

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ТОМСКИЙ ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ»

На правах рукописи

МЕЛЬНИК ИГОРЬ АНАТОЛЬЕВИЧ

**ВЫЯВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ НИЗКООМНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ДАННЫМ ГИС**

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы
поисков полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Научный консультант
доктор геолого-минералогических наук,
профессор
Л. Я. ЕРОФЕЕВ

ТОМСК
2014

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЖЕЛЕЗА, БОРА, КАЛИЯ И МАКРОСКОПИЧЕСКОГО СЕЧЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНОВ ПО ДАННЫМ ГИС.....	16
1.1. Традиционные методы и способы определений содержания железа и калия в горной породе при каротаже скважин.....	16
1.2. Теоретическое обоснование возможности альтернативного способа обнаружения содержания железа и калия.....	19
1.3. Математический алгоритм определения концентрации железа, бора, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов на основе данных ГИС.....	31
1.4. Экспериментальное подтверждение соответствия вычисленных относительных концентраций химических элементов и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с результатами лабораторных исследований.....	41
2. МЕТОДИКА АНАЛИЗА КОРРЕЛЯЦИОННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ МЕЖДУ РЕЗУЛЬТАТАМИ ДАННЫХ ГИС И СОДЕРЖАНИЕМ ЖЕЛЕЗА, КАЛИЯ И МАКРОСКОПИЧЕСКОГО СЕЧЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНОВ ПРИ ПОИСКЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ.....	47
2.1. Определение вероятности насыщения углеводородами песчаного коллектора по корреляционной зависимости УЭС и пористости.....	48
2.2. Определение степени преобразования породы во вторичных геохимических процессах по данным статистическим параметрам в обратных регрессиях УЭС с содержанием железа и калия	54
2.3. Обоснование соответствия различным физико-химическим процессам корреляционных связей макроскопического сечения поглощения	

тепловых нейтронов с УЭС, пористостью и карбонатностью.....	71
2.4. Примеры поиска продуктивных интервалов, на основе статистического и фильтрационно-емкостного критерия	86
2.5. Выводы.....	90
3. МЕТОД ОЦЕНКИ ИНТЕНСИВНОСТИ ВТОРИЧНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЗОНАХ МИГРАЦИИ ФЛЮИДОВ ПО ДАННЫМ ГИС.....	94
3.1. Теоретические основы метода корреляционного анализа для определения интенсивности геохимических процессов.....	96
3.2. Практическое применение метода корреляционного вычисления для оценки интенсивности геохимических процессов.....	102
3.3. О соответствии интенсивности процесса наложенного эпигенеза количеству преобразованного вещества.....	108
3.4. Выводы.....	116
4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НИЗКООМНОГО КОЛЛЕКТОРА И СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРАЩЕННОГО УЭС НА ПРИМЕРЕ НИЗКООМНЫХ ПЕСЧАНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	118
4.1. Обзор работ и проведенных исследований, связанных с низкоомными коллекторами.....	118
4.2. Теоретическое обоснование образования низкоомного коллектора.....	123
4.3. Обоснование применения геохимической модели низкоомного коллектора при вычислении приращенного УЭС.....	141
4.4. Примеры определения низкоомных песчаных отложений на территории Западной Сибири.....	155
4.5. Выводы.....	181
5. СВЯЗИ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ГИС С СЕЙСМИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ В ЗОНАХ МИГРАЦИИ ФЛЮИДОВ.....	184

5.1. Критерии локализации перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных областях.....	184
5.2. Связь тектонической трещиноватости с низкоомными параметрами.....	196
5.3. Зависимости средней интенсивности процесса наложенного эпигенеза в скважине от расстояния до тектонического разлома.....	205
5.4. Распределение интенсивности вторичных процессов на территории Томской области в отложениях мела и юры.....	210
5.5. Выводы.....	228
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	231
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	238

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БКЗ – боковое каротажное зондирование.

