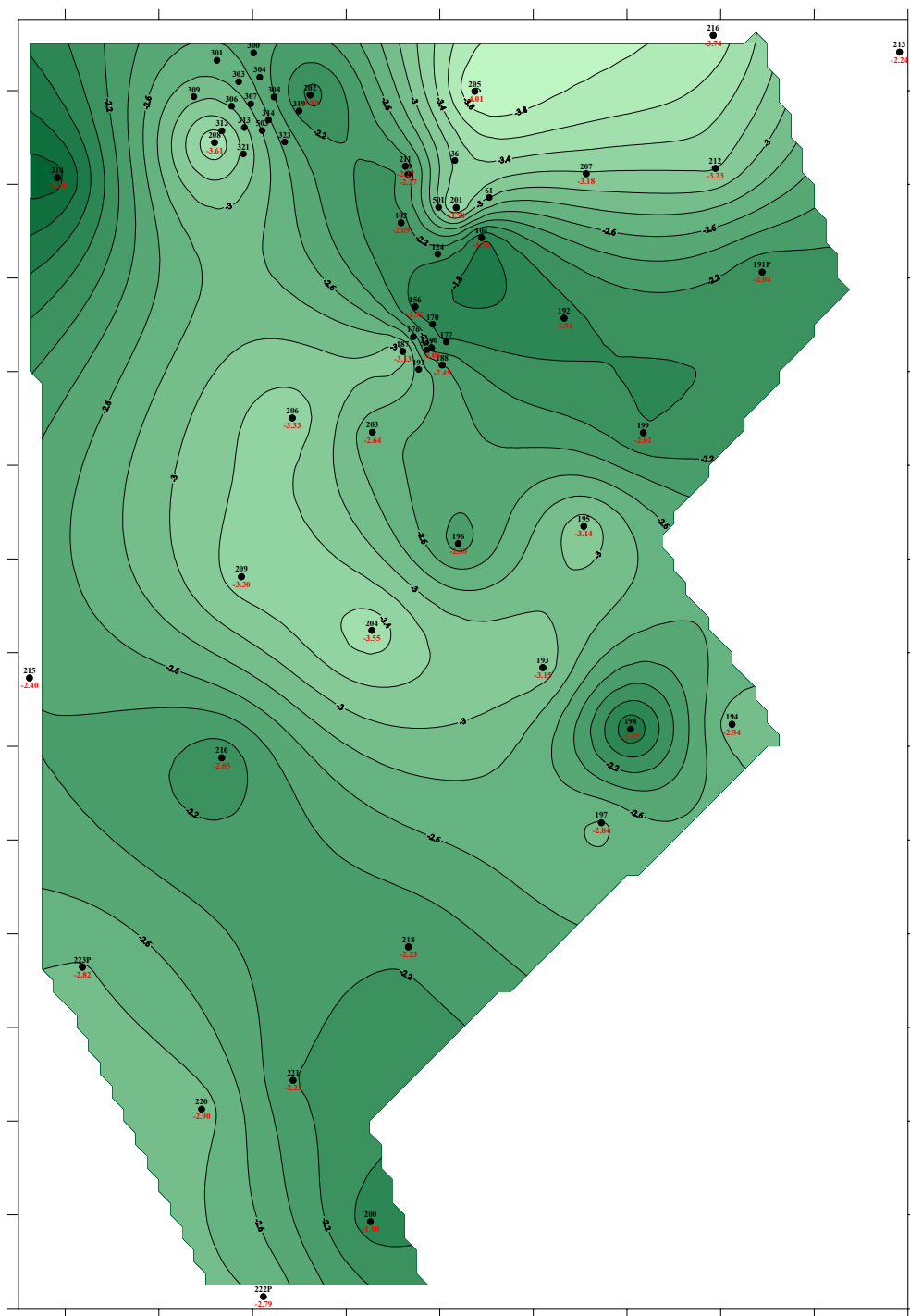


Рис. 35. Пространственное распределение коэффициента А уравнения связи пористости и проницаемости $Lg(K_{пр}) = A * K_{п} + B$ Крапивинского месторождения

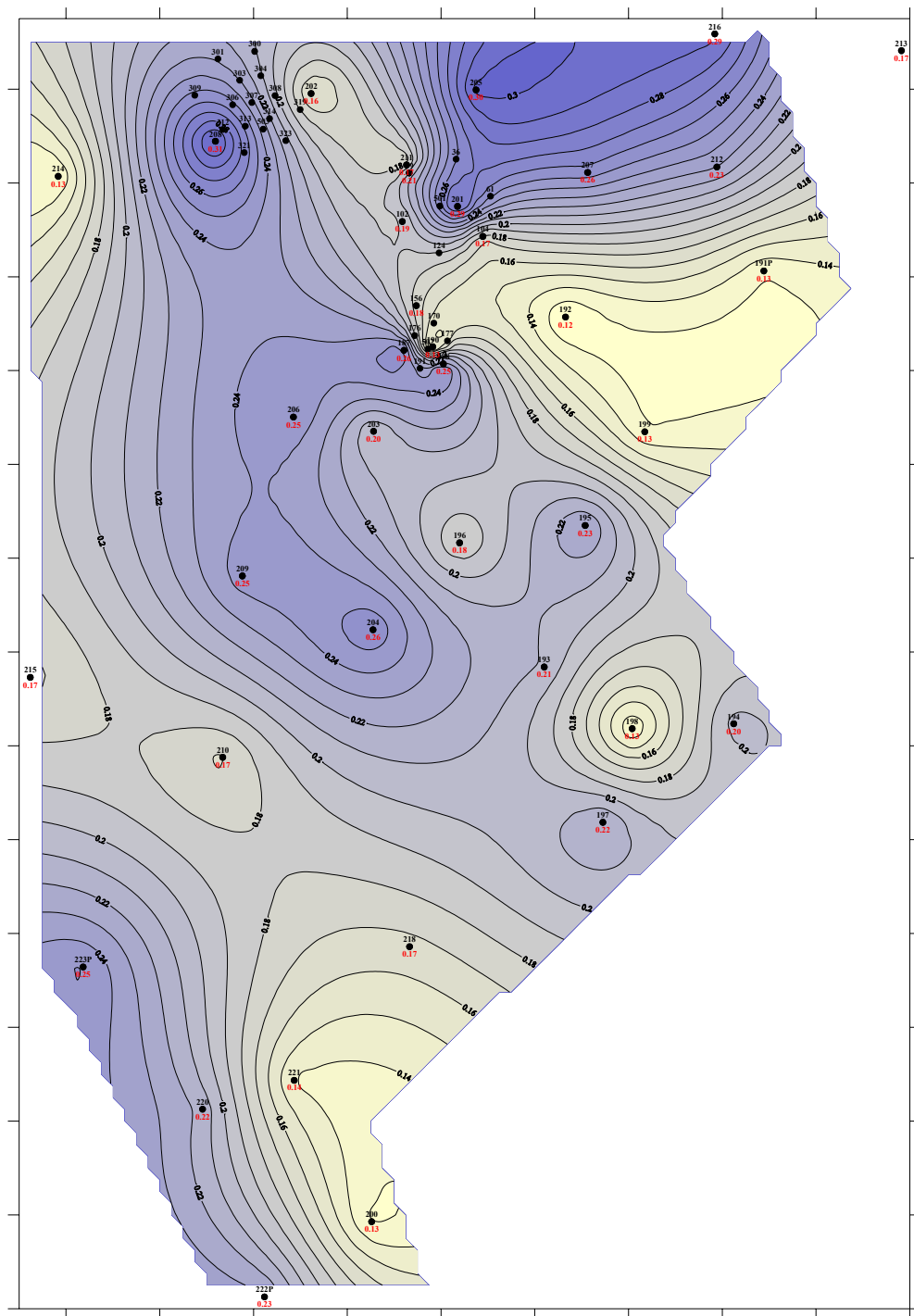


Рис. 36. Пространственное распределение коэффициента В уравнения связи пористости и проницаемости $Lg(K_{пр}) = A * K_p + B$ Крапивинского месторождения

пространственное изменение связей двух типов – северо-западного и северо-восточного простиранья, согласованное с преимущественной ориентировкой структур Крапивинского поднятия и локализацией областей различных условий осадконакопления коллекторов группы Ю₁³ – рис. 30, 31.

Изменчивость параметров связей приводит к тому, что объединение данных по всем скважинам в единый блок и получение по нему обобщенных параметров связи в данном случае оказывается неоправданным, т.к. приводит к ухудшению количественных характеристик корреляции и последующей недостоверности прогноза проницаемости по данным ГИС. Необходимо использование набора частных зависимостей, индивидуализированных по скважинам. При этом для вновь пробуренных скважин возможно интерполяция параметров уравнений, согласно данным рис. 34, 35 с последующим уточнением по данным лабораторных исследований.

3.2. Петрофизическое обоснование интерпретации данных геофизических исследований скважин

Данный вид анализа лабораторных исследований керна необходим для получения объективных связей физических и фильтрационно-емкостных параметров пород для последующего использования при интерпретации данных ГИС.

Интерпретация данных ГИС включает в себя количественные определения параметров коллекторов (эффективных толщин, коэффициентов глинистости, пористости, водо-, нефте- и газонасыщенности, проницаемости, положения межфлюидных контактов) и их пространственного распределения. Использование различных методов для решения этих задач требует наличия априорной информации по ряду параметров скелета горной породы и корреляционных связей физических (плотности, скорости пробега упругих волн, удельного электрического сопротивления и др.) и фильтрационно-емкостных (пористость, глинистость, проницаемость) свойств, которая может быть получена только по керну.

Определение базовых констант. К базовым константам, необходимым для обеспечения количественной интерпретации ГИС, относятся в первую очередь характеристики скелета горной породы (плотность скелета, скорость или время пробега упругих волн в скелете, нейтронная пористость матрицы, нейтронная пористость глинистых пород, коэффициенты уравнения Дахнова – Арчи, позволяющие рассчитывать водонасыщенность) и пластовой воды (удельное электрическое сопротивление).

Определение параметров скелета осуществляется на основе экспериментальных данных о минералогической плотности, измерений объемной плотности, открытой пористости, скорости пробега упругих волн, карбонатности.

Прямое определение плотности скелета может быть осуществлено построением гистограммы распределения минералогической плотности, модальное значение которой дает искомый параметр, или корреляционно-регрессионным анализом связи объемная плотность –

открытая пористость. Этот вид связи дает устойчивую линейную регрессию с высоким коэффициентом корреляции, а свободный член уравнения регрессии (объемная плотность при нулевой пористости) равен плотности скелета. Аналогичным путем можно определить скорость или время пробега акустических волн в скелете. Регрессионная связь скорость продольных волн – открытая пористость также дает устойчивую линейную регрессию с высоким коэффициентом корреляции, а свободный член уравнения регрессии (скорость при нулевой пористости) соответствует скорости пробега волн в скелете. Обычно это значение занижено по сравнению с измерениями в скважинах за счет пластовых условий и сжимаемости пород, что сильно чувствуется для глинистых разностей и существенно слабее для песчаников.

На рис. 37 показана гистограмма распределения минералогической плотности песчаников Крапивинского месторождения. Плотность скелета может быть определена как медианное значение закона распределения, близкого к нормальному, и составляет 2.693 г/см^3 при стандартном отклонении 0.061 и коэффициенте вариации 0.004.

Скорость и время пробега упругих волн в скелете определяются из корреляционной зависимости открытой пористости и лабораторных акустических измерений – рис. 38.

Средняя скорость пробега в скелете песчаников составляет 5115.7 м/с или 195.5 мкс/м. Эта величина незначительно изменяется по площади месторождения и может служить постоянным параметром для оценки пористости по акустическому методу. Для глинистых пород необходимо вводить коррекцию за влияние пластовых условий, т.к. сжимаемость их значительно выше.

Одной из необходимых процедур обработки данных нейтронных методов ГИС является нормализация – переход от условных единиц измерения к единицам пористости. При этом должен быть обоснован нижний предел по пористости, который выбирается по наиболее вероятному значению открытой пористости плотных карбонатизированных песчаников. Для группирования данных и определения этого параметра последовательно анализируется влияние карбонатности на пористость пород с определением нижнего предела карбонатности, существенно влияющего на пористость, а затем с помощью статистики определяется наиболее вероятное значение открытой пористости для плотных пород. Анализ поля корреляции открытой пористости и карбонатности песчаников Крапивинского месторождения (рис. 39) показывает, что процесс карбонатизации значительно снижает пористость при достаточно большой концентрации карбонатных минералов – более 5%. При карбонатности более 17.5 % разброс пористости становится случайным. Эта область (карбонатность более 17.5 %) характеризует нижний предел пористости плотных пород. По гистограмме на рис. 40 это значение пористости составляет 0.0496 или 4.96 % при коэффициенте вариации 0.001. Стандартное отклонение остается большим и составляет ± 0.0325 за счет вероятного влияния других процессов, например, глинизации.

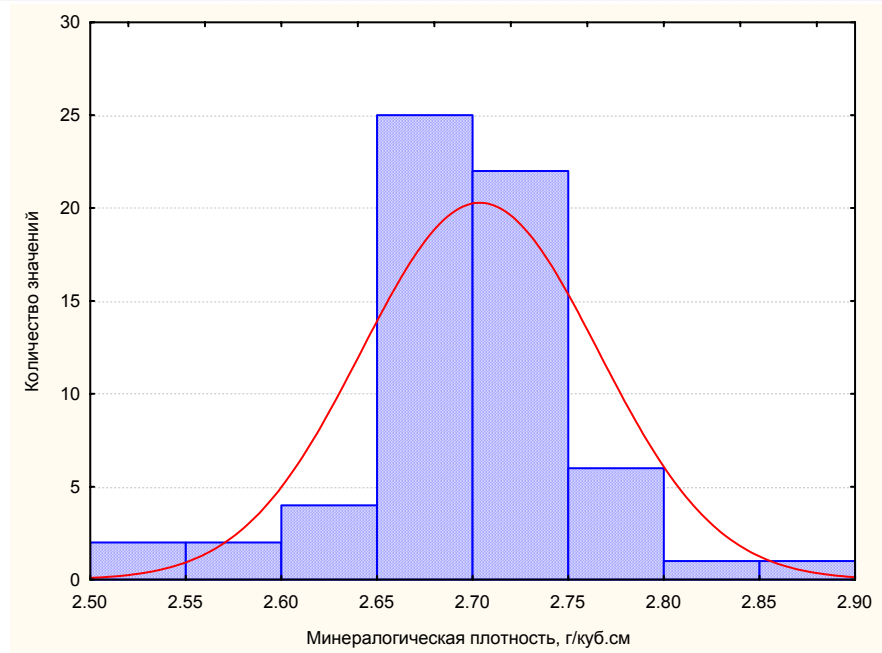


Рис. 37. Гистограмма распределения минералогической плотности песчаников Крапивинского месторождения

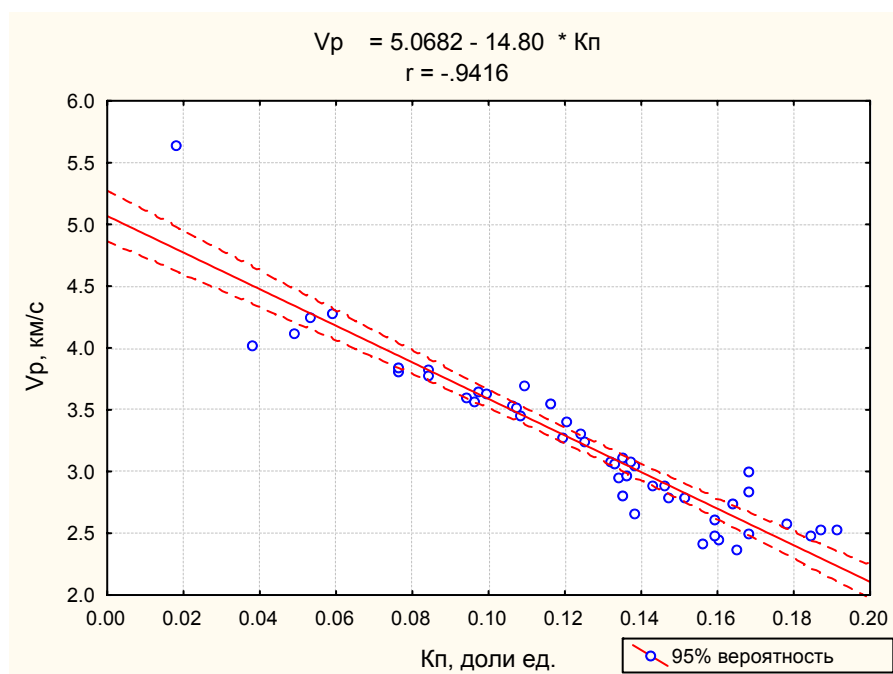


Рис. 38. Корреляционная зависимость скорости пробега продольных волн и открытой пористости песчаников Крапивинского месторождения (скв. 59)

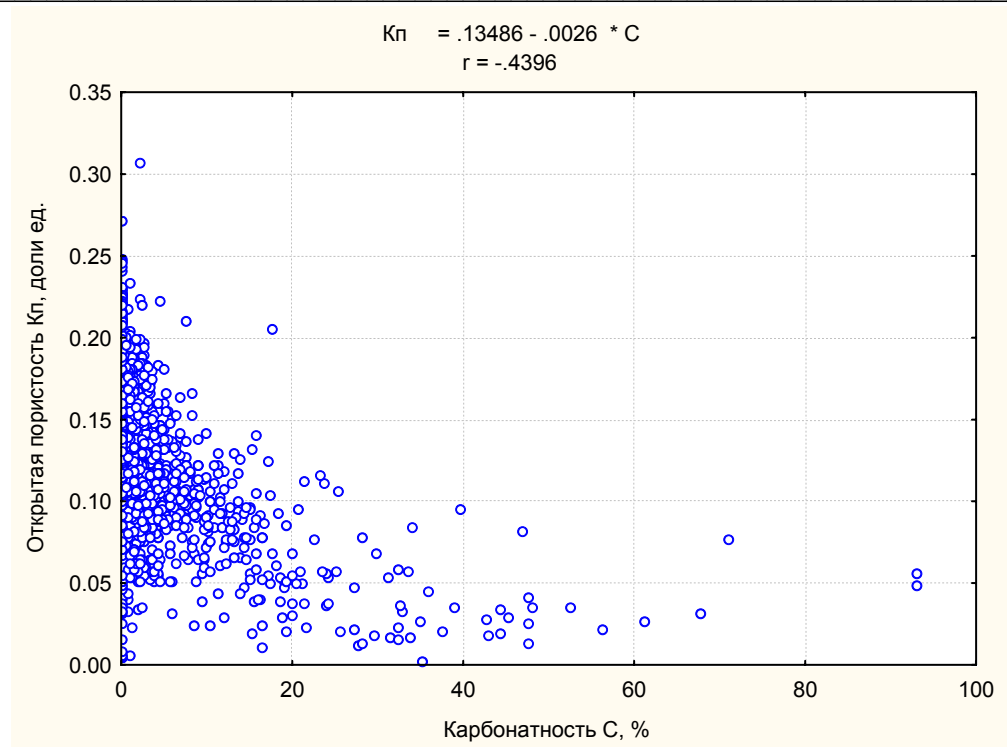


Рис. 39. Поле корреляции карбонатности и открытой пористости песчаников Крапивинского месторождения.

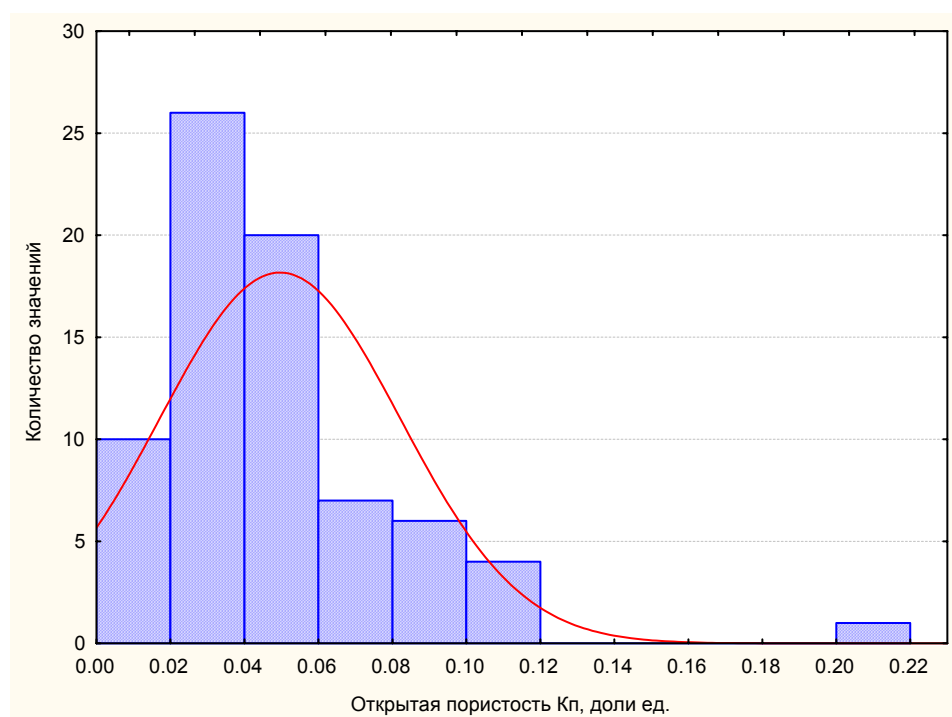


Рис. 40. Гистограмма открытой пористости плотных карбонатизированных песчаников Крапивинского месторождения (карбонатность более 17.5 %)

Верхний предел по пористости для нормализации нейтронных данных определяется по глинистым породам. Понятие глинистых пород очень широкое, поэтому в качестве основных выделим компоненты, обязательно присутствующие: во-первых, в глинистых породах обязательно есть алевритовая фракция, соответствующая по составу песчаникам (т.е. составляющие минералы – кварц, полевые шпаты, обломки пород) с размером зерен менее 0.01 мм, во-вторых, обязательно присутствуют глинистые минералы, обладающие способностью содержать воду в кристаллической решетке и адсорбировать ее, в-третьих, глинистые минералы отличаются по составу и способности адсорбировать воду, в четвертых, соотношение алевритистой и глинистой фракций заранее неизвестно и должно быть определено методами литолого-минералогического анализа, включая качественный и количественный состав глинистых минералов.

Наиболее распространенными глинистыми минералами являются каолинит, хлорит и гидрослюда, монтмориллонит. В таблице 4 сконцентрированы сведения по основным характеристикам различных глинистых минералов, встречаемых в продуктивных коллекторах.

Таблица 4.

Глинистые минералы и некоторые их характеристики (без содержания гигроскопической воды) [17].

Минерал	Плотность, г/см ³	Массовое содержание химически связанной воды, %	Эквивалентная объемная влажность, %
Каолинит	2.62	14	36.6
Гидрослюда	2.81	6.6	18.6
Серицит	2.76	4.5	12.4
Глауконит	2.50	8.3	20.7
Монтмориллонит	2.50	16.9	42.2
Хлорит	2.72	13	35
Смешанные глины, ряд гидрослюда-монтмориллонит	2.64	6.1	16.2
Смешанные глины, ряд каолинит-монтмориллонит	2.60	13.6	35.4
Смешанные глины, ряд каолинит-гидрослюда-монтмориллонит	2.63	12.8	33.7

В отсутствие конкретных сведений, дающих количественное определение объемов алевритистой и глинистой фракций, содержания определенных глинистых минералов, но при заданном составе смешанных глин, можно принять соотношение алевритов и глин равным 50 %. Тогда влияние глинистой фракции, допустим, представленной смешанными каолинит-гидрослюда-монтмориллонит глинами на показания нейтронного метода определится как произведение $0.5 * 0.337 = 0.1685$. Влияние алевритистой фракции, аналогичной по составу песчаникам, можно оценить по величине остаточной водонасыщенности песчаников с минимальной глинистостью (обычно для них открытая пористость более 20 %). На рис. 17 показана гистограмма остаточной водонасыщенности безглинистых песчаников Крапивинского месторождения (пористость более 20 %). Среднее значение Sw_i составляет 0.286 при стандартном отклонении 0.059, следовательно,

для приближенной оценки вклада скелета (за счет капиллярно связанной воды) в показания нейтронных методов можно принять произведение $0.286 * 0.5 = 0.143$. Суммарный вклад глинистых пород оценивается в этом случае как сумма $0.1685 + 0.143 = 0.308$. Отсюда следует, что нормализация показаний нейтронного метода для пород Крапивинского месторождения должна осуществляться в следующих пределах по нейтронной пористости: плотные карбонатизированные песчаники $Kп = 5 \%$, глинистые породы – $Kп = 31 \%$. Следует отметить, что часто верхний предел по $Kп$ для нейтронных методов принимают равным 40% . Это может быть справедливо для применения при нормализации показаний НК против крупных каверн, но при использовании схемы опорных пластов значения предельных показаний должны быть обоснованы по керну.

Для определения водонасыщенности пород при интерпретации данных ГИС широко используется уравнение Дахнова – Арчи, представляемое в виде [13 – 16]:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{Kn^m R_t} \right)^{1/n} \quad (30)$$

где a , m , n – постоянные коэффициенты, зависящие от типа горной породы, R_w - удельное электрическое сопротивление пластовой воды, R_t - удельное электрическое сопротивление пласта, Kn – коэффициент пористости, S_w - водонасыщенность

Коэффициенты a , m , n определяются по данным лабораторной петрофизики – измерению параметра пористости F и параметра насыщенности RI . Эти величины определяются в лабораторных условиях по различным соотношениям сопротивлений:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \alpha Kп^{-m} \quad (31)$$

$$RI = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \quad (32)$$

где R_w - удельное электрическое сопротивление пластовой воды, R_t - удельное электрическое сопротивление пласта, содержащего флюид, R_o - удельное электрическое сопротивление породы, на 100% насыщенной пластовой водой.

Корреляционно-регрессионный нелинейный (обычно логарифмический) анализ связей $F = f(Kп)$ и $RI = f(S_w)$ позволяет оценить значения констант a , m , n - рис. 41, 42.

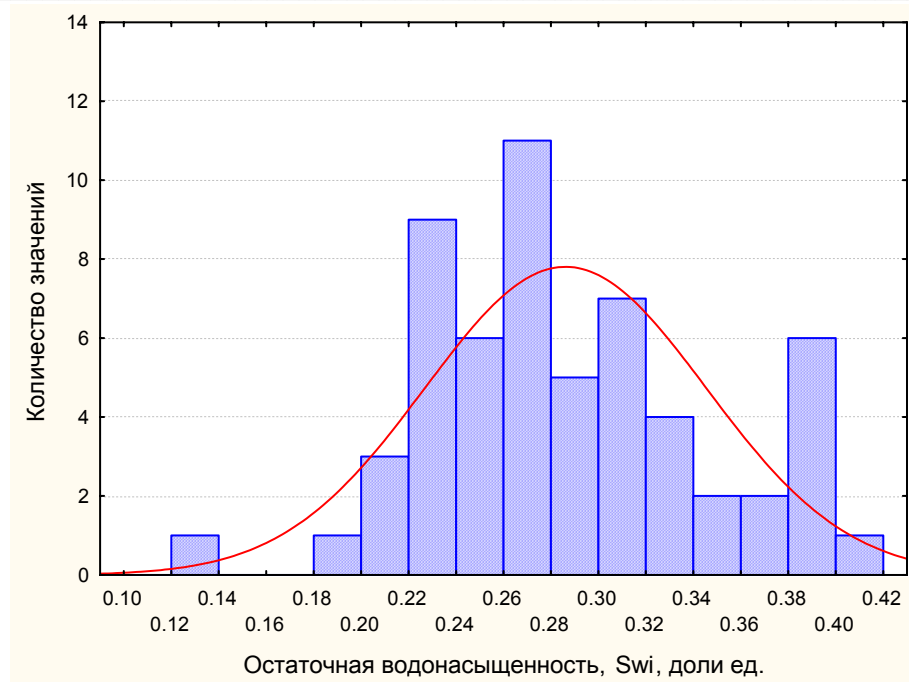


Рис. 40. Гистограмма распределения остаточной водонасыщенности чистых песчаников Крапивинского месторождения ($K_p > 0.2$)

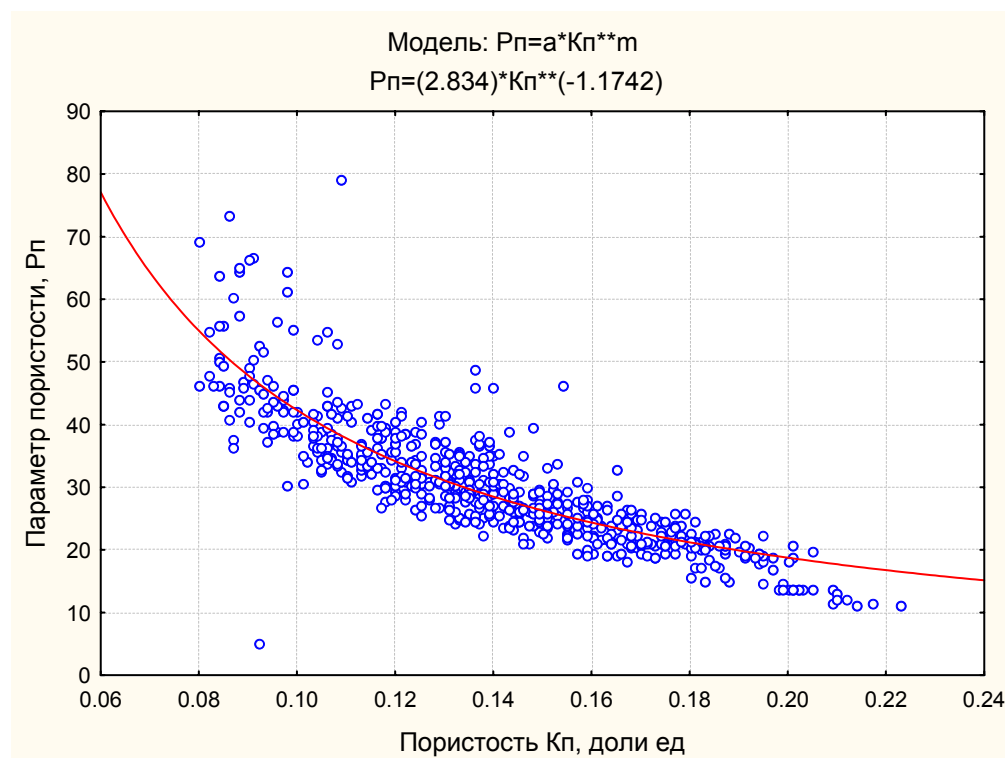


Рис. 41. Определение значения констант a , m уравнения Дахнова – Арчи методом нелинейного корреляционно-регрессионного анализа для коллекторов Крапивинского месторождения

Естественным остается требование к правилам исходного группирования данных для анализа. Недопустимым является смещение данных по различным литологическим группам горных пород. Это приводит к значительным ошибкам в определении расчетных параметров. Как видно из рис. 17 значение $a = 2.834$, $m = -1.17$ для песчаников Крапивинского месторождения, и они значительно отличаются от констант Арчи ($a = 1$, $m = 2$) и Гамбла ($a = 0.62$, $m = 2.15$), которые обычно закладываются по умолчанию в пакетах обрабатывающих программ ГИС (Petro View, Elan Plus и др.)

Вышесказанное полностью относится и к рис. 19, где определена константа n . Она равна 1.986 в отличие от константы Арчи ($n = 2$), которая закладывается по умолчанию при обработке ГИС. Влияние этих коэффициентов может значительно сказаться на реальных прогнозах коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности.

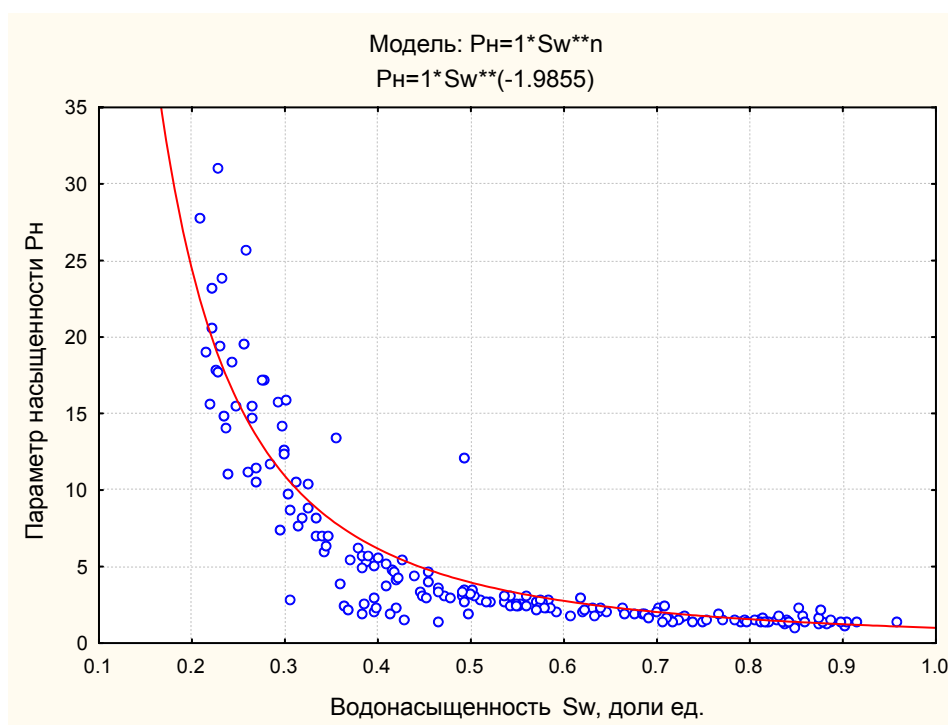


Рис. 42. Определение значения константы n уравнения Дахнова – Арчи методом нелинейного корреляционно-регрессионного анализа для коллекторов Крапивинского месторождения

Корреляционный анализ связей «керна-ГИС». Данный вид анализа проводится с целью установления аналитических формул для определения различных фильтрационно-емкостных параметров коллекторов непосредственно по данным ГИС. Сразу следует отметить, что опыт исследований такого типа по различным нефтегазоносным провинциям показал отсутствие

универсальных эмпирических связей между величинами пористости, водонасыщенности, проницаемости и показаниями различных методов ГИС, хотя в отдельных случаях достигаются весьма неплохие результаты. Даже в пределах одного, казалось бы однородного по условиям формирования месторождения, формы связи и коэффициенты уравнений варьируют в достаточно широких пределах. Тем не менее, общим требованием регламентных документов [1] остается обязательным пункт, связанный с прямым анализом соотношений показаний ГИС и определений по керну (обязательные петрофизические связи) с получением соответствующих уравнений вида:

1. Коэффициент общей (открытой) пористости

- интервальное время пробега упругих волн
- объемная плотность
- удельное электрическое сопротивление
- диффузионно-адсорбционный потенциал

2. Глинистость (весовая, объемная, относительная)

- относительная амплитуда поля ПС
- относительные показания радиоактивности ГК

3. Проницаемость

- общая (открытая) пористость

Удовлетворительные формы связи достигаются в рамках систем пористость – объемная плотность (данные гамма-гамма плотностного каротажа), пористость – интервальное время пробега продольных упругих волн (данные акустического каротажа), глинистость – относительная амплитуда поля ПС (картаж СП), глинистость – относительные показания радиоактивности (гамма картаж) // при условии хорошей увязки керна и каротажа.

Большинство петрофизиков анализирует связи метода полей самопроизвольной поляризации (метод ПС) и фильтрационно-емкостных параметров в силу сложившейся порочной практики ограничения комплекса ГИС, когда необходимые материалы просто отсутствуют (не были проведены ГИС методами плотностного, акустического и т.д. каротажей) или отбор керна проведен без обеспечения необходимым комплексом ГИС – далее возможны варианты, которых не счесть и с которыми мы сталкиваемся в практике ежедневно.

Хотелось бы отметить один вид связей, который на наш взгляд обязателен. Это связь данных ГИС и объемной глинистости. Данные по объемной глинистости участвуют во всех процедурах коррекции пористости по различным методам ГИС (плотностной, акустический, нейтронный каротаж), определении водонасыщенности по электрическим методам, характеристике типа коллектора и т.д. Важно знать и качественную (состав глинистой фракции) и количественную (объемные соотношения различных типов глинистых минералов и алевритистой фракции) характеристику пород – не надо объяснять почему.

Реально можно оценить только объемные соотношения – коэффициент глинистости - относительная амплитуда поля ПС (α -ПС), глинистость – относительные показания

радиоактивности (ГК). В рамках работ по изучению Крапивинского месторождения данный вид связи был изучен и получены результаты, представленные на рис. 43 – 45 [9].

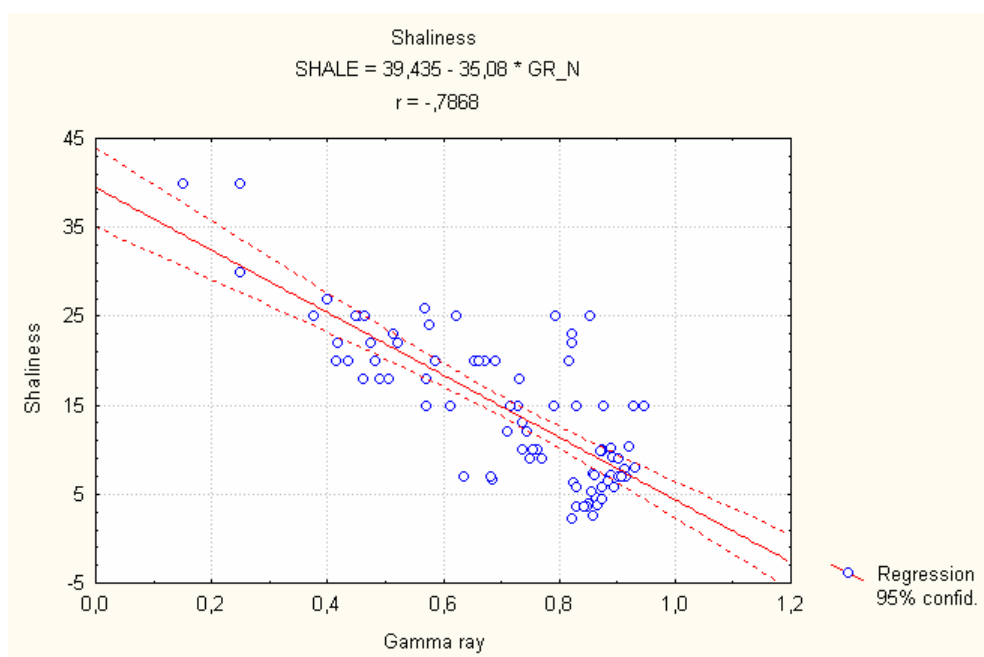


Рис. 43. Корреляционная зависимость между глинистостью по керну и объемной глинистостью по ГК

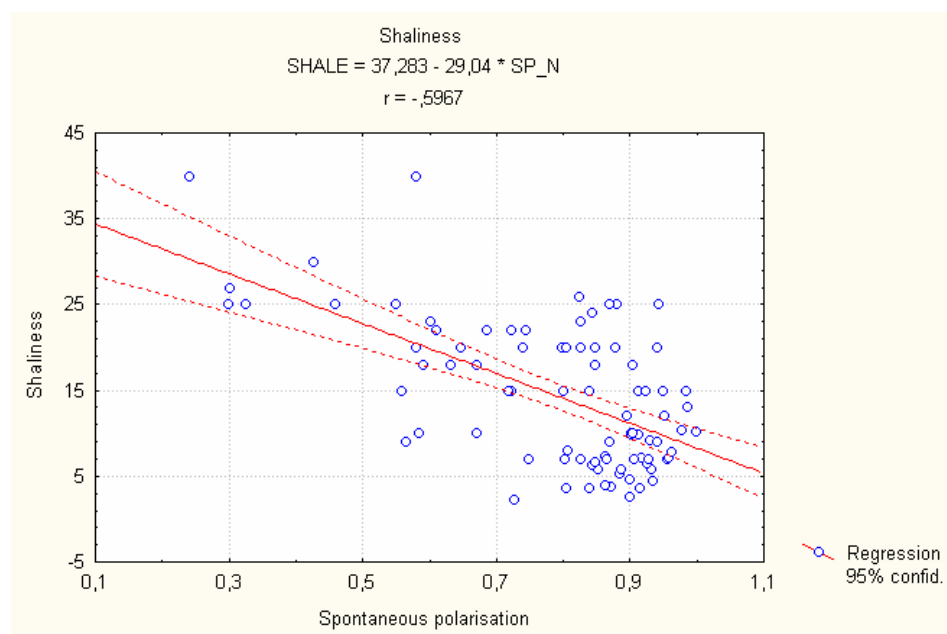
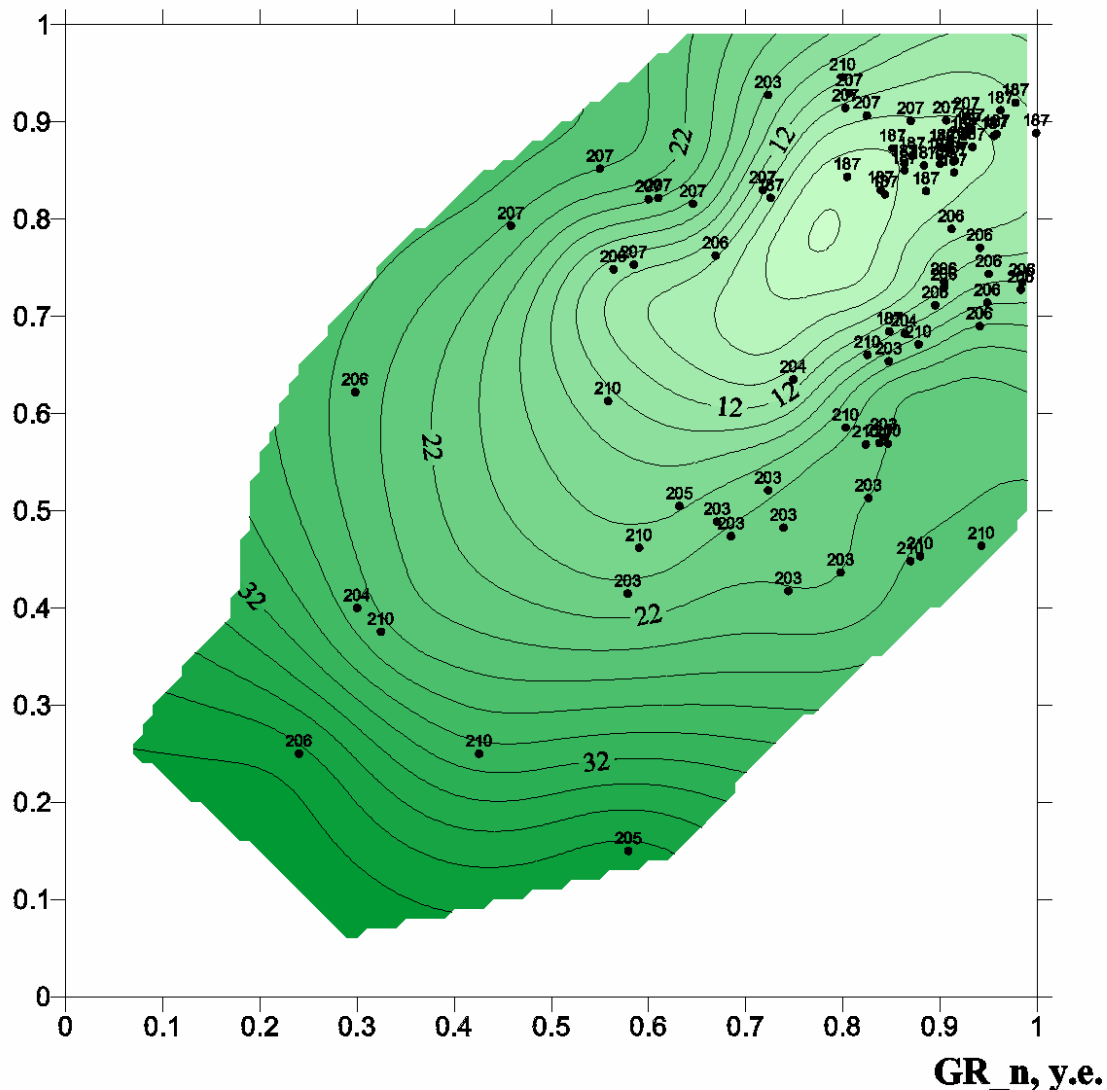


Рис. 44. Корреляционная зависимость между глинистостью по керну и объемной глинистостью по ПС

SP_n, у.е.