ГИС – геофизические исследования скважин.

УВ – углеводороды.

УЭС – удельное электрическое сопротивление.

ННК_T – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.

НГК – нейтронный гамма-каротаж.

ГК – гамма-каротаж.

КС – метод кажущегося сопротивления.

ПС – метод потенциалов собственной поляризации.

ТНЗ – тектонически-напряженная зона.

w – водородсодержание (общая пористость).

$N(r)$ – расчетное значение нейтронного каротажа.

N – показание нейтронного каротажа.

$I_{ГК}$ – показание гамма-каротажа.

K – калибровочный коэффициент.

L_s – длина замедления нейтронов.

L_d – длина диффузии нейтронов.

Σ_a – макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов.

$\Delta\rho$ – приращенное удельное электрическое сопротивление.

C_i – концентрация i -го химического элемента.

R^2 – коэффициент аппроксимации.

Y – интервальный параметр.

p – вероятность УВ насыщения коллектора.

Θ – низкоомный параметр насыщения.

I – интенсивность вторичных геохимических процессов.

G – градиент поверхности отражающего горизонта сейсмических данных.

L – лапласиан поверхности отражающего горизонта сейсмических данных.

ВВЕДЕНИЕ.

Актуальность темы.

На территории нефтегазоносной Западно-Сибирской платформы за последние 20-25 лет были открыты такие месторождения УВ, на которых встречаются нефтегазонасыщенные коллектора с аномально низким удельным электрическим сопротивлением (УЭС). При интерпретации стандартного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) низкоомные продуктивные коллекторы относились к водонасыщенным.

В связи с этим многие нефтегазонасыщенные интервалы не испытывались и при подсчете запасов нефти и газа (основанные на данных интерпретации электрических методов каротажа скважин) исследуемой территории пропущенные интервалы не учитывались. Поэтому, еще с конца прошлого века, решением возникшей проблемы занялись такие ученые и специалисты как Е. И. Леонтьев, А.Я. Малыхин, В. Г. Виноградов, Ф.Я. Боркун, А.В. Ежова, О. Г. Зарипов, В. П. Сонич, В. В. Семенов, К. И. Сокова, Ю. А. Чикишев, В. А. Резниченко, Р. А. Шишкин, Л. М. Дорогиницкая и др. И в настоящее время, на базе изучения кернового материала, по выявлению причин образования низкоомных интервалов ведут исследования А. В. Теплоухов, Н. Ю. Москаленко, О. Г. Никифорова, М. Ю. Зубков, Е. А. Евдокимова, А. С. Ошлакова.

В большинстве своем выявления низкоомных коллекторов основывались на изучении каменного материала. При отсутствии керна данная проблема не решалась. Вопрос определения «истинного» УЭС породы и соответствующего характера насыщения низкоомного пласта, по материалам каротажа скважин, до сих пор остается открытым.

Проведенные исследования вышеперечисленных и зарубежных авторов показывают, что основными причинами неучтенного (геофизиками) понижения УЭС породы являются:

- Содержания пиритов и других электропроводящих минералов в породе песчаника, при условии образующей электрической цепи.
- Двойной электрический слой (ДЭС) глинистой фракции песчаника.
- Образование межслоевых катионов в трехслойных тонкодисперсных глинистых минералах.
- Уменьшение радиусов капилляров цемента и песчаника.

Исследования многих авторов в области вторичных геохимических и петрографических изменений пород указывают на факт метасоматического образования некомпенсированных электрических зарядов в водном растворе. Катионы, образованные в результате метаморфизма пород, мигрируют в диффузионный слой глинистой поверхности, создавая межслоевую проводимость, уменьшают УЭС породы. В этом случае с увеличением интенсивности вторичных геохимических процессов увеличивается поверхностная плотность зарядов, приводящая к уменьшению электрического сопротивления пласта.

В итоге возникает необходимость в определении интенсивности вторичных геохимических процессов и соответствующей степени влияния