210
• - номер скважины с фактическим определением глинистости
30 - изолинии глинистости пород

Рис. 45. Связь распределения глинистости песчаников пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения от нормированных показаний методов ПС и ГК

Из рис. 43 – 44 следует, что ни один из рекомендуемых в литературе [18,19] методов не дает достаточно надежного обеспечения определения глинистости непосредственно из данных ГИС. Это естественно, т.к. в первом методе (ПС) не учитывается качественный состав глинистых минералов, имеющих различную емкость катионно-анионного обмена, а во втором методе (ГК) не учитывается радиоактивность матрицы – искажения, связанные с присутствием радиоактивных минералов в алевритовой фракции пород. Наилучшим образом характеризуется определение

глинистости пород по комбинационным данным, которое характеризуется эллиптическим уравнением связи и дает наименьшую погрешность – на уровне 3 – 4 % объемной глинистости. Этот предел, видимо, наиболее реален для практических оценок объемной глинистости.

Физические свойства пластовых флюидов. Из всего набора вариантов пластовых флюидов для целей петрофизической интерпретации наибольшее значение имеет удельное электрическое сопротивление пластовой воды R_w , участвующее в формуле Дахнова – Арчи для вычисления водонасыщенности горных пород [11, 21].

Для точного определения R_w существует две методики:

- 1 – по химическому составу природных вод коллекторов
- 2 – по данным метода ПС

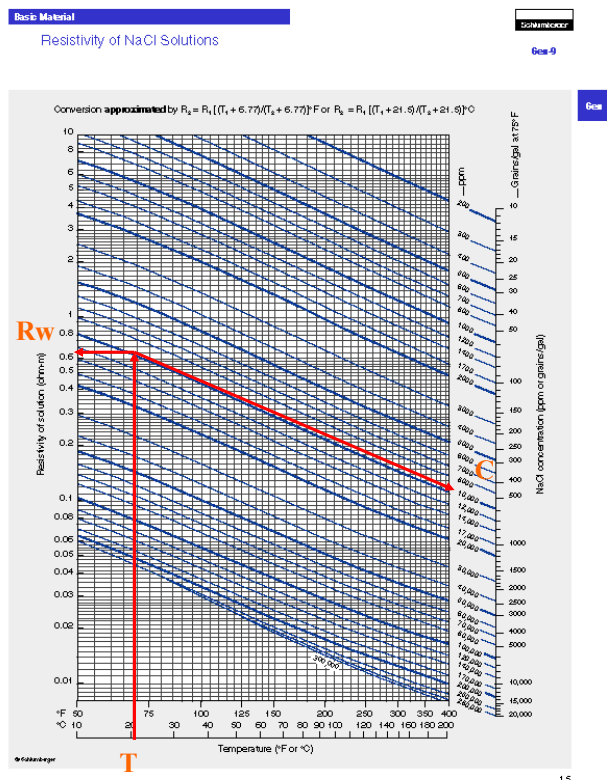
В настоящем разделе остановимся на первом методе определения R_w . Он состоит в определении ρ_w при известной температуре пласта по экспериментально определенным концентрациям различных анионов и катионов природных растворов в пересчете на концентрацию солей поваренной соли NaCl.

Если известен химический состав природных вод, то суммарная концентрация различных солей может быть конвертирована к эквивалентному содержанию NaCl с помощью номограммы для коэффициентов преобразования концентраций – рис. 46.



Рис. 46. Схема пересчета концентраций солей в эквивалентное содержание NaCl

После пересчета на эквивалентное содержание соли NaCl для заданной температуры пласта можно вычислить удельное электрическое сопротивление, используя уравнение преобразования или соответствующую номограмму – рис.47.



Оценка сопротивления пластовых вод по химическому составу

Зная температуру T , при которой определен химический состав вод и общую концентрацию солей C , по номограмме определяем сопротивление пластовых вод R_w

Рис. 47. Определение сопротивления пластовых вод ρ_w по концентрации солей NaCl.

4. Оценка геофизических параметров и коллекторских свойств пород по данным ГИС

Комплекс геофизических исследований скважин включает большое количество методов, предназначенных для решения разнообразных задач оценки свойств резервуара, введения поправок, привязки пространственного положения ствола скважины, анализа его геометрии и т. д. В настоящем разделе рассматриваются только типовые методы ГИС, выполняемые в открытом стволе скважины и используемые для петрофизического моделирования.

Для качественного обеспечения петрофизической интерпретации ГИС необходимы надежные полевые материалы, отвечающие определенным критериям качества. Одним из главных вопросов является достаточность комплекса ГИС для решения поставленных петрофизических задач, далее – достоверность и надежность полевых материалов.

4.1. Оценка комплекса ГИС и качества первичных материалов

Комплекс ГИС должен обеспечивать возможность решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение разреза скважины
2. Выделение коллекторов – проницаемых участков разреза
3. Надежное определение пористости коллекторов
4. Надежное определение глинистости коллекторов
5. Определение эффективной мощности коллекторов

6. Надежное определение водонасыщенности коллекторов

7. Прогнозирование проницаемости коллекторов

7. Положение флюидоконтактов (ВНК, ГНК, ГВК)

Ни один из частных методов ГИС не дает однозначного решения любой из вышеперечисленных задач, поэтому решение каждой из них должно обеспечиваться как минимум 2 – 3 независимыми методами электрометрии, радиометрии, акустики и других. Рекомендуемые комплексы ГИС для решения геологических задач перечислены в таблице 5.

Таблица 5

Комплексы ГИС для изучения геологических разрезов скважин
(необсаженные скважины)

Задачи исследований	Масштаб	Состав комплекса
Общие (по всему разрезу скважины)	1:500	ГТИ, ПС, КС (1 – 2 станд. зонда), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, КВ, Инкл., Рез., Терм., ВСП
Детальные (в продуктивном интервале)	1:200	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), ГК (СГК), МК, БМК, НК, АК, ГГК-П, МКВ, Накл., ЯМК
Дополнительные исследования	1:200	ГДК, ДК, ОПК, ИПТ ЭК-сканирование АК-сканирование

Обязательным должно быть обеспечение процесса интерпретации данных ГИС сведениями о техническом состоянии скважины, в состав которых включаются данные инклинометрии (пространственное положение ствола скважины), кавернометрии (измерение диаметра скважины), термометрии (измерение температуры по стволу скважины), резистивиметрии (измерение удельного электрического сопротивления промывочной жидкости по стволу скважины или хотя бы на дневной поверхности) [1, 13, 18].

Данные по сопротивлению бурового раствора и его фильтрата очень важны для расчетов различных показателей, ввода поправок и т.д. При известном сопротивлении бурового раствора, концентрации солей и температуре все необходимые параметры определяются с помощью номограммы на рис. 47 или 48.

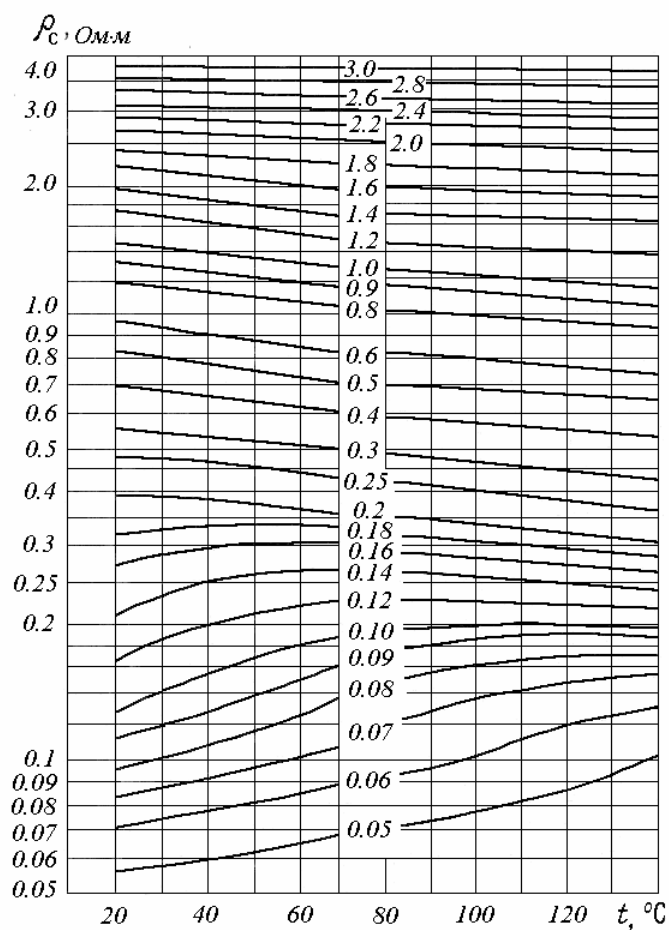


Рис. 48. Номограмма для определения удельного сопротивления фильтра промывочной жидкости ρ_f . Входные параметры - ρ_c и $t^\circ\text{C}$, шифр кривых - ρ_f .

Полевые материалы ГИС должны удовлетворять следующим требованиям:

Наличие рабочих файлов записей ГИС

- основной (исследуемый интервал +50 м перекрытия с предыдущим интервалом)
- повторный (до 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний ГИС)
- контрольный (50 м для контроля качества)

Дискретность записей

- стандартные и детальные исследования – 0.2 м
- исследования микрометодами – 0.1 и/или 0.05 м

Увязка по глубинам

- данных, зарегистрированных при разных спуско-подъемах
- совмещение точек записи различных приборов (данные различных методов)

Масштабирование кривых

- масштабы выражены в физических единицах

Формирование единого файла недропользователя

- справочная информация (полные сведения о параметрах бурового раствора и конструкции скважины)

Получение твердой копии первичных данных

- в международном формате API

Отчетными материалами о проведении ГИС являются:

- Заказ-наряд на проведение ГИС
- Акт о готовности скважины к проведению ГИС
- Акт о выполнении ГИС
- Файл-протокол выполненных исследований
- Рабочие файлы записей ГИС
- Файлы недропользователя
- Твердые копии материалов (в случае передачи данных на скважине)

4.2. Литологическое расчленение разреза скважин и выделение коллекторов

Литологическое расчленение разреза по данным геофизических исследований скважин представляет собой одну из наиболее сложных и, зачастую, некорректных задач из-за того, что наблюдаемые поля не связаны напрямую с конкретными типами горных пород, а зависят преимущественно от распределения их физических свойств. В свою очередь физические свойства пород и их изменчивость определяются условиями процесса осадконакопления, диа-, ката- и эпигенеза.

В настоящем разделе рассмотрены качественные признаки горных пород различных типов, которые можно наблюдать при визуальном анализе диаграмм различных методов каротажа. В автоматизированных системах обработки интерпретации данных ГИС эти признаки закладываются в виде эталонов и используются для классификации в виде вероятностно-статистических, нейроинформационных и других алгоритмов распознавания образов, изучение которых представляет собой самостоятельную задачу, выходящую за рамки настоящего отчета.

Основное влияние на изменение физических свойств пород и, соответственно, показания геофизических методов оказывают следующие факторы [12 – 19]:

литологический, определяемый минеральным составом, гранулометрической характеристикой скелета, структурой, текстурой и постседиментационными преобразованиями горных пород;

емкостной, зависящий от объема, морфологии порового пространства породы и степени его глинизации;

насыщения, характер которого (пластовая вода, нефть, газ, газоконденсат) в значительной степени изменяет физические свойства одной и той же литологической разности пород при прочих равных условиях.

Самостоятельное значение имеет фактор влияния **технических условий вскрытия** изучаемого разреза, от которого зависит амплитуда и пространственная структура физического

поля практически любого метода ГИС и, соответственно, правильность и достоверность анализа материалов и выбора схемы расчета физических параметров.

Эти факторы зачастую влияют на показания ГИС разнонаправлено, и только детальное изучение взаимосвязей между физическими и минералогическими характеристиками горных пород, комплексный анализ всех факторов с учетом кернового материала и ГИС позволяют прогнозировать геологический разрез.

Опыт проведения геофизических работ в скважинах показывает, что определенные типы горных пород достаточно надежно различаются между собой по набору физических параметров. К их числу относятся широко распространенные в нефтегазоносных районах Западно-Сибирской плиты обломочные, органогенно-обломочные и хемогенные породы. Обломочные (кластические) породы по размерам обломков классифицируются на песчаники, алевролиты, аргиллиты и их разновидности.

В типичных разрезах наиболее часто встречаются кварцевые, кварц-полевошпатовые и полимиктовые песчаники, представленные крупно-, средне- и мелкозернистыми разностями с глинистым, карбонатным и глинисто-карбонатным цементом. Диапазон изменения размеров обломков минералов, слагающих скелет песчаников, составляет 0.05 – 1 мм. Песчаные пласты являются коллекторами. В благоприятных условиях возможно прогнозирование геологических особенностей строения коллектора по данным ГИС.

Алевролиты и алевропесчаники представляют собой мелкообломочные породы с размерами зерен 0.005 – 0.05 мм, среди которых могут быть выделены песчанистые и глинистые разности. Глинистые породы состоят из обломков размером менее 0.01 мм и глинистых специфических минералов. Типичными представителями глинистых пород являются аргиллиты и глины. В зависимости от особенностей состава с помощью геофизических данных могут быть выделены песчанистые, битуминозные и углистые разности. Из прочих разновидностей горных пород часто встречаемыми и надежно идентифицируемыми по данным ГИС являются бурые угли и карбонаты – известняки различного состава. Все эти типы пород являются вмещающими по отношению к коллекторам.

Геофизические параметры коллекторов. Рассматриваемые далее закономерности и диапазоны изменения показаний различных методов ГИС позволяют установить наиболее часто встречаемые диагностические признаки, пригодные для идентификации литотипов горных пород.

К классу **кварцевых** относятся слабо- и среднечеменированные песчаники, характеризующиеся высокими коллекторскими свойствами. Коэффициенты пористости пород этого типа зависят от сортировки, упаковки зерен в скелете, вида, степени цементации и состава цемента. Проницаемость по газу очень высокая и составляет сотни и тысячи миллидарси. В случае нефтенасыщения коэффициент нефтегазонасыщенности очень высок и достигает 80 – 85 %. Для кварцевых коллекторов характерна низкая естественная гамма-активность ГК (2 – 5 мкр/час), незначительно увеличивающаяся при наличии глинистого материала, высокоамплитудные отрицательные аномалии поля ПС. Показания ГК и ПС изменяются по разрезу скважины

синхронно. Удельное электрическое сопротивление высокое и достигает 25 – 40 Ом. Выделение кварцевых нефтенасыщенных коллекторов с учетом качественных признаков уверенно проводится по высоким значениям кажущихся удельных электрических сопротивлений малых зондов БЭЗ при сопоставлении с данными бокового и индукционного каротажей.

Кварц-полевошпатовых песчаников состоят из зерен кварца (30 – 80 %) полевых шпатов (20 – 60 %), обломков пород (до 10 %), слюд и других минеральных включений. Песчаники этого типа отличаются от кварцевых структурой порового пространства и распределением алевритового и пелитового материала. Полевые шпаты, содержащиеся в скелете этих пород, подвергаются частичной или полной глинизации, каолинитизации и пелитизации вследствие эпигенетических изменений. Обломки пород, представленных эффузивами, серицитовыми и серицит-кварцевыми сланцами, замещаются гидрослюдами, каолинитом, монтмориллонитом. В этих породах обычно присутствует два вида глинистости: первичная глинистость, возникшая в результате сингенетических процессов, и вторичная, – обусловленная вторичными изменениями зерен. Вторичная глинистость может быть отнесена к структурному (агрегатному) типу, и образующиеся глинистые минералы характеризуются наличием химически связанной воды. Эти особенности существенно влияют на геофизическую характеристику: увеличиваются пористость, адсорбционная способность и нейтронные свойства, уменьшается удельное электрическое сопротивление и скорость распространения упругих волн. Обычным признаком является возрастание естественной гамма-активности за счет калийсодержащих минералов. При изучении геофизической характеристики обычно отмечается несоответствие показаний ГК другим методам ГИС, в частности – методу ПС, кавернометрии, микрозондам, что рассматриваться как диагностический критерий.

Полимиктовые песчаники состоят из зерен кварца, полевого шпата, обломков горных пород с преобладанием последних. Особенностью полимиктовых песчаников является то, что их проницаемость значительно выше, чем кварц-полевошпатовых разностей при одной и той же пористости. По геофизической характеристике в сравнении с кварцевыми полимиктовые песчаники выделяются по однотипному поведению кривых ПС и ГК, более низким коллекторским свойствам (по методам определения пористости), небольшим различием показаний малых градиент-зондов БЭЗ, характеризующих зону проникновения в пласт.

Гранулометрия песчаников влияет на показания методов ГИС в большей степени, чем особенности минералогического состава, что существенно отображается в данных различных методов. Значительное влияние на амплитуду и форму кривых ГИС оказывает присутствие таких акцессорных минералов, как пирит, глауконит, магнетит, слюда.

Перечисленные выше признаки песчаников имеют свои особенности (в зависимости от чувствительности методов) при их выделении по данным комплекса ГИС.

Геофизические параметры вмещающих пород. К классу типичных вмещающих пород в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты относятся алевролиты и их разновидности, глинистые, карбонатные породы, угли.

Алевролиты – мелкообломочные породы, состоящие из обломков минералов с размером зерен 0.005 – 0.05 мм. По геофизической характеристике алевролиты занимают промежуточное положение между глинистыми породами и песчаниками, отмечаются более высокими значениями по данным гамма каротажа, средними значениями по нейтронным методам. Удельное электрическое сопротивление изменяется в пределах от 2 до 20 Омм в зависимости от качественной характеристики цементирующего материала и насыщения. При наличии карбонатного цемента удельное электрическое сопротивление резко возрастает.

Глинистые породы состоят из обломочных частиц размером менее 0.01 мм. Содержание частиц более мелкой фракции (0.001 мм и менее) в них не менее 30 %. В зависимости от гранулометрического состава в глинистых породах различают пелитовую, алевропелитовую и псаммитовую структуры.

На диаграммах методов сопротивлений глинистые породы пелитовой структуры характеризуются низкими сопротивлениями от 0.5 до 1.5 Омм, алевропелитовой и псаммитовой структуры – средними значениями (1.5 – 20.0 Омм) кажущегося сопротивления. По минеральному составу наиболее часто встречаются гидрослюдистые, далее в убывающем порядке – каолинитовые, хлоритовые, монтмориллонитовые глины. Глины монтмориллонитового состава отличаются низкими (1.5 – 2.5 Омм), гидрослюдистого и хлоритового – средними (10 -20 Омм), каолинитового – высокими сопротивлениями. С глубиной сопротивление глин при одном и том же составе возрастает за счет уплотнения и падает за счет минерализации насыщающей их пластовой воды.

Естественная радиоактивность глин зависит от многих факторов, в числе которых следует отметить зависимость от концентрации органических веществ, способных адсорбировать элементы уранового ряда, минерального состава кор выветривания и продуктов разрушения коренных пород. Естественная радиоактивность глин монтмориллонитового и хлоритового состава изменяется в пределах 2 – 6 мкр/час, гидрослюдистого – 8 -16 мкр/час. Аномальными показаниями отмечаются битуминозные глины (аргиллиты) баженовской свиты – до 120 – 180 мкр/час.

Разрушаемость глин пелитового состава при бурении высокая, что отражается в увеличении диаметра скважины по данным кавернометрии.

На кривых микрометодов ГИС значения кажущихся сопротивлений близких к сопротивлению промывочной жидкости или несколько увеличены за счет влияния разреза. По данным акустического метода глины монтмориллонитового состава отличаются высоким значениями интервального времени (до 400 мкс/м), гидрослюдистого – средними (260 -300 мкс/м), хлоритового – низкими (240 – 270 мкс/м).

Карбонатные породы включают в себя известняки, доломиты, мергели. Повышенными показаниями они выделяются по данным электрометрии и вторичного гамма излучения. Наблюдаются низкие показания гамма каротажа, отсутствие расхождения показаний по данным микрозондов, отрицательные аномалии поля ПС. Диаметр скважины близок к номинальному.

Угли характеризуются высокими значениями кажущихся сопротивлений, низкими показаниями гамма каротажа и нейтронных методов, резким возрастанием интервального времени, небольшими отрицательными полями ПС, резко увеличенным диаметром скважины за счет размыва.

В разрезах могут встречаться различные переходные разности пород, геофизические характеристики которых будут меняться в зависимости от соотношения компонентов. Наибольшее влияние оказывает объемное содержание и структура глинистого материала, что необходимо обязательно учитывать при интерпретации данных ГИС.

Опорные пласты. Для достоверной количественной оценки различных параметров по показаниям методов ГИС часто применяют методику двух опорных пластов, для которых известны базовые петрофизические величины (объемная глинистость, пористость, водородосодержание и т.д.). Опорные пласты должны удовлетворять следующим условиям:

- достаточную мощность и значительное различие по петрофизическим параметрам;
- литология опорных пластов должна совпадать с литологией исследуемого разреза;
- опорные пласты следует выбирать в пределах или непосредственной близости от исследуемых отложений, чтобы избежать введения температурной поправки.

4.3. Определение объемной глинистости пород

Традиционно для определения глинистости пород используются методы полей самопроизвольной поляризации (ПС) и естественной гамма активности (ГК) [13, 16, 18].

Метод ПС. Потенциалы самопроизвольной поляризации (СП) обусловлены естественными электрическими полями, возникающими в результате электрохимических процессов, протекающих на границах между скважиной и породами, а также на границе между пластами различной литологии. К таким электрохимическим процессам можно отнести процессы диффузии, адсорбции, фильтрации, окисления и восстановления. Наибольшее значение имеют первые два.

Диффузионные потенциалы возникают на границах водных растворов солей различной концентрации. Не рассматривая глубоко теорию метода, изложенную в многочисленных учебниках //, отметим, что для одновалентной соли диффузионный потенциал

$$E_{\text{д}} = \frac{RT}{F} * \frac{U - V}{U + V} * \ln \frac{C_1}{C_2} = K_{\text{д}} * \ln \frac{C_1}{C_2}, \quad (33)$$

где $E_{\text{д}}$ - диффузионный потенциал, мВ; $R=8.314$ Дж/моль - универсальная газовая постоянная; $F=96500$ Кл/моль - число Фарадея; T - абсолютная температура (К); U, V - подвижности аниона и катиона; C_1, C_2 - концентрации растворов "1" и "2"; $K_{\text{д}}$ - коэффициент диффузионной активности, мВ. Отношение концентраций солей C_1/C_2 можно заменить обратным отношением удельных сопротивлений фильтрата бурового раствора $\rho_{\text{ф}}$ и пластовой воды $\rho_{\text{в}}$, тогда

$$E_{\text{д}} = K_{\text{д}} * \lg \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}} \quad (34)$$

При 18⁰С для растворов на базе солей NaCl $E_d = -11.6 \cdot \lg(\rho_{\phi}/\rho_v)$,

т. к. ион Cl⁻ имеет большую подвижность по сравнению с подвижностью Na⁺.

Адсорбционный потенциал возникает также на границе двух сред с различной концентрацией солей, но в тех случаях, когда диффузия осуществляется через породу с ультратонкими порами, препятствующую диффузии анионов (их подвижность становится равной нулю). При этом величина адсорбционного (мембранного) потенциала

$$E_A = K_A \cdot \lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_v}, \quad (35)$$

где K_A - коэффициент адсорбционной активности, равный +58 мВ для солей NaCl при температуре 18⁰С.

Поскольку процессы диффузии и адсорбции протекают одновременно, говорят о диффузионно-адсорбционной ЭДС, изменяющейся от величины диффузионной ЭДС (E_d) до предельных значений E_a . Для растворов NaCl при $T=293K$ (20⁰С) диффузионно-адсорбционная ЭДС будет изменяться от -11.6 мВ до 58 мВ.

В качестве параметра, количественно характеризующего диффузионно-адсорбционную активность породы, используют

$$A_{\text{ДА}} = (K_A - K_d) = (E_A - E_d) \cdot \lg(\rho_{\phi}/\rho_v) \quad (36)$$

Из этого выражения следует, что величина $A_{\text{ДА}}$ изменяется от нуля в чистой неглинистой породе до 70 мВ в плотной высокодисперсной глине.

Реально в скважинных условиях могут присутствовать естественные потенциалы различного происхождения создавая суммарные потенциалы $E_{\text{сп}}$.

$$E_{\text{сп}} = i_{\text{сп}} \cdot (R_c + R_p + R_{\text{вм}}), \quad (37)$$

где $i_{\text{сп}}$ - величина тока, обусловленная естественными электрическими потенциалами; R_c , R_p , $R_{\text{вм}}$ - сопротивление "скважины", пласта и вмещающих его пород. Практически измерения потенциалов СП проводятся лишь в той части изучаемой среды, которая представлена скважиной, т.е. измеряется не полная ЭДС $E_{\text{сп}}$, а часть ее $\Delta U_{\text{сп}} = i_{\text{сп}} \cdot R_c$.

Параметр $v_{\text{сп}} = \Delta U_{\text{сп}}/E_{\text{сп}}$

называется коэффициентом ослабления амплитуды, т.к. показывает во сколько раз измеряемое поле СП меньше полного (статического). Этот коэффициент зависит от характеристик пространства (диаметр скважины, мощность пласта, удельное сопротивление пород и промывочной жидкости). Для различных скважинных условий зависимости коэффициента $v_{\text{сп}}$ от названных характеристик объединяются в номограммы, которые используют при обработке диаграмм СП (рис. 49).

Исходя из природы естественных электрических потенциалов, заметим, что диффузионные и фильтрационные потенциалы будут возникать против проницаемых пластов-

коллекторов, и их амплитуда будет зависеть от фильтрационно-емкостных свойств пород (пористость, проницаемость) и от минерализации пластовых вод, учитывая, что минерализация

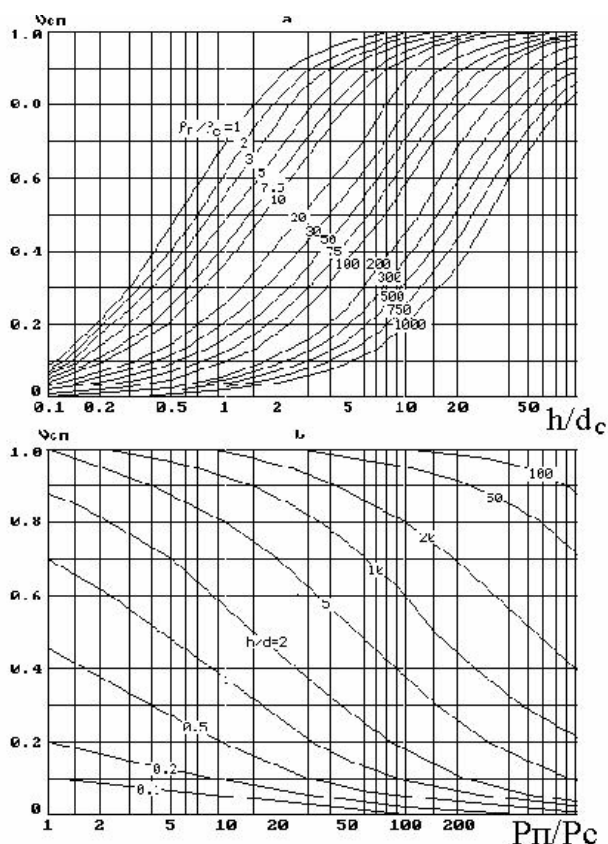


Рис. 49. Зависимости коэффициентов ослабления потенциалов U_{cp} от h/d_c (а) и R_p/R_c (б).

Исходные параметры – h – мощность пласта, R_p – сопротивление пласта,
 d_c – диаметр скважины, R_c – сопротивление промывочной жидкости

промывочных жидкостей более стабильна и определяется технологическими особенностями проходки скважин. Адсорбционные потенциалы будут иметь место при наличии диффузионных процессов через глинистые тонкодисперсные породы и их величина будет зависеть от степени глинистости горных пород, поэтому метод СП чаще всего используется для решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение разрезов (в комплексе с другими методами геофизических исследований скважин);
2. Оценка глинистости горных пород;
3. Определение минерализации пластовых вод.

Обработка диаграмм СП включает в себя ряд этапов, выполняя которые получают параметры, являющиеся исходными для решения перечисленных задач. К этим этапам относятся:

1. Расчленение разреза (выделение границ пластов);
2. Снятие отсчетов U_{cp} ;
3. Расчет статической амплитуды (введение поправки за ослабление амплитуды);

4. Приведение результатов наблюдений к единым условиям (введение поправки за влияние температуры);

5. Расчет относительных амплитуд;

6. Решение геологической задачи, поставленной перед методом СП.

Границы пластов на кривой СП соответствуют точкам перегиба зарегистрированной кривой СП. Это правило реализуется, если получить кривую градиента СП из кривой потенциала путем дифференцирования последней на ЭВМ или графическим путем. В мощных пластах, когда $h/d_c > 5$ (здесь h - мощность пласта, d_c - диаметр скважины) при любых электрических параметрах скважины и пород границам пласта соответствуют точки на кривой, в которых величина аномалии относительно вмещающих пород соответствует 0.5 ее максимальной величины (рис. 33). Другими словами мощность пласта равна ширине аномалии на половине ее амплитуды относительно вмещающих пород. При $h/d_c < 5$ границы пласта будут соответствовать ширине аномалии на уровне, смещенном к максимуму амплитуды на величину, определяемую примерным соотношением

$$S_m/A = 1 - 0.1 * h/d_c, \quad (38)$$

где S_m - величина смещения от уровня вмещающих пород, A - амплитуда аномалии. Например, для $h/d_c = 2$ границы пласта будут определяться шириной аномалии на уровне 0.8 от амплитуды аномалии.

Так как диаграммы метода СП не имеют нулевой линии (неизвестен потенциал в точке заземления электрода, находящегося на поверхности), горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой указывается числом милливольт, приходящимся на отрезок диаграммы, равный 2 см. Знаками "-" и "+" указывается полярность кривой СП (рис.33).

Для снятия отсчетов $U_{сп}$ используется условная "нулевая" линия, проведенная по участкам кривых с наиболее положительными показаниями СП - "линия глин". Отсчеты $U_{сп}$ снимаются в масштабе диаграммы слева-направо (рис.33).

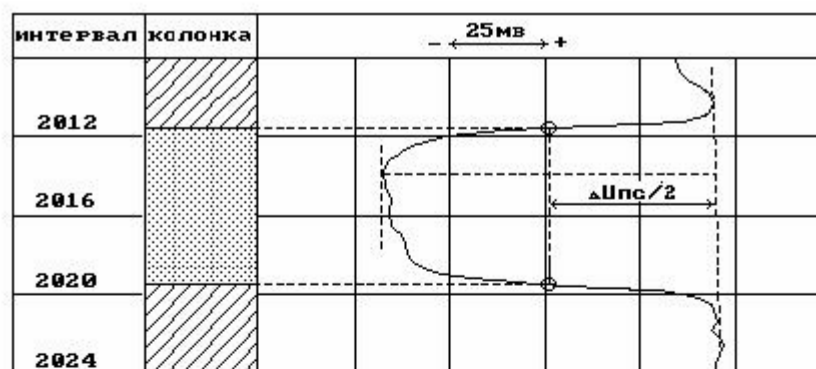
Расчет статической амплитуды $E_{сп}$ для пластовых условий проводится по формуле

$$E_{сп} = U_{сп}/v_{сп}, \quad (39)$$

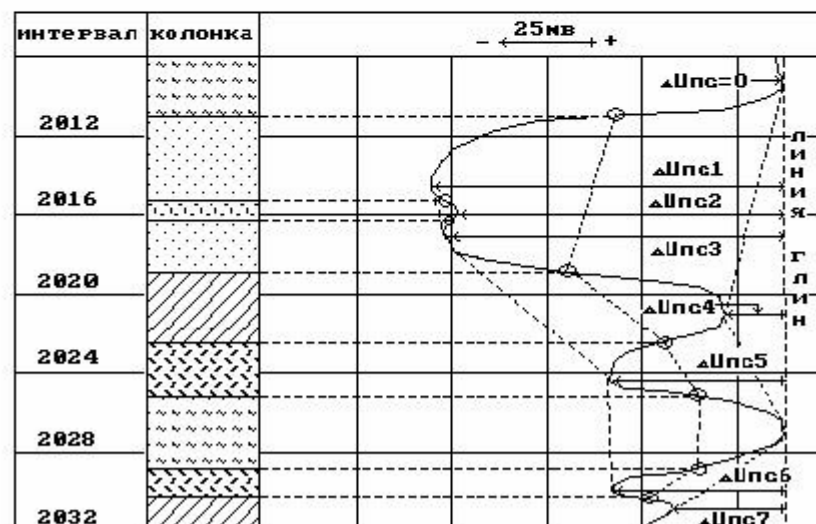
где коэффициент ослабления амплитуды $v_{сп}$ находят по номограмме, приведенной на рис. 49.

Приведение результатов наблюдений к единым скважинным условиям необходимо для того, чтобы можно было сопоставлять результаты измерений в разных скважинах или в разных интервалах одной и той же скважины, когда нельзя пренебречь влиянием температуры на интенсивность электрохимических процессов, приводящих к возникновению естественных потенциалов СП. Обычно результаты измерений приводят к условиям температуры, равной 18⁰С. Приведение к таким условиям можно осуществить по формуле

$$E_{сп18} = E_{спT} * 291 / (t + 273),$$



а)



б)

Рис. 50. Определение границ пласта по аномалии $U_{пс}$ (а), расчленение разреза и определение относительных амплитуд $U_{пс}$ (б)

где $E_{сн18}$ - статическая приведенная к 18°C амплитуда; $E_{снT}$ - статическая амплитуда при температуре пласта, полученная после введения поправки за ослабление амплитуды ($E_{сн}$); t - температура на уровне пласта, определяемая либо по результатам замера температур, либо расчетом от некоторого уровня с известной температурой с использованием геотермического градиента Γ_{100} , характеризующего величину изменения температур с глубиной на каждые 100 м. разреза. Среднее значение геотермического градиента около 3°C на 100 м. Расчет можно сделать по формуле

$$t = t_{оп} + \Gamma_{100} * (H - H_{оп}), \quad (40)$$

где $t_{оп}$ - температура на уровне опорного горизонта; $H_{оп}$ - глубина опорного горизонта; H - глубина до центра интерпретируемого пласта.

Для геологической интерпретации результатов измерений потенциалы СП используются либо статические ($E_{сн18}$), либо относительные амплитуды $\alpha_{СП}$.

Расчеты относительных амплитуд осуществляются по формуле

$$\alpha_{СП} = E_{СП18}/E_{СПМАХ}, \quad (41)$$

где $E_{СПМАХ}$ - максимальное значение статической амплитуды на изучаемом участке геологического разреза или амплитуда в опорном пласте с известным коэффициентом диффузионно-адсорбционной активности $K_{да}$ ($A_{да}$).

Решение геологических задач может проводиться как по статическим, так и по относительным амплитудам. При оценке литологического состава вначале выделяют пласты-коллекторы, для чего используют критические значения $\alpha_{СП}$. Например, для терригенных разрезов Западной Сибири к коллекторам относят пласты с $\alpha_{СП} > 0.4$. Это значение $\alpha_{СПкр}$ ориентировочное; оно может быть различным для разных площадей. Для уточнения литологического состава оценивают глинистость пород-коллекторов и неколлекторов. При рассеянной глинистости определяют относительную глинистость $V_{гл}$ по семейству корреляционных зависимостей $V_{гл}=f(\alpha_{СП})$ (рис. 51). Для приближенных расчетов можно воспользоваться соотношением $V_{ГЛ} = 1 - \alpha_{СП}$

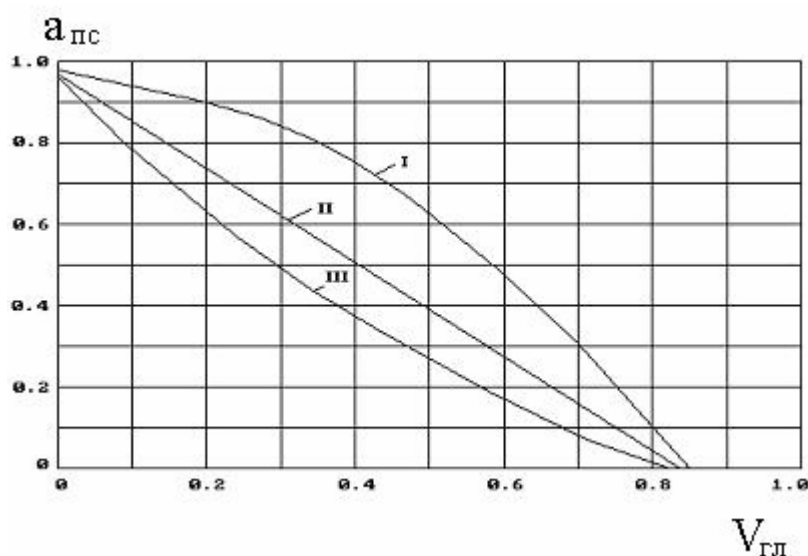


Рис. 51. Номограмма для расчета объемной глинистости по $\alpha_{СП}$.

I - Сахалин, II – Западная Сибирь, III – Волго-Уральская провинция

При оценке минерализации пластовых вод используют зависимость диффузионно-адсорбционного потенциала от минерализации пластовых вод и фильтрата бурового раствора

$$E_{СП} = A_{да} * \lg \frac{C_v}{C_{\phi}} \quad (42)$$

В этом выражении два неизвестных: величина $A_{да}$ и C_v . Если проводить измерения на двух растворах с разной минерализацией C_{ϕ} , то получим систему двух уравнений с двумя неизвестными, решая которые можно определить оба неизвестных. Если пласт представлен чистым неглинистым песчаником, то вышеприведенная зависимость с учетом пластовой температуры примет вид

$$E_{\text{сп}} = 70 * \frac{t + 273}{291} * \lg \frac{C_{\text{в}}}{C_{\text{ф}}} = 70 * \frac{t + 273}{291} * \lg \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}} \quad (43)$$

Это уравнение содержит только один неизвестный параметр, а именно $C_{\text{в}}$ ($\rho_{\text{в}}$), поэтому решая его относительно $C_{\text{в}}$ можно определить минерализацию пластовых вод и ее удельное электрическое сопротивление $\rho_{\text{в}}$ при известных значениях сопротивления фильтра $\rho_{\text{ф}}$.

Метод ГК. Породы осадочных комплексов нефтегазоносных месторождений содержат в своем составе радиоактивные элементы, представленные чаще всего ураном, торием и калием. Из всех осадочных пород наиболее радиоактивными являются глины, поэтому величина радиоактивности других, менее активных пород, тесно связана с их глинистостью, а сам метод широко применяется для оценки этого параметра [18].

Интерпретация данных метода ГК обычно проводится методом относительной амплитуды с нормализацией показаний по двум опорным пластам, один из которых представляет собой типичные для разреза глинистые породы, а второй – чистые песчаники. В комбинации с диаграммой ПС выбор таких пластов достаточно надежен.

Последовательность решения задачи:

1. Регистрируемая интенсивность естественного гамма излучения (обычно мощность экспозиционной дозы, выраженная в мкР/час) приводится к условиям бесконечной толщины пласта на основании знания мощности пласта, скорости регистрации диаграммы ГК и постоянной времени регистрирующей аппаратуры. Границы пласта определяют по точкам начала подъема и спада кривой ГК против пласта повышенной интенсивности гамма излучения.
2. Полученная интенсивность приводится к единым условиям поправками за влияние скважины.
3. Определяется интенсивность гамма излучения опорных пластов глин $I_{\text{гл}}$ и песчаников $I_{\text{п}}$.
4. Вычисляется относительная амплитуда интенсивности гамма излучения по формуле

$$I_{\gamma} = (I - I_{\text{п}}) / (I_{\text{гл}} - I_{\text{п}}) \quad (44)$$

5. По величине I_{γ} и эмпирической зависимости определяется $V_{\text{гл}}$.
6. Для упрощенных расчетов предполагают линейную зависимость, и в этом случае $V_{\text{гл}} = I_{\gamma}$. Более точные расчеты могут быть получены по формуле В.В.Ларионова

$$V_{\text{гл}} = 0.083(2^{3.7 \times I_{\gamma}} - 1) \quad (45)$$

Существует еще целый ряд зависимостей, описывающих возможные варианты связи глинистости и относительной амплитуды поля гамма активности – Стейнбера, Клавье и т.д. [8, 11], но опыт показывает, что формула В.В.Ларионова наиболее точно описывает связи для песчано-глинистых разрезов Западной Сибири.

4.4. Определение пористости пород

В рамках применяемого в настоящее время типового комплекса ГИС для определения пористости пород используются три группы методов: метод рассеянного гамма излучения (гамма-гамма каротаж плотностной – ГГК-П), нейтронные методы (нейтрон-нейтронный на тепловых нейтронах – ННКТ, нейтрон-нейтронный на надтепловых нейтронах – ННК-НТ, нейтронный гамма метод – НГК), акустический метод – АК. Методы имеют разную физическую основу и измеряемые параметры горных пород и, соответственно, разные алгоритмы определения пористости [17].

Гамма гамма каротаж плотностной. В данном методе измеряется эквивалентная плотность горных пород, которая для основных породообразующих минералов (кварц, кальцит, доломит) и пород, состоящих из этих минералов, равна их объемной плотности с отклонениями не более $\pm 0.01 \text{ г/см}^3$.

Объемная плотность связана с общей пористостью соотношениями

$$\sigma = K_n \cdot \sigma_{ж} + (1 - K_n) \cdot \sigma_{ск}$$

$$K_n = \frac{\sigma_{ск} - \sigma}{\sigma_{ск} - \sigma_{ж}} \quad (46)$$

где σ , $\sigma_{ск}$, $\sigma_{ж}$ - соответственно объемная плотность породы, минералогическая плотность, плотность флюида, заполняющего поры, K_n – коэффициент общей пористости.

По результатам данного метода определяется только общая пористость пород, представленная объемами межзерновых (гранулярных) пор, каверн, трещин и связанной (остаточной) водой, содержащейся на частицах глинистых минералов. Для оценки величины K_n необходимо знать $\sigma_{ск}$ и $\sigma_{ж}$.

Правила определения $\sigma_{ск}$ рассмотрены в разделе 3, а плотность флюида в зоне исследования метода определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости и в большинстве случаев равна 1.0 г/см^3 . Исключения имеют место в нефтяных и газовых скважинах с большой нефтегазонасыщенностью зоны проникновения, бурении скважин на минерализованной воде с плотностью $1.0 - 1.2 \text{ г/см}^3$ в зависимости от степени минерализации, при бурении скважин на нефилтрующемся растворе. Глубинность метода составляет 15 см, поэтому зонд регистрирует промытую зону, содержащую фильтрат. Высокоминерализованные растворы имеют плотность 1.15 г/см^3 . Плотность нефти ниже плотности воды – $0.80 - 0.90 \text{ г/см}^3$, ее присутствие в виде остаточной насыщенности с высокоминерализованным фильтратом в промытой зоне будет приводить к среднему значению плотности примерно в 1 г/см^3 . В зонах, не содержащих углеводородов, вычисляемая пористость будет занижена, если используется плотность флюида 1 г/см^3 вместо правильного значения для очень соленого бурового раствора. Ошибки возникают в углеводородных зонах, промываемых фильтратом на пресной воде. В промытых нефтяных зонах эффект меньше при сравнении с газом или легкой нефтью. Если не учитывать плотностные свойства флюида, то вычисляемая пористость будет завышенной на 1 - 4 %.

Рекомендуемые эмпирические коэффициенты для коррекции пористости, определенной по плотностному каротажу, в нефтегазонасыщенных коллекторах составляют: в случае нефти – 0.9, в случае газа – 0.7 [7].

Акустический каротаж. При выполнении работ в скважине данным методом измеряется интервальное время пробега упругих волн, которое связано с пористостью крепких сцементированных горных пород уравнением Уилли:

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

$$K_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} \quad (47)$$

Где $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{ж}$ – интервальные времена пробега в скелете горной породы и во флюиде.

Это уравнение является, по существу эмпирической зависимостью, погрешность определения пористости по которой определяется правильным заданием времен пробега в скелете и флюиде. Правила определения времени пробега в матрице горной породы рассмотрены в разделе 1, а время пробега волн во флюиде можно оценить по эмпирической зависимости Г.И.Петкевича, Т.В.Вербицкого:

$$\Delta t_{ж} = 1 / (1470 + \kappa \cdot C_n) \quad (48)$$

где C_n – минерализация промывочной жидкости, κ – коэффициент пропорциональности, зависящий от температуры и давления.

Песчаники, содержащие значительное количество глины или глинистых сланцев, будут иметь большее время пробега, т.к. существуют различия между скоростями в глинистых частицах и в матрице. Вычисленная пористость в глинистых песчаниках будет значительно выше. Для компенсации неточности уравнения «среднего времени») используют эмпирическую формулу Раймера-Ханта-Гарднера:

$$K_n = C \cdot \frac{(\Delta t - \Delta t_{ск})}{\Delta t} \quad (49)$$

где C – эмпирическая постоянная, изменяющаяся в пределах от 0.624 до 0.7. Наиболее часто употребляемое значение 0.7, в случае газонасыщенных песчаников рекомендуемое значение 0.6.

В случае разуплотненных песчаников время пробега волн завышено и вычисленная пористость больше, чем истинная. Обычно это характерно для глинизированных пород. Если в смешанных глинистых пластах время пробега больше, чем 330 мкс/м (характерное время пробега в плотных глинах), необходима поправка при вычислении пористости. Эмпирическая формула для этого случая имеет вид:

$$K_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{ск}} \cdot \frac{1}{C_p} \quad (50)$$

$$C_p = \frac{\Delta t_{зл}}{330}$$

C_p – поправка уплотнения, изменяющаяся в пределах $1.0 \div 1.8$

$\Delta t_{жс}$ – время пробега в смешанных глинистых пластах, мкс/м

330 – время пробега в уплотненной глине мкс/м

Применение указанных формул обеспечивает определение общей пористости пород. Если известен минеральный состав пород, поровое пространство образовано межзерновыми порами. В сравнении с другими видами каротажа акустический метод благоприятен для определения пористости низкопористых малоглинистых пород. В породах с кавернозным и трещиноватым типом пористости вычисляемые значения занижены, и для точного определения пористости необходимо применение других методов ГИС.

Нейтронные методы. Связь показаний нейтронных методов с пористостью пород более сложная и неоднозначная, чем для описанных выше. Регистрируемые параметры (для однозондовых приборов – относительная плотность потока излучения, выраженная в условных единицах J у.е. для НГК и N у.е. для ННК; для двухзондовых приборов – отношение плотностей потоков на двух расстояниях от источника или декремент затухания плотности нейтронов) зависят от замедляющих и поглощающих по отношению к нейтронам свойств пород, а для модификации НГК – от излучающей способности элементов, входящих в состав. Условные единицы измерения рассматриваются по отношению к показаниям приборов в пресной воде при калибровке зондов. Для оценки пористости важны замедляющие свойства, а поглощающие и излучающие свойства, не коррелированные с пористостью, являются искажающими факторами.

Замедляющие свойства определяются прежде всего содержанием водорода в породах независимо от того, в каком химическом соединении присутствует этот элемент. Вода, нефть, газ заполняют поры и это создает возможности применения методов для оценки пористости. Количество водорода в единице объема воды и нефти примерно одинаково, в газах – существенно меньше, поэтому газоносные пласты сильно отличаются на диаграммах НК от водо- и нефтеносных. Содержание водорода в глинах и гипсах примерно соответствует водо-нефтенасыщенным породам с пористостью 20 – 50 %, поэтому глинистые и сульфатизированные пласты выделяются как коллекторы. Значительную роль играет замедление и рассеяние нейтронов на атомах хлора, кремния, кальция и т.д., что обуславливает зависимость показаний НК от литотипа пород и минерализации пластовых вод. Общая пористость пород по данным нейтронных методов может быть оценена с учетом таких факторов как литотип, глинистость, загипсованность т.д. Показания НК сильно зависят от технических условий измерений – диаметра скважины, глинистой корки и ее свойств, промывочной жидкости, что требует введения соответствующих поправок. После ввода поправок, которые зависят от типа применяемых зондов и применяемой

аппаратуры, получаемые значения носят название «нейтронная пористость» или «нейтронный индекс пористости».

Теоретическая модель пористости, определяемой нейтронными методами, в соотношении с истинной пористостью выражается формулой:

$$K_N = K_n S_{xo} K_{N\phi} + K_n (1 - S_{xo}) K_{Nhc} + V_{ск} K_{N\text{гл}} + (1 - K_n - V_{\text{гл}}) K_{N\text{ск}} \quad (51)$$

где

- K_n - истинная пористость породы
- K_N - пористость по диаграмме нейтронного каротажа
- $K_{N\text{гл}}$ - нейтронная пористость глин
- $K_{N\text{ск}}$ - нейтронная пористость матрицы
- K_{Nhc} - нейтронная пористость пласта, насыщенного углеводородным флюидом
- $K_{N\phi}$ - нейтронная пористость пласта, насыщенного фильтратом бурового раствора
- $V_{\text{гл}}$ - объемная глинистость
- S_{xo} - насыщенность фильтратом бурового раствора в зоне проникновения

В практике интерпретации данных однозондовых нейтронных методов широко применяется методика опорных пластов, в качестве которых обычно служат глинистые и плотные породы с предельными значениями пористости либо любые пласты известного состава и пористости - рис. 52, 53. Применение этой технологии может быть выполнено индивидуально по каждой скважине, но при больших массивах часто наблюдается большой разброс показаний или систематическое отличие данных от скважины к скважине, обусловленное различиями в условиях калибровки приборов. Для исключения этого явления целесообразно проводить нормализацию показаний по индивидуальным скважинам к опорной скважине, хорошо охарактеризованной керном с надежными петрофизическими данными. Принцип нормализации заключается в сопоставлении законов распределения показаний методов и приведении частного закона к закону опорной – рис. 54. При различии статистических параметров законов распределения (среднего арифметического и дисперсии) производится пересчет нормированных значений по анализируемой скважине к опорной с использованием формулы (52):

$$N_n = N_{\text{ср}он} + \left(\frac{N - N_{\text{ср}}}{St} \right) * St_{он} \quad (52)$$

N_n – нормированное значение кривой НК исследуемой скважины

$N_{\text{ср}он}$ - среднее значение кривой НК в опорном интервале опорной скважины

$St_{он}$ – стандартное отклонение кривой НК в опорном интервале опорной скважины

$N_{\text{ср}}$ – среднее значение кривой НК исследуемой скважины в опорном интервале.

St – стандартное отклонение кривой НК исследуемой скважины в опорном интервале

N – текущее значение кривой в исследуемой скважине.

Выбор опорных пластов

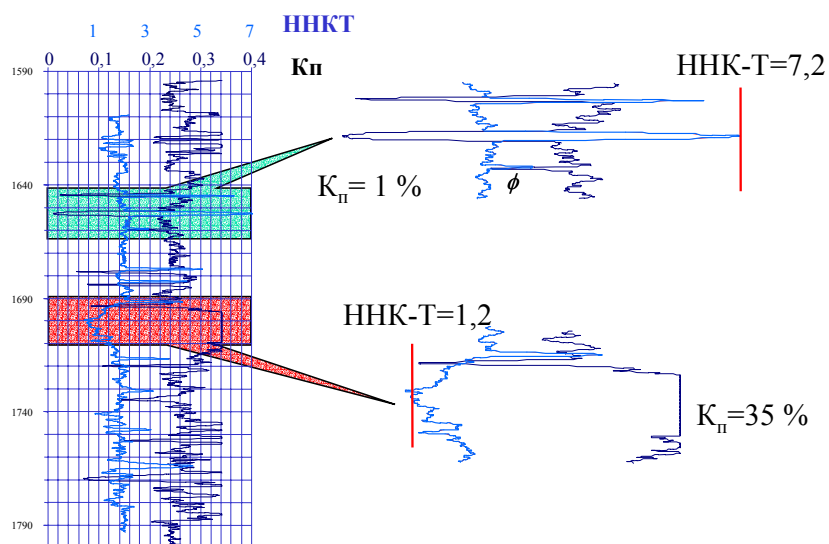
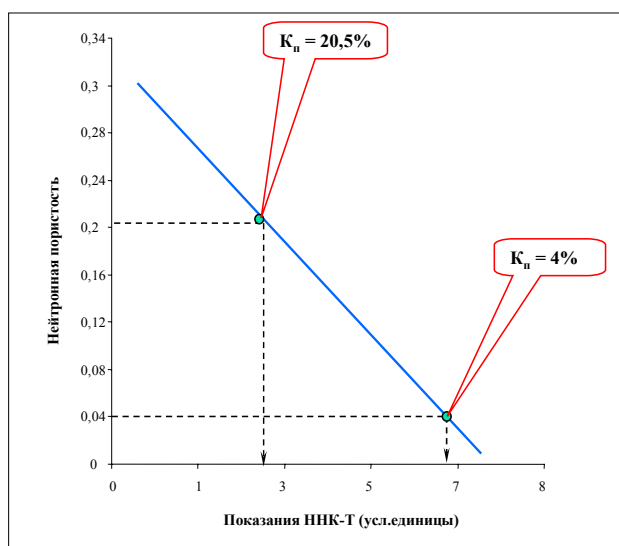


Рис. 52. Выбор опорных пластов для нормализации данных нейтронных методов

Нормализация показаний ННК-Т с определением пористости



- Кошайские глины
- Плотный пласт

Рис. 53. Нормализация данных нейтронных методов с определением пористости

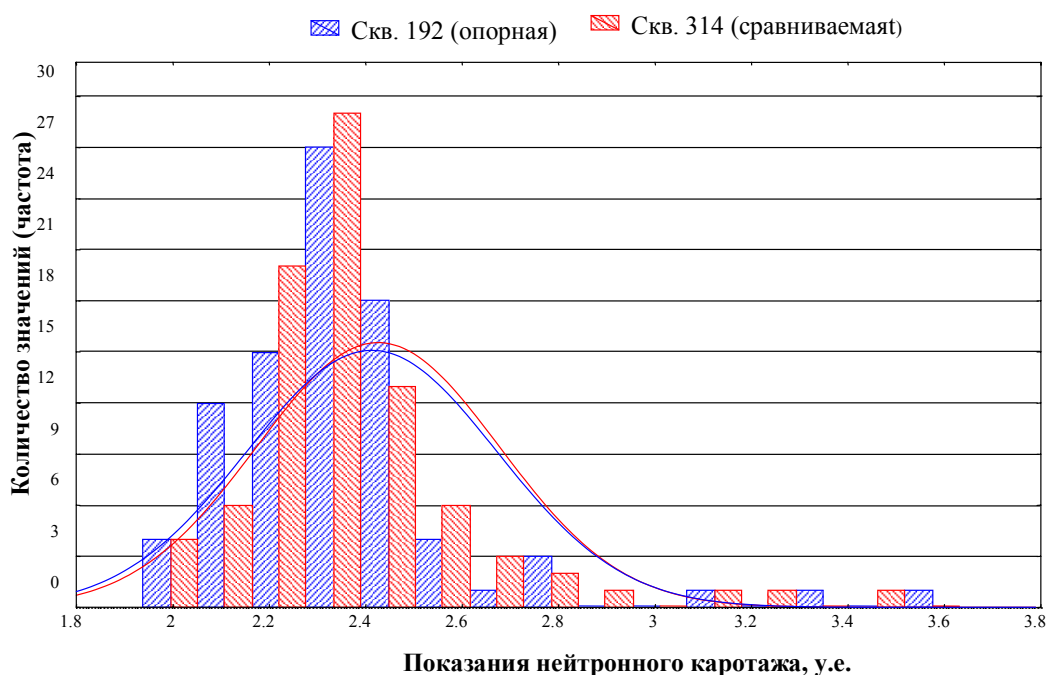


Рис. 54. Нормализация показаний нейтронного каротажа с использованием опорных скважин

В случае использования различных модификаций нейтронного метода в разных скважинах необходимо иметь несколько опорных скважин. После нормализации выполняется расчет двойного разностного параметра с использованием методики опорных пластов и определение индекса нейтронной пористости относительно опорной скважины

$$I = (N_n - N_{оппл}) / (N_{опгл} - N_{оппл}) \quad (53)$$

где

I – относительный нейтронный индекс

N_n – нормированное значение кривой НК исследуемой скважины

$N_{оппл}$ – значение кривой НК опорной скважины в опорном пласте плотных пород

$N_{опгл}$ – значение кривой НК опорной скважины в опорном пласте глини

Нейтронная пористость находится по формуле:

$$K_n = K_{пл} + (K_{гл} - K_{пл}) * I \quad (54)$$

где

$K_{пл}$ – пористость плотных пород опорного пласта по керну;

$K_{гл}$ – пористость глинистых пород опорного пласта.

Методология определения этих значений показана в первом разделе.

Определение пористости по комплексу методов. В тех случаях, когда каротаж выполнен несколькими методами, пригодными для определения пористости, для вычисления действительной пористости можно воспользоваться комбинационными номограммами – кросс-плотами. Наиболее часто используются комбинации нейтронно-плотностных и нейтронно-акустических методов. На рис. 55 и 56 показаны типичные кросс-плоты для определения пористости чистых неглинистых пород [11, 21]. Правила пользования этими номограммами предельно просты и не требуют детальных пояснений. Значения геофизических параметров должны быть скомпенсированы за влияние скважинных условий.

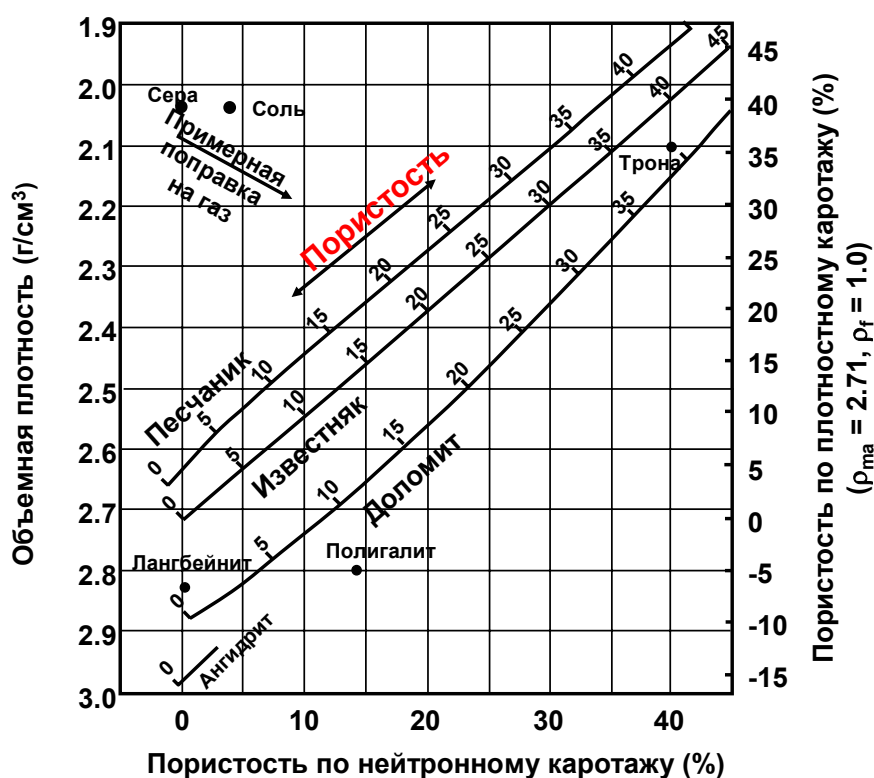


Рис. 55. Пример нейтронно-плотностного кросс-плота для определения пористости.

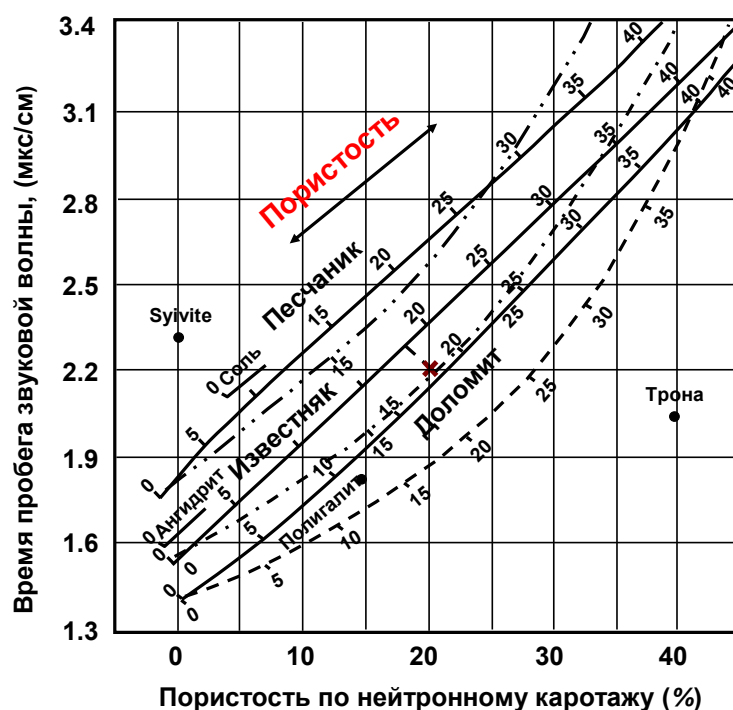


Рис. 56. Пример нейтронно-акустического кросс-плота для определения пористости.
(Сплошные линии – уравнение Уилли, штриховые – эмпирическое уравнение)

В чистых неглинистых пластах, заполненных жидкостями (вода, нефть), пористость может быть определена по упрощенной формуле среднего

$$K_n = \frac{K_{ггк} + K_{нк}}{2} \quad (55)$$

а в газоносных пластах –

$$K_n = \sqrt{\frac{K_{ггк}^2 + K_{нк}^2}{2}} \quad (56)$$

Глинизированные коллекторы. Рассмотренные варианты определения пористости дают сразу эффективную пористость в тех случаях, когда предполагаются чистые неглинистые гранулярные коллектора. В случае песчаных коллекторов, имеющих достаточно высокую глинистость, определение эффективной пористости требует введения поправок за глинистость. Введение поправок за глинистость однотипно для всех методов и требует знания объемной глинистости $V_{гн}$ и соответствующего параметра, отвечающего за физические свойства глинистых

пород, например, объемной плотности или эквивалентной влажности (общая пористость глинистых пород), времени пробега упругих волн, либо оценок пористости глинистых пород по соответствующему методу. Эти данные могут быть определены либо по керну глинистых пород экспериментально, либо по данным ГИС после выделения пластов глинистых пород в результате комплексного анализа диаграмм [11].

Для плотностного каротажа

$$K_{ne} = K_{пгк} - V_{гл} \cdot K_{пгл}$$

Для нейтронного каротажа

$$K_{ne} = K_{пнк} - V_{гл} \cdot K_{пгл} \quad (57)$$

Для акустического каротажа

$$K_{ne} = K_{пак} - V_{гл} \cdot K_{пгл}$$

В этих выражениях:

K_{ne} – эффективная пористость по конкретному методу ГИС

$K_{пгк}$, $K_{пнк}$, $K_{пак}$ – пористости, определенные по конкретным методам, без учета глинистости

$V_{гл}$ – объемная глинистость пород, определенная по данным методов ПС или ГК.

Во всех случаях после расчета пористости по данным ГИС целесообразным является сопоставление с данными по керну, что определяет качество интерпретационных процедур. Сопоставление может проводиться как прямым сравнением данных по разрезу скважины– рис. 58, так и корреляционно-регрессионным анализом – рис. 57 [9].

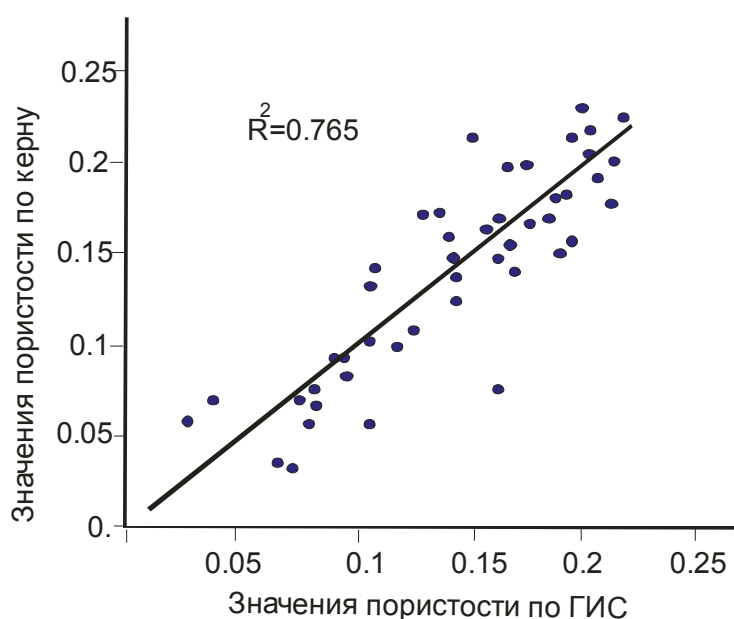


Рис. 57. Поле корреляции значений пористости по керну и результатам интерпретации ГИС.

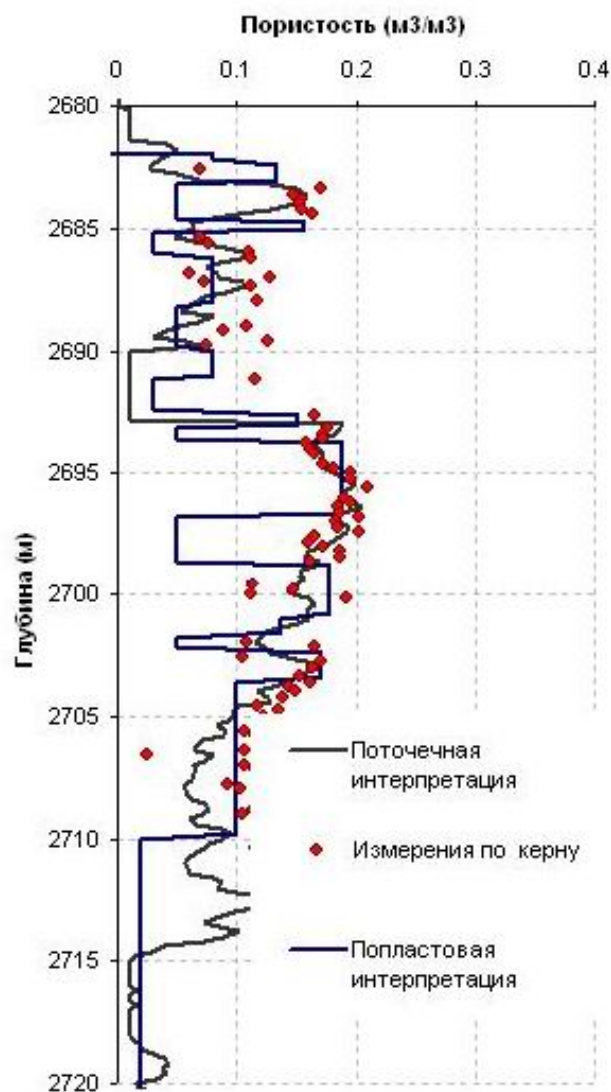


Рис. 58. Сравнительные данные определения пористости пород по керну, попластовой и поточечной интерпретации ГИС.

4.5. Определение флюидонасыщенности коллекторов

Флюидонасыщенность коллекторов - объем порового пространства, заполненного пластовой водой, нефтью и газом. Насыщенность определяется коэффициентами водо-, нефте- и газонасыщенности, которые характеризуют отношение объема пор, занятого конкретным видом флюида, по отношению к общему объему пор. Наиболее сложным является понятие водонасыщенности, т.к. вода может присутствовать в различных формах: в виде свободной воды - подвижной фазы, способной к перемещению в порах, в виде связанной воды, перемещение которой в порах невозможно в пределах достижимых давлений. Связанная вода образуется в пористой среде за счет поверхностно-молекулярных и капиллярных сил и соответствует минимальному содержанию воды в чистых неглинистых коллекторах. В глинистых горных породах обязательно присутствуют воды, связанные глинистыми минералами и входящие в состав

кристаллической решетки. Определение водонасыщенности S_w горных пород представляет собой задачу первостепенной важности, т.к. объем углеводородов в порах будет определяться как $(1 - S_w)$ [11, 14, 18].

Водонасыщенность **чистых неглинистых** коллекторов определяется по уравнению Арчи-Дахнова, если известно:

- удельное электрическое сопротивление пласта R_t
- пористость K_p
- удельное электрическое сопротивление пластовой воды R_w
- коэффициенты a , m , n , характерные для горной породы

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{K_n^m R_t} \right)^{1/n} \quad (58)$$

Известно, что параметр пористости коллекторов определяется соотношением

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \alpha K_p^{-m}, \quad (59)$$

поэтому справедливо соотношение

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (60)$$

Очевидно, что исходные величины должны быть заранее определены. Коэффициенты пористости определяются по плотностному, акустическому, нейтронному каротажу или керну, постоянные коэффициенты – по керну или специальным исследованиям ГИС, сопротивление пластовой воды – по данным анализа химического состава пластовых вод или данным метода ПС, истинное сопротивление коллектора – по диаграммам электрических методов с поправками за влияние скважины и зону проникновения.

В тех случаях, когда определение некоторых параметров, например, коэффициентов уравнения Дахнова – Арчи или параметра пористости, невозможно определить по керну, приближенные оценки могут быть получены по данным электрических методов с помощью диаграммы Пикетта или микрозондов.

Использование диаграммы Пикетта основано на использовании результатов определения пористости по вышеперечисленным методам и сопротивления водонасыщенных коллекторов ($S_w = 100\%$) по данным глубинных электрических методов, чаще всего – индукционного каротажа. Логарифмирование представляет базовое уравнение в виде:

$$\log(Rt) = -m \log(K_n) + \log(a R_w) - n \log(S_w) \quad (61)$$

Когда $S_w = 100\%$, величина « $n \log(S_w)$ » = 0. Пикетт-плот используют для определения сопротивления пласта и показателя цементации m , зависящего от геометрии пор. Ограничение, используемое при использовании графика Пикетта, для определения сопротивления пластовых вод, заключается в том, что скважиной вскрыт пласт, не содержащий глинистых разностей пород и на 100% насыщенный водой [8, 11]. Сопротивление пластовых вод в водоносных и нефтенасыщенных породах предполагается одинаковым. Тогда

$$\log(Rt) = -m \log(K_n) + \log(a R_w) \quad (62)$$

Полученное уравнение показывает линейную зависимость на билогарифмическом бланке, которая позволяет оценить наклон закона связи или параметр m – рис. 59.

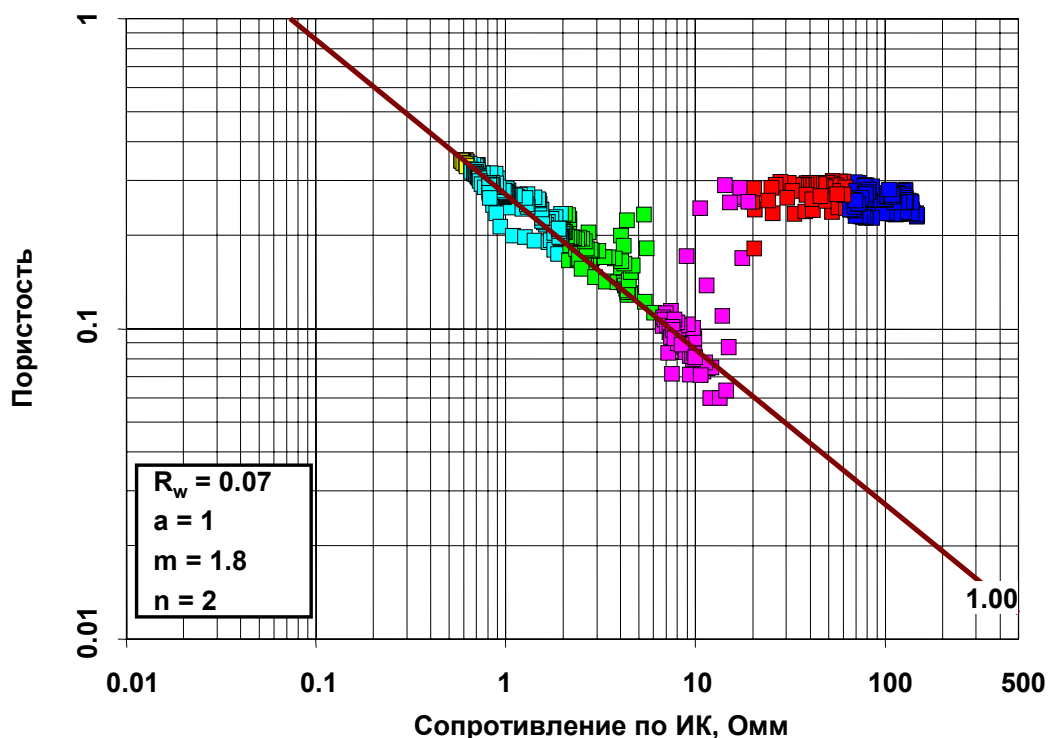


Рис. 59. Пикетт-плот для определения коэффициентов уравнения Дахнова – Арчи

Для оценки параметра пористости можно использовать данные регистрации кривых микрозондирований (потенциал-микрозонд и градиент-микрозонд) или микробоккового каротажа, предполагая, что глубинность методов позволяет определить удельное электрическое сопротивление промытой части зоны проникновения в пласт (с учетом поправок за влияние скважины), где породы насыщены фильтратом бурового раствора, сопротивление которого

известно по данным резистивиметрии и составляет величину ρ_{ϕ} . При этом предполагается 100 % насыщение породы фильтратом. Тогда

$$F = \frac{R_{xo}}{R_{mf}}, \text{ где} \quad (63)$$

R_{xo} – удельное электрическое сопротивление промытой части зоны проникновения.

Истинное удельное электрическое сопротивление пород пласта-коллектора R_t определяется по данным набора электрических каротажей с учетом влияния скважины и зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Существует несколько вариантов решения задачи:

- интерпретация данных бокового электрического зондирования (БКЗ) с определением всех электрических параметров пласта и зоны проникновения. Методика дает надежные результаты при поплавовой интерпретации [13, 16, 18]. При поточечной интерпретации для нормализации значений R_t необходима увязка с данными индукционного каротажа по опорным глинистым пластам;

- интерпретация данных многозондового индукционного каротажа ВИКИЗ;

- экспресс-интерпретация данных однозондового индукционного каротажа с учетом поправок за геометрический фактор и скин-эффект. Получаемое значение сопротивления близко к истинному. Недоучет влияния зоны проникновения может привести к завышению или занижению величины истинного сопротивления, поэтому желательна коррекция значений R_t с учетом данных поплавовой интерпретации БКЗ.

Определение водонасыщенности **глинистых коллекторов** значительно затруднено присутствием глинистой фракции, в которой может содержаться от 2% до 40% связанной воды от объема глин. Частицы глин имеют размер не более 2 микрона, что в 10-100 раз меньше, чем размер зерен песчаника. Электропроводность глинистой фракции очень высокая, соответственно ее присутствие уменьшает сопротивление горной породы и завышает водонасыщенность. Влияние глинистой фракции существенно зависит от типа глинистости, которая может быть представлена слоистой, структурной или рассеянной формами. Рассеянная глинистость локализуется в поровом пространстве, уменьшая эффективную пористость и сопротивление.

Современные модели учитывают наличие различных типов глин в породах, уравнение Арчи-Дахнова корректируется, приобретая более сложную форму. Существует множество вариантов уравнений для определения водонасыщенности глинистых песчаников [8, 11, 22].

Наиболее общий подход к проблеме определения водонасыщенности с учетом свойств глинистой фракции – это модели Ваксмана-Смитса (Waxman-Smiths или WS) и двойной воды (Dual Water или DW).

Эти модели требуют измерения емкости катионного обмена глинистой фракции и знания типа (минералогический состав) глин и форм ее распределения (слоистая, структурная или рассеянная формы).

Особенностью глинистых минералов является способностью удерживать молекулы воды на своей поверхности с образованием двойного электрического слоя. Структура и свойства вод этого слоя отличны от свободной воды и изменяются в зависимости от концентрации солей. Количество связанной воды и выражается (в граммах воды на миллиграмм-эквивалент катионного обмена) как $W=0.22+0.084/\sqrt{C}$, где C – концентрация хлорида натрия (моль/литр) в воде и может быть экспериментально определено на образцах керна глинистых песчаников. В иностранной литературе этот вид воды носит название граничной. Для каждого типа глины емкость катионного обмена различна:

- монтмориллонит - 1.00 мг-экв/г
- иллит - 0.20 мг-экв/г
- каолинит - 0.05 мг-экв/г

Изменение электропроводности пород коллектора, обусловленное влиянием электрических свойств двойного электрического слоя, учитывается моделями Ваксмана-Смитса и двойной воды.

Модель Ваксмана-Смитса характеризуется уравнением:

$$C_n = (S_{wt} \cdot K_n)^2 \left(C_w + \frac{BQ}{S_{wt}} \right), \quad (64)$$

Модель двойной воды описывается уравнением:

$$C_n = (S_{wt} \cdot K_n)^2 \left[C_w \left(1 - \frac{WQ}{S_{wt}} \right) + \frac{BQ}{S_{wt}} \right], \quad (65)$$

где

C_n – истинная электропроводность породы, мСим/м, сопротивление пласта $Rt = 1/C_n$, Омм;

B – катионная проводимость в мСим/м на мг-экв/г;

Q – емкость катионного обмена глин в мг-экв/г;

S_{wt} – общая водонасыщенность;

K_n – коэффициент общей пористости;

C_w – электропроводность свободной воды в порах в мСим/м;

W – количество связанной воды в порах, $W=0.22+0.084/\sqrt{C}$, где C – концентрация хлорида натрия (моль/литр) в воде;

Величина B определяется по керну с применением уравнения для проводимости глинистых песчаников с известным Q , насыщенным водой различной минерализации или приближенно оценивается из экспериментальной зависимости

$$B = 4.6 \left[1 - \left(0.6 \exp \left(\frac{-0.77}{R_w} \right) \right) \right], \quad (66)$$

где R_w – удельное электрическое сопротивление пластовой воды.

Уравнения записаны для случая коэффициентов Арчи (если $a=1$, $n=2$, $m=2$).

Для вычисления истинной водонасыщенности это уравнение решается относительно S_{wt} , если другие параметры известны по данным ГИС или керна.

Другие уравнения для определения водонасыщенности песчано-глинистых пород с рассеянной глинистостью [8, 11]:

Уравнение Симанду (Simandoux)

$$S_w = \frac{a \rho_e}{2 K_n^m} \left(\left(-\frac{V_{zl}}{R_{zl}} \right) + \sqrt{\left(\frac{V_{zl}}{R_{zl}} \right)^2 + \frac{4 K_n^m}{a \cdot R_t \cdot R_w}} \right), \quad (67)$$

Индонезийское уравнение

$$S_w = \sqrt{\frac{1}{\left(\left(\frac{K_n^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) + \left(\frac{V_{zl}^{(1-\frac{V_{sh}}{2})}}{\sqrt{R_{zl}}} \right) \right)^2}} \cdot \sqrt{R_t}} \quad (68)$$

где $V_{гл}$, $R_{гл}$ – объемная глинистость и удельное электрическое сопротивление глин.

Выбор того или иного уравнения для оценки водонасыщенности определяется только качеством набора исходной информации экспериментальным опробованием в сопоставлении с данными лабораторной петрофизики. На основании выбранных моделей производится поточечный расчет водонасыщенности коллекторов – рис. 60.

4.6. Прогноз проницаемости по данным ГИС

В типовом комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого определения величины абсолютной проницаемости, поэтому реальной является только возможность прогнозирования этого параметра по комплексным данным с использованием различных вариантов корреляционных зависимостей.

Типичной формой связи, используемой для решения этой задачи, является нелинейная зависимость проницаемости от пористости – раздел 1. При использовании этой информации для

прогноза проницаемости по данным ГИС, необходимо учитывать изменчивость коэффициентов уравнений в зависимости от литотипа пород и условий осадконакопления. В этой связи обязательна последовательная интерпретация, позволяющая

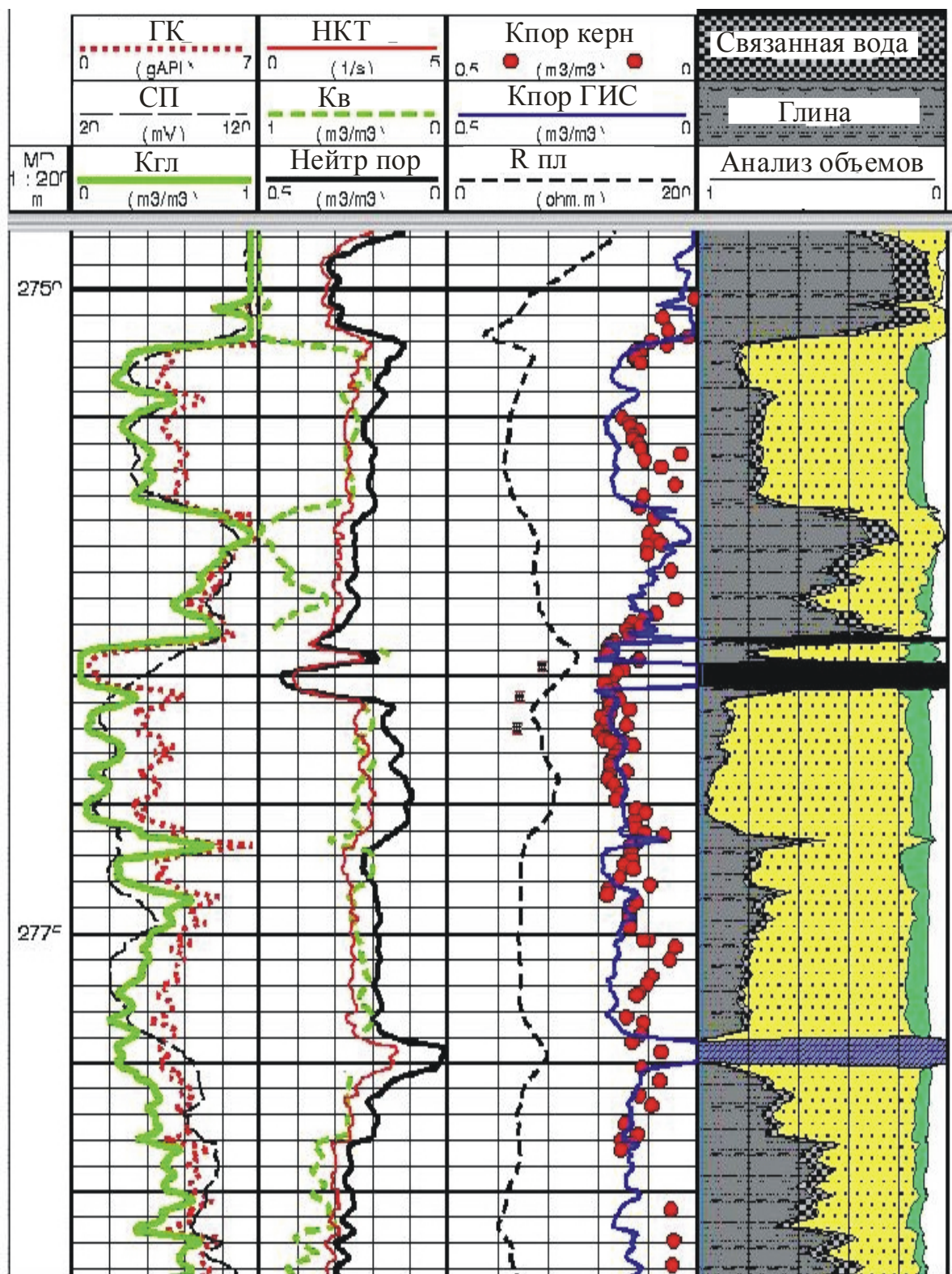


Рис. 61. Результаты комплексной поточечной интерпретации данных ГИС по скважине 187 Крапивинского месторождения.

- определить литологическую характеристику пород по комплексу ГИС
- обобщить геологическую информацию с уточнением границ литофациальных областей и построением зональной седиментологической модели
- определить пористость пород с учетом влияния глинистости
- выбрать типичные уравнения пористости и проницаемости, характерные для конкретных литотипов пород и седиментологической зональности
- выполнить расчет прогнозных значений абсолютной проницаемости

Данный подход является классическим, но его реализация показывает, что из-за дисперсии коэффициентов уравнений связи прогнозные значения проницаемости могут определяться с достаточно большой ошибкой. Пример использования классического подхода показан на рис. 34.

В некоторых случаях наблюдается достаточно уверенная корреляционная связь проницаемости с данными различных методов ГИС. Например, в литературе приводится большое количество экспериментальных статистических уравнений связи проницаемости с нормированными значениями поля ПС ($\alpha_{\text{ПС}}$) или двойным разностным параметром поля естественной гамма активности. Но действие этих уравнений ограничено частными месторождениями [8, 16, 18, 19].

Более общие варианты прогноза проницаемости, предлагаемые зарубежными специалистами, требуют учета остаточной водонасыщенности пород, определение которой по данным ГИС, как показано выше, тоже зависит от выбранных моделей расчетов и проблематично. Тем не менее, наиболее часто рекомендуемыми уравнениями являются [8, 11]:

$$k^{0.5} = \frac{250 \cdot K_n^3}{S_{wi}}, \text{ уравнение Тиксье (Tixier)} \quad (69)$$

$$k^{0.5} = \frac{100 \cdot K_n^{2.25}}{S_{wi}}, \text{ уравнение Тимура (Timur)} \quad (70)$$

$$k^{0.5} = \frac{300}{W^4} \cdot \frac{K_n^W}{S_{wi}^W}, \text{ уравнение Коатса-Думанойра (Coates – Dumanoir),} \quad (71)$$

где W принимается равным коэффициентам m и n уравнения Дахнова – Арчи.

$$k^{0.5} = 100 \cdot \frac{(1 - S_{wi}) \cdot K_n^2}{S_{wi}}, \text{ уравнение Коатса (Coates)} \quad (72)$$

Во всех уравнениях S_{wi} – остаточная водонасыщенность, K – проницаемость, K_n – пористость пород.

Более оправданным является прогноз проницаемости с позиций классификации коллекторов на основе гидравлических единиц потока - индикатора гидравлической единицы FZI (Flow Zone Indicator) и индекса качества коллектора RQI (Reservoir Quality Index), рассмотренных

выше [5, 6, 9]. С точки зрения прогноза проницаемости проблема решения этой задачи сводится к прогнозу значений классов коллекторов на основе данных ГИС, а затем – расчету абсолютной проницаемости по жидкости с помощью основного уравнения Козени-Кармена. Возможен и второй подход – определение класса коллектора, а затем использование типовой зависимости пористость-проницаемость, но заранее структурированной на основе класса коллекторов по данным исследований керна. Во всех случаях основой является определение класса коллектора по ГИС.

Возможность решения этой задачи определяется существованием взаимосвязей FZI и минералогического состава, что определяет корреляцию FZI и литологических типов каротажа. В частности, замещение полевых шпатов и гидрослюд содержащих изотопы калия, кварцем и нерадиоактивным каолинитом, приводит к обратной зависимости FZI от естественной радиоактивности пород, что лабораторными измерениями радиоактивности керну и данными гамма каротажа в открытом стволе.

Определение класса коллектора. Комплексные параметры. При анализе фильтрационно-емкостных свойств пород целесообразно использование концепции гидравлических единиц потока (Амаефулле и др. 1993) [5, 6], которая позволяет выделить типы пород с близкими характеристиками порового пространства. Вариабельность геометрии пор, обусловленная седиментационными и диагенетическими процессами, определяет существование различных типов коллектора – гидравлических единиц, имеющих характерные взаимосвязи между статическими (пористость, распределение пор по размерам) и динамическими параметрами (абсолютная и фазовые проницаемости, функция капиллярного давления). Остановимся на практической реализации методики. Связь пористости и проницаемости пористой среды выражается уравнением Козени - Кармена

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \quad (73)$$

где F_s – параметр формы, τ – параметр извилистости, S_{gv} - поверхность пор на единицу массы.

Группа параметров $F_s \tau^2 S_{gv}^2$ определяет геометрические параметры порового пространства и зависит от геологических характеристик породы. В нахождении и разделении величины $F_s \tau^2 S_{gv}^2$ заключается концепция классификации гидравлических единиц коллектора. С этой целью используются 2 основных параметра - индикатор гидравлической единицы FZI (Flow Zone Indicator) (7) и индекс качества коллектора RQI (Reservoir Quality Index) (8).

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} \quad (74)$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}, \quad (75)$$

где 0.0314 – коэффициент для промысловой системы единиц (миллиДарси)

В сокращенном виде уравнение 73 выглядит как:

$$RQI = \phi_z \cdot FZI, \quad (76)$$

или

$$\log(RQI) = \log(\phi_z) + \log(FZI) \quad (77)$$

где

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (78)$$

Уравнение 77 показывает, что графически FZI определяется отсечением по оси RQI при $\phi_z = 1$ на графике RQI- ϕ_z в билогарифмических координатах и данные образцов с различными FZI будут лежать на параллельных прямых. Эти линии представляют собой отдельные гидравлические единицы, характеризующиеся некоторым средним значением FZI.

Основная идея метода гидравлических единиц заключается в выделении групп образцов, принадлежащих к отличительным типам породы, характеризующихся уникальными взаимосвязями между емкостными и фильтрационными свойствами. Такими уникальными характеристиками являются, например, величина FZI определяющая связь между пористостью и проницаемостью, функция Леверетта, связывающая водонасыщенность и капиллярное давление. Знание типа гидравлической единицы (т.е. величины FZI) позволяет корректно определить динамические характеристики коллектора по измерениям только статических свойств (пористости). По данным лабораторных исследований керна определение этих параметров труда не представляет [9].

Для выделения и описания гидравлических единиц по данным керна используется множество качественных, графических и аналитических методов. Однако каждый из них имеет свои недостатки и неопределенность, поэтому для определения гидравлических единиц всегда используется комбинация нескольких методов и всех доступных данных. Эта методика была опробована на примере Крапивинского месторождения.

Наиболее простыми и достоверными методами выделения и описания гидравлических единиц потока являются:

- **Графический анализ накопленной функции вероятности.** На графике в логарифмическом масштабе по оси x, каждое нормальное распределение образует характерную прямую линию. По данному графику можно достаточно уверенно выделить границы 7 основных гидравлических единиц (рис. 62). Поскольку данный график не характеризует среднего значения нормальной выборки, среднее FZI для каждой группы рассчитывается осреднением.

- **Стратиграфически модифицированный график Лоренца,** по аналогии с распределением материальных ценностей среди массы населения характеризует распределение проводимости среди объема пород содержащих флюид. Для этого по оси Y строится фильтрационная характеристика коллектора – нормализованная накопленная проводимость $\Sigma(k \cdot h)$, а по оси X – емкостная характеристика пород – нормализованная накопленная емкость $\Sigma(\phi_e \cdot h)$. При этом

основное отличие от оригинального графика Лоренца заключается в том, что данные упорядочиваются по стратиграфическому положению. Данный график по сути является аналогом записи скважинного расходомера - синтетическим профилем притока. Места перегиба кривой должны характеризовать границы гидравлических единиц, поскольку в пределах каждой из них коллектор имеет близкие гидродинамические свойства. Модифицированный график Лоренца скважины 187 (рис. 63) показывает, что в ее разрезе могут быть выделены 5 групп коллекторов с близкими свойствами.

- **Кластерный анализ** является одним из наиболее эффективных аналитических методов выделения подобных популяций и позволяет избежать субъективизма присущего графическим методам анализа. Для выделения гидравлических единиц был использован иерархический метод

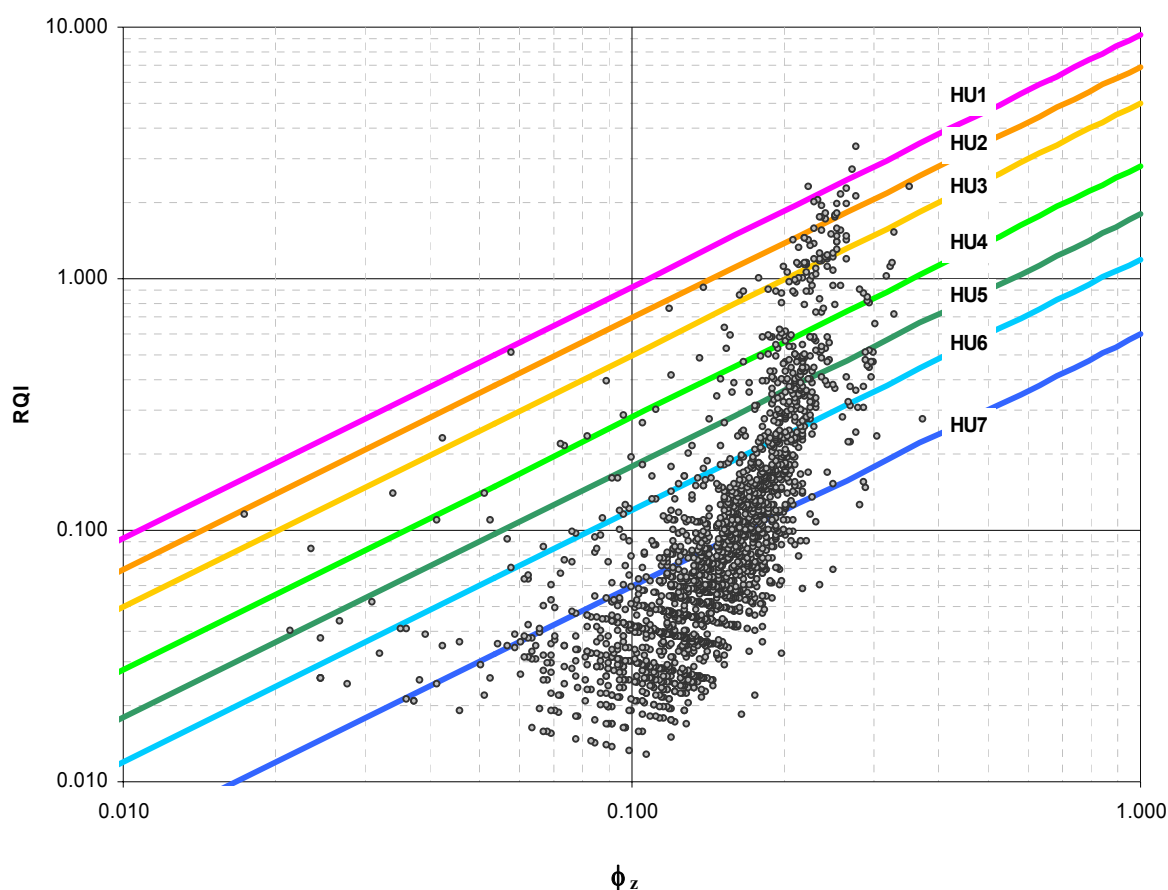


Рис. 62. Кросс-плот параметра качества коллектора (RQI) и нормализованной пористости.
(Крапивинское месторождение)

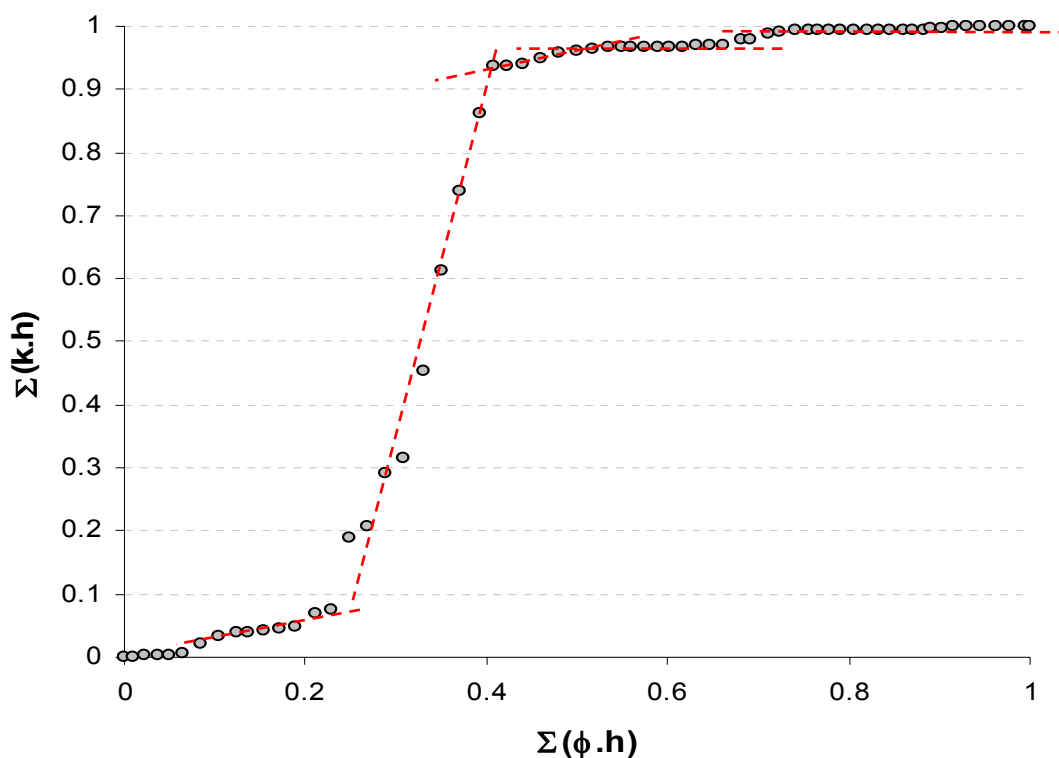


Рис. 63. Стратиграфически модифицированный график Лоренца (скв. 187).

Варда (Ward's) при котором все образцы один за другим постепенно объединяются в группы до тех пор пока не будет достигнуто желаемое число кластеров. Несмотря на то, что число кластеров является входными данными для анализа, он может быть использован для определения числа гидравлических единиц, путем задания различного числа кластеров и сравнения ошибки расчета проницаемости с использованием корреляций (т.е. среднего FZI) для соответствующего числа кластеров. Рис. 64 показывает, что выделение более чем 7 кластеров не приводит к снижению погрешности расчета, что подтверждает предварительные результаты графического анализа графиков накопленного распределения вероятности.

- **Анализ зависимостей капиллярного давления** с использованием метода Винленда (Winland 1972) [6] позволяет классифицировать породы по величине радиуса пор соответствующих 35% насыщенности несмачивающей фазы, которая является хорошей характеристикой системы крупных взаимосвязанных пор. Значения радиуса Винленда полученные для системы вода-воздух образуют 4 группы (рис. 65). Аналогичная картина наблюдается при сравнении функций Леверетта, которые также разделяются на 4 группы (рис. 66).

- **Результаты седиментологического и петрографического анализа керна** наполняют классификацию гидравлических единиц геологическим содержанием и позволяют разделить типы пород по текстурным, минералогическим и гранулометрическим характеристикам. По анализу условий осадконакопления среди пород пласта Ю₁³ явно выделяются 5 основных литогенетических типов (рис. 28), детально описанные в томах 1, 3 настоящего отчета. Данные петрографического анализа также позволяют классифицировать коллекторы пласта Ю₁³ по

гранулометрическому и минералогическому составу на 5 «литолого-структурных группы» (Дорогиницкая, Пестов 2002) [20]. Классификация, полученная авторами, близка к разделениям по описанию керна и данным капиллярного давления (рис. 67).

Сравнение классификаций по различным методам показывает, что группы могут перекрываться и быть вложенными друг в друга (рис. 67). Результаты анализа капиллярного давления и петрографических исследований не выделяют группы пород с достаточной точностью, что может быть связано с недостаточностью выборки экспериментальных образцов. Описание керна и кластерный анализ позволяют достичь лучшей точности за счет большого количества исходных данных, однако кластерный анализ имеет тенденцию выделять с большей детальностью гидравлические единицы среди самых низкопроницаемых пород, которые составляют большую часть выборки образцов. Поскольку экспериментальные данные для низкопроницаемых образцов могут иметь высокую относительную погрешность, и вариация проницаемости для этих классов не значительно влияет на разработку залежи, результаты кластерного анализа были скорректированы для трех последних классов по данным описания керна и анализа капиллярного давления. Итоговая классификация обобщает данные по пластам Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴ Крапивинского месторождения и базируется на основе скорректированных данных кластерного анализа, характеристики 7 выделенных гидравлических единиц приведены в таблице 6.

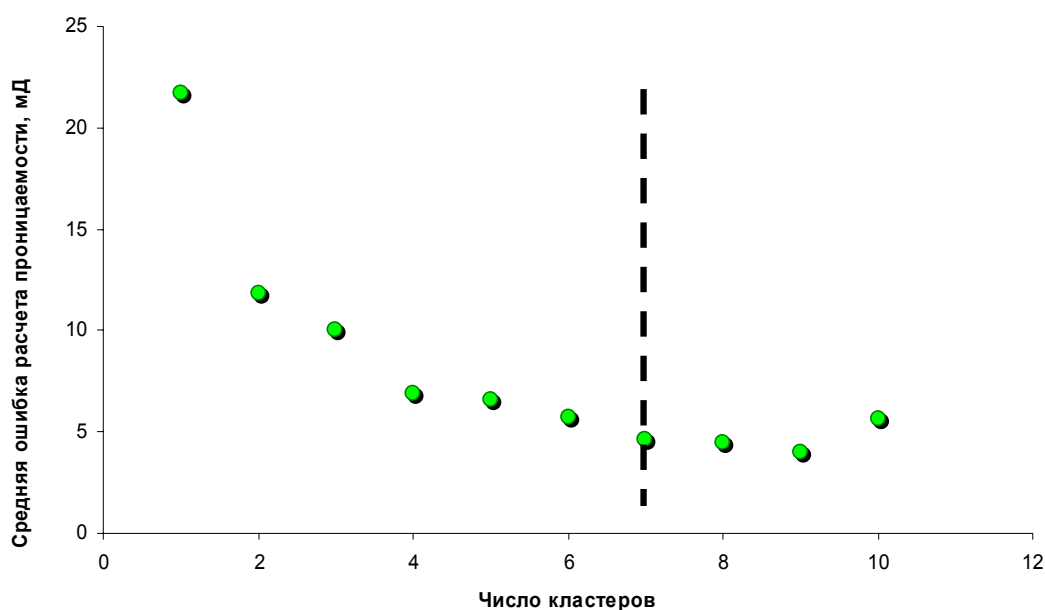


Рис. 64. Зависимость ошибки определения проницаемости от числа кластеров

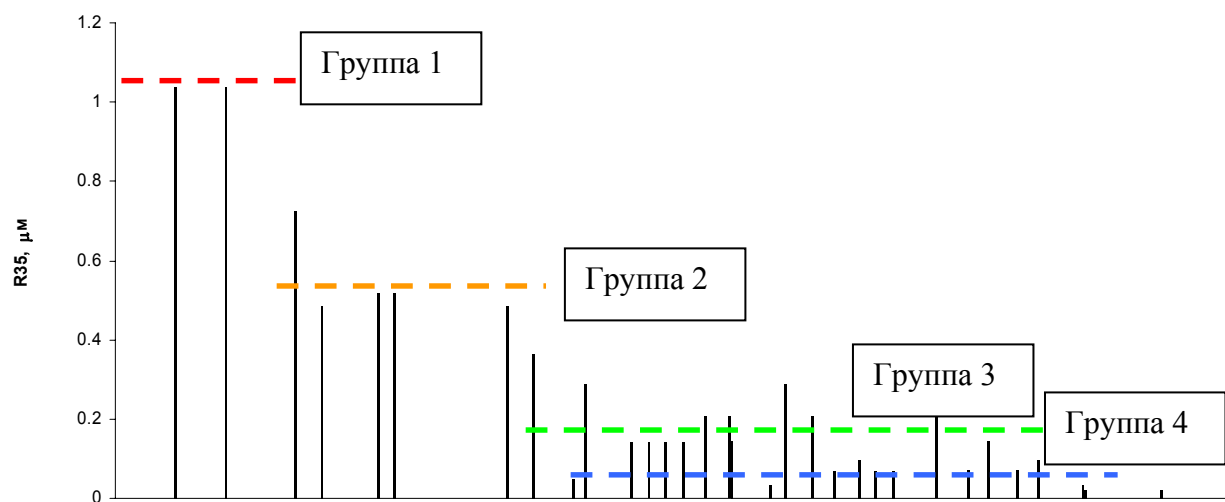


Рис. 65. Распределение радиусов Винленда (R35) для групп коллекторов
(Крапивинское месторождение)

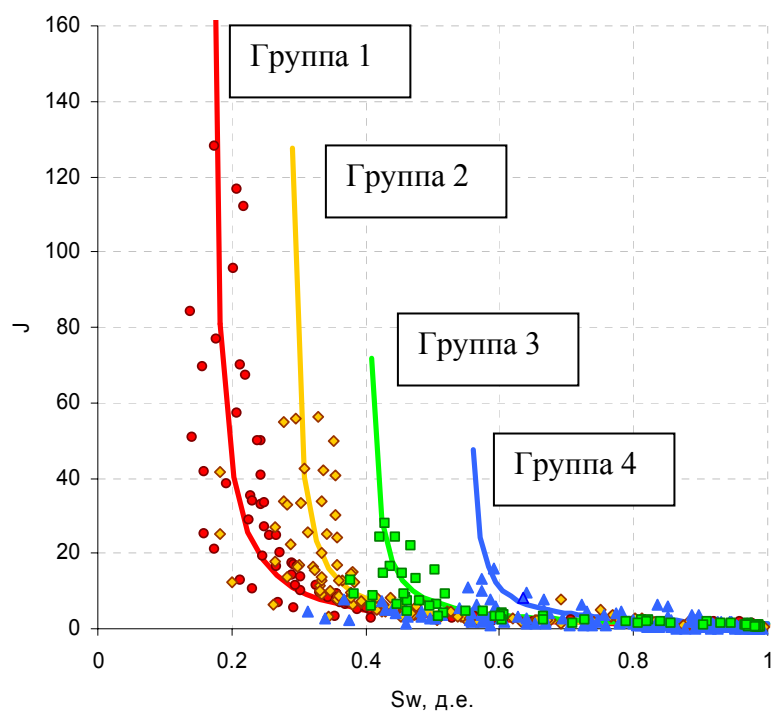


Рис. 66. Функции Леверетта для различных групп коллекторов.

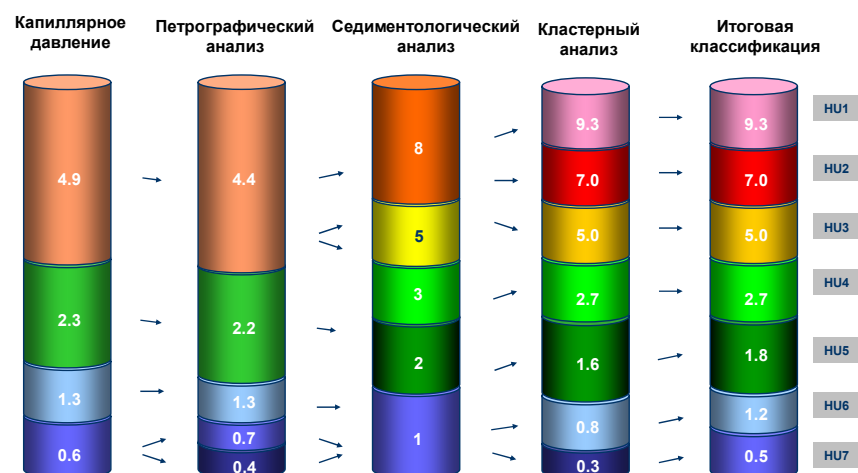


Рис. 67. Сравнение классификаций типов коллектора по различным методикам анализа
(Крапивинское месторождение)

Таблица 6

Средние характеристики гидравлических единиц коллекторов

HU	FZI мин	FZI	RQI	ϕ , д.е.	k, мД	Седиментологическая характеристика
1	8.29	9.34	2.35	0.199	1178	Песчаники среднезернистые, однородные, хорошо отсортированные. Фация гребней вдольбереговых регрессивных тел барового типа.
2	6.34	6.98	1.60	0.189	537	
3	3.92	4.98	1.06	0.176	226	Песчаники средне-мелкозернистые, однородные. Фация гребней вдольбереговых регрессивных тел барового типа.
4	2.08	2.68	0.56	0.163	68	Песчаники мелко-среднезернистые с градационной слоистостью, обуславливающей послойную нефтенасыщенность. Прерывистая волнистая текстура наслоения. Фация склоновых частей баровых систем.
5	1.50	1.80	0.37	0.168	28	Песчаники мелкозернистые и алевролиты с прослоями глинисто-углистого детрита. Фация подводных отмелей.
6	1.00	1.20	0.21	0.147	9	Песчано-алеврито-глинистые разности. Разнообразная слоистость. Фация осадков зоны волнений.
7	0.00	0.60	0.06	0.120	1	

Определение гидравлических единиц по данным геофизических исследований в скважинах, пробуренных без отбора керна, может быть осуществлено по показаниям радиоактивного каротажа и метода ПС, поскольку FZI имеет хорошую корреляцию с естественной гамма- и электрохимической активностью пород [9].

Наиболее надежным вариантом является прогноз типа коллектора по данным комплекса методов, в который включались данные ПС, ГК, пористость по данным ГИС (комплекс методов) с опорой на лабораторные исследования керна. Комплекс данных анализируется с помощью методов множественной регрессии, условной вероятности и нейронных сетей с оценкой значимости каждого из них. Сравнение расчетов проницаемости и результатов ее определения по керну на примере Крапивинского месторождения показывает хорошую сходимость данных в отличие от классического подхода – рис. 68, 69 [9].

Таким образом, при интерпретации ГИС и прогнозе проницаемости применение классификации коллекторов дает более надежные результаты.

Результатом последовательной поточечной интерпретации является согласованный с данными по керну петрофизический и литологический разрез каждой индивидуальной скважины, пригодный для трехмерного моделирования и построения базовых петрофизических моделей.

Анизотропия проницаемости. Проницаемость горных пород является величиной векторной, зависящей от направления преимущественной ориентировки связанных пор. Различие величины проницаемости по разным направлениям предполагает анизотропию фильтрационных свойств, которая может и должна быть учтена при формировании петрофизической и флюидодинамической моделей. Различают вертикальную и горизонтальную (латеральную) анизотропию проницаемости.

В обычной практике анализа фильтрационно-емкостных свойств пород определяют вертикальную (по образцам, выпиленным перпендикулярно напластованию пород) и горизонтальную (по образцам, выпиленным параллельно напластованию пород) проницаемости. Соотношение этих компонентов определяет вертикальную анизотропию песчаников и является одним из важнейших параметров при построении петрофизической, а затем и флюидодинамической анизотропной модели. В отсутствие экспериментальных данных данное соотношение принимается равным 0.1. Реальное же значение может существенно отличаться от этого и, например, для пород Крапивинского месторождения по результатам статистического анализа составляет 0.5. Это означает возможность улучшенных вертикальных перетоков флюидов в процессе эксплуатации месторождения.

Явление горизонтальной анизотропии проницаемости реально существует, что подтверждено экспериментальными исследованиями образцов, выпиленных в различных азимутальных направлениях. Соотношения проницаемостей по разным направлениям достигает 1.5 – 5.0 [10] по песчаникам серии изученных месторождений – Вахское, Игольско-Таловое,

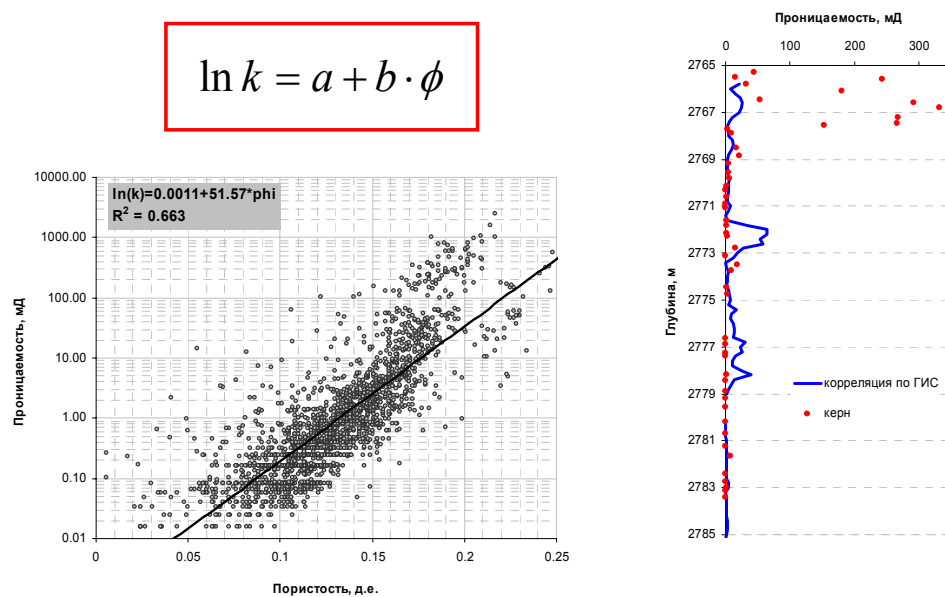


Рис. 68. Результаты прогноза проницаемости по данным ГИС на основе связи пористость – проницаемость.

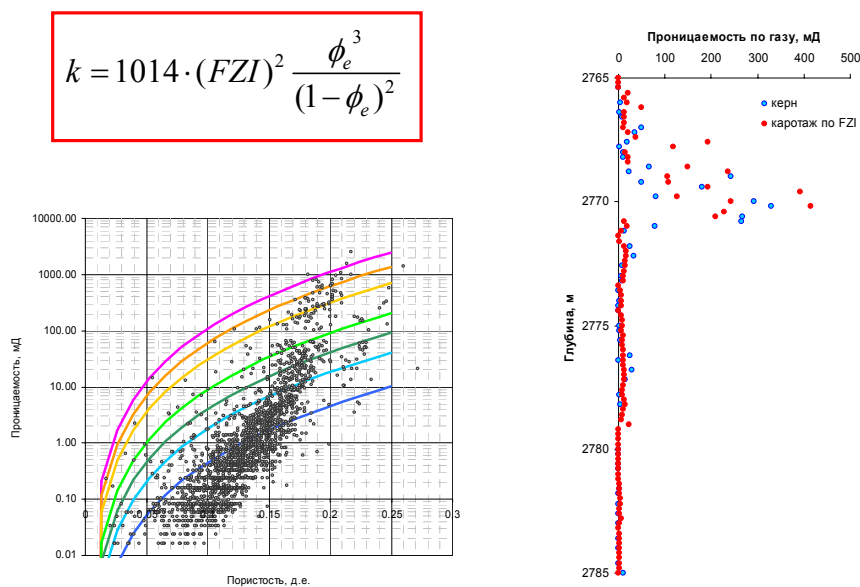


Рис. 69. Результаты прогноза проницаемости по данным ГИС на основе выделения классов коллекторов (гидравлических единиц потока).

Крапивинское, и верхний предел горизонтальной анизотропии на сегодняшний день не установлен. Для изучения этого явления необходимы петрофизические эксперименты на ориентированном в пространстве керне.

Для выявления и оценки этого явления на Крапивинском месторождении был использован комплекс методов, позволяющих осуществить определение анизотропных литологических, петрофизических (упругих, магнитных) и фильтрационных характеристик предварительно ориентированных в пространстве образцов керна продуктивного коллектора Ю₁³⁻⁴. Использование ориентированного керна позволяет жестко фиксировать любые проявления упорядоченной структуры пород (слоистость, трещиноватость, закономерная ориентировка частиц, пор и т.д.), а также связанных с ними анизотропных параметров петрофизических свойств в современной магнитной и географической системах координат для использования в современных программных продуктах моделирования месторождений нефти и газа, например, Eclipse 2000.

Пространственное ориентирование керна, предназначенного для изучения анизотропных характеристик пород, производилась палеомагнитным методом. Ориентированные образцы лидирующих литологических разностей были использованы для изготовления ориентированных шлифов (по 2 взаимно ортогональных шлифа в вертикальной и горизонтальной плоскостях) для изучения состава и условий образования пород и определения литологической анизотропии методами анализа пространственного распределения удлинений частиц, микроструктурного анализа по кварцу, определения петрофизической и фильтрационной анизотропии. По результатам измерений построены роз-диаграммы распределения оптических осей кварца, удлинений частиц и различных петрофизических параметров на полярной проекции в принятой системе координат - рис. 70, 71.

Значения коэффициента анизотропии магнитных и упругих свойств по образцам отобранной коллекции образцов в среднем составляет 10%, достигая в некоторых случаях 20-30%. Для магнитных параметров характерно северо-восточное, а для упругих – северо-западное направление главной оси эллипса анизотропии. В пределах коллектора Ю₁³⁻⁴ направления максимумов магнитной и упругой анизотропии разворачиваются на угол, близкий к 90°.

Исследованием экспериментальных образцов установлено, что значение проницаемости в горизонтальной плоскости (параллельно напластованию) существенно зависит от направления подготовки экспериментальных цилиндров. Для всех образцов коллекции наблюдается систематическое превышение проницаемости, определенной по цилиндрам, выпиленным в северо-восточном направлении, по сравнению с цилиндрами, выпиленными ортогонально (в северо-западном направлении). Соотношение проницаемостей по разным направлениям изменяется от 2.5 до 5, составляя для наиболее проницаемых разностей в среднем 2 – табл. 7, несмотря на то, что коэффициент пористости отличается только десятками долями. По данным капилляриметрии установлено, что в направлении наилучшей проницаемости количество пор наибольшего радиуса может достигать в соотношения 1:6 по сравнению с ортогональным направлением.

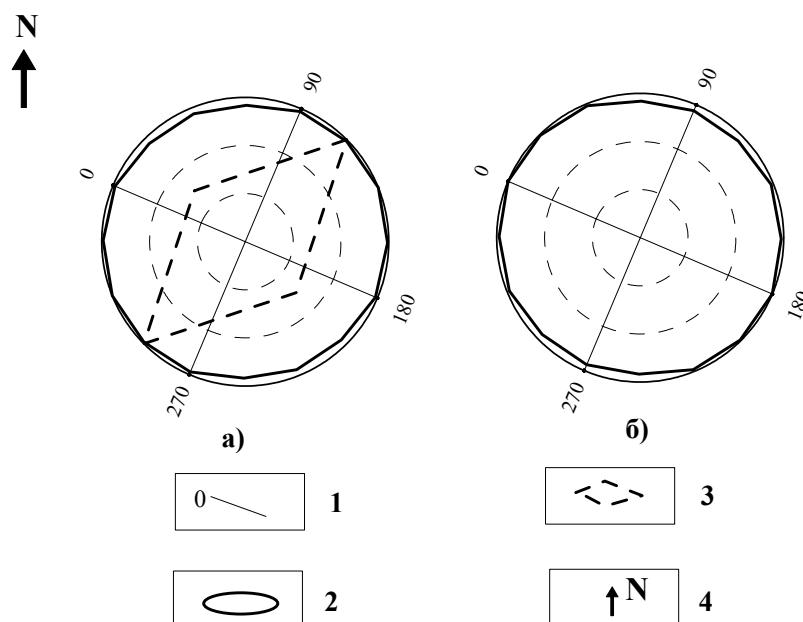


Рис.70. Полярные проекции нормированных анизотропных определений магнитных, фильтрационных (а) и упругих свойств песчаников (обр. 12 – скв. 187).

Условные обозначения:

1 – система координат образца, 2 – эллипсы анизотропии магнитных и упругих свойств, 3 – анизотропия проницаемости, 4 – современная система координат

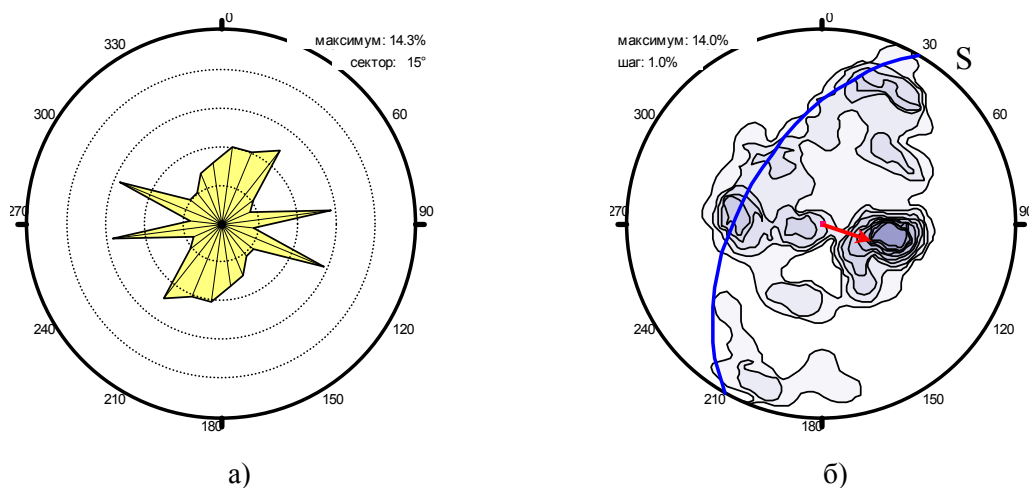


Рис. 71. Роза-диаграмма удлинений частиц (а) и полярная проекция распределения оптических осей кварца (б) песчаников Крапивинского месторождения (обр. 12 – скважина 187). S – плоскость ориентировки оптических осей, стрелкой показано направление потока

**Фильтрационно-емкостные и петрофизические свойства обр.№12 скв.№187 Крапивинского
месторождения углеводородов**

№ эксперименталь ного цилиндра, ориентировка	Коллектор. свойства		Электрич. парамет	Упругие свойства, $V_p \cdot 10^3, \text{м/с}$
	Кпо, %	Кпр, мД		
1954-02// ₁ - СВ	18,6	212,8	20,2	2,82
1954-02// ₂ - СЗ	18,2	106,4	21,4	2,96

Таким образом, северо-восточная ориентировка наилучшей проницаемости в образце хорошо согласуется с направлениями предпочтительной ориентации удлинений частиц, оптических осей кварца и главной оси эллипса анизотропии магнитных свойств. Главная ось эллипса анизотропии упругих свойств направлена ортогонально. В сопоставлении с материалами капилляриметрии взаимоотношения указанных анизотропных параметров обусловлены пространственным распределением пор различного диаметра и преобладанием связанных пор наибольшего радиуса в северо-восточном направлении.

4.7. Определение граничных значений петрофизических параметров коллекторов

Определение граничных значений петрофизических параметров коллекторов означает поиск критических величин проницаемости, водонасыщенности, пористости и глинистости при которых пласт может рассматриваться как не коллектор, не способный отдавать флюид или при наличии углеводородно-водяной смеси в поровом пространстве может отдавать только воду.

Традиционно считается, что предел по проницаемости 1.0 миллиДарси разделяет коллектор – неколлектор. Статистические данные подтверждают это положение и показывают, что водонасыщенность пород с проницаемостью ниже этого значения превышает 50 %. Но существуют месторождения, коллекторы которых обладают очень низкими свойствами по проницаемости и, тем не менее, отдают нефть. Поэтому во всех случаях необходимо нижний предел по проницаемости обосновывать.

Проницаемость горных пород тесно связана с их эффективной пористостью и гидравлическим радиусом пор. Капиллярное давление обратно пропорционально радиусу пор и связано с водонасыщенностью. При проведении экспериментов по капилляриметрии определяется остаточная водонасыщенность, характеризующая объем пластовой воды, связанной капиллярными силами, а также критическая водонасыщенность, при которой начинается обводнение притока в скважину. Чем меньше радиус пор, тем ниже проницаемость и тем выше значения остаточной и критической водонасыщенностей. Образуется система взаимосвязанных параметров, взаимодействие которых определяет понятие «коллектор – неколлектор». С точки

зрения эксплуатационных свойств пласта нижний предел по проницаемости может рассматриваться со следующих позиций:

- пласт не способен отдавать флюид, т.е. является «сухим» в пределах достижимых депрессий, несмотря на наличие пластовой воды за счет действия капиллярных сил;
- в пределах достижимых депрессий пласт способен отдавать только воду из-за низкого значения критической водонасыщенности.

Для определения предела нижнего предела по проницаемости, определяющего понятие «коллектор – неколлектор», достаточно проанализировать статистические параметры распределения проницаемости пород с высокими значениями остаточной водонасыщенности более 50%. На рис. 72 приведена гистограмма распределения газопроницаемости песчаников Крапивинского месторождения, удовлетворяющих этому условию. Закон распределения соответствует логнормальному со средним значением 0.751 ± 0.04 мД при стандартном отклонении 1.06. Это среднее значение может быть принято в качестве критического по проницаемости.

Определение критических значений пористости может быть обосновано соотношением законов распределения этого параметра, сгруппированных относительно нижнего предела проницаемости 0.75 мД в сторону больших и меньших значений. Рис. 73 отображает соотношение законов распределения соответствующих групп значений по пористости. Из сопоставления очевидным становится преобладание высокопроницаемых разностей в группе пород с большой пористостью. Сопоставление законов распределения определяет критическое значение пористости, соответствующее примерно 0.14 или 14 % для данных групп пород (Крапивинское месторождение).

Аналогичным образом, используя критическое значение пористости и располагая сведениями об объемной глинистости, можно произвести группирование данных и определить по соотношению законов распределения критическое значение глинистости, выше которого глинизация приводит к резкому ухудшению коллекторских свойств пород. Введение предельного значения глинистости позволяет оценить эффективную мощность коллектора, в состав которого включаются только те участки разреза, где глинистость не превышает указанный предел. Например, для пород Крапивинского месторождения критическое значение глинистости составляет 17.5 % при условии, что критическое значение пористости – 14 %.

Определение критического значения водонасыщенности, при котором начинается обводнение притока, оптимально производить по капиллярным кривым, сгруппированным в соответствии с литотипами горных пород или принятой классификацией коллекторов. В качестве

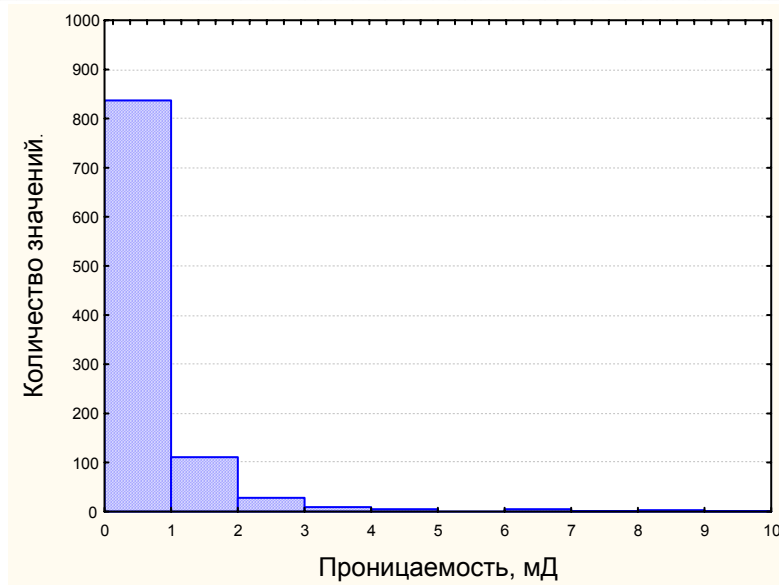


Рис.72. Гистограмма распределения проницаемости песчаников Крапивинского месторождения (остаточная водонасыщенность более 50 %)

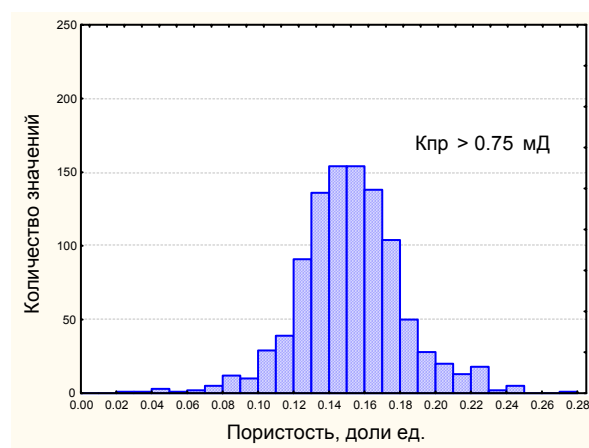
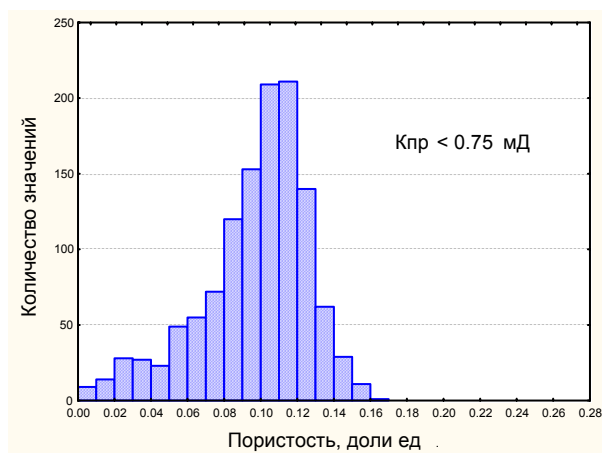


Рис. 73. Гистограммы распределения пористости песчаников Крапивинского месторождения, сгруппированных по нижнему пределу проницаемости.

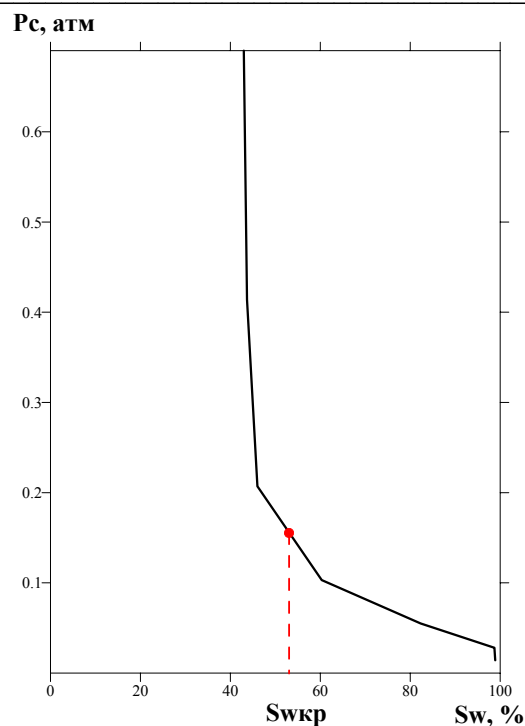


Рис. 74. Кривая капиллярного давления и определение критической водонасыщенности $S_{wкр}$ образца песчаника из скважины 59 (Крапивинское месторождение)

приближенного значения критической водонасыщенности в работе [20] рекомендуется принимать абсциссу точки перегиба кривой капиллярного давления – рис. 74. Это значение тем больше остаточной водонасыщенности для одного и того же образца, чем больше проницаемость, поэтому при выборе критического параметра лучше всего ориентироваться на группу коллекторов с наихудшими коллекторскими свойствами (наименьшие средние пористости и проницаемости). Это значение критической водонасыщенности может служить признаком для установления условного ВНК в пределах коллектора.

Заключение.

Вышеизложенная последовательность анализа петрофизических материалов позволяет:

1. Получить достоверные сведения о коллекторских свойствах пород (пористости, проницаемости, водонасыщенности) на основе комплексного использования данных лабораторных исследований керна, произвести выделение типов петрофизических разрезов и районировать месторождение по петрофизическим признакам в соответствии с литофациальной зональностью, изучить пространственную петрофизическую неоднородность коллектора.
2. Обосновать методику интерпретации данных типового комплекса геофизических исследований скважин на основе количественных оценок интерпретационных параметров, получаемых из анализа материалов лабораторного изучения физических свойств керна скважин.
3. Производить оценку комплексного параметра (FZI), характеризующего класс коллектора, на основе совместного анализа данных исследований керна и комплекса ГИС.
4. Проводить определение фильтрационных характеристик пород по данным ГИС с использованием комплексного параметра (FZI) в качестве главного элемента.
5. Осуществлять прогноз критических значений фильтрационно-емкостных параметров, позволяющих разграничивать коллектор, оценивать положение флюидоконтактов, создавая базу достоверных исходных данных для петрофизического моделирования резервуара.

Литература.

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Минэнерго РФ, 2001 – 272 с.
2. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическим методами. /Под ред. В.И.Горояна. М.: ВНИГНИ, 1978 – 396 с.
3. Ханин А.А. Породы коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М.: Недра, 1973г.
4. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. М. РГУ НГ, 2001 – 229 с.
5. Amaefule, J.O, Altunbay, M., Tiab, D, Kersey, D.G., and Keelan, D.K, 1993, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx.
6. Ebanks, W.J., 1987, The Flow Unit Concept – An Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects, Proc., AAPG Annual Convention.
7. Djebbar Tiab and Erle C. Donoldson. Petrophysics. P. 94-102. Houston 1999.
8. Hearst J.R., Nelson P.H., Paillet F.L. Well Logging for Physical Properties. J.Wiley & Sons, Ltd. Chichester, England. 2002 – 483 p.
9. Панков М.В., Белозеров В.Б. и др. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения. Отчет он НИР по х/д с ОАО «Томскнефть». Томск. 2003. – 380 с.
10. Меркулов В.П., Краснощекова Л.А. Исследование пространственной литолого-петрофизической неоднородности продуктивных коллекторов месторождений нефти и газа. Изв. ТПУ, т. 305, вып. 6, Томск 2002 – С. 296 – 304.
11. Log Interpretation Principles and Applications. Schlumberger. Schlumberger Educational Services. Texas. 1989 – 280 p.
12. Перьков Н.А. Интерпретация результатов каротажа скважин. – М.: Изд-во горно-топливной литературы, 1963. – 427 с.
13. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1977 – 366 с.
14. Диева Э.В., Фоменко В.Г., Пантюхин В.А. Интерпретационные модели для определения водонасыщенности песчано-глинистых пород по данным ГИС (на примере Западной Сибири). М.: ВИЭМС. /Обзор. 1988 – 50 с.
15. Нефедова Н.И., Пих Н.А. Определение нефтегазонасыщения терригенных коллекторов. М.: Недра, 1989 – 166 с.
16. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. - М.: Недра. 1987. – 375 с.

-
17. Комплексная интерпретация материалов ГГКП, НК, АК, ГК, полученных серийной аппаратурой для определения емкостных свойств горных пород. ВНИГИК, Калинин 1984. – 108 с.
 18. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диграмм геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991 – 220 с.
 19. Петрофизика. /Под ред. А.А.Молчанова, Н.Б.Дортман. – Т. 3. М.: Недра, 1992 – 286 с.
 20. Пестов В.В, Дорогиницкая Л.М. и др. «Освоение и внедрение методов оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по комплексу геофизических, гидродинамических исследований скважин и петрофизических исследований керна». Заключительный отчет по договору № 243.5-384, ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», Томск, 2002г.
 21. Log Interpretation Charts. Schlumberger. Schlumberger Oilfield Communications. Texas. 2000 – 220 p.
 22. Kolodzie, S. Jr., Analysis of Pore Throat Size and Use of Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado: SPE 9382 presented at 55th SPE Annual Fall Technology Conference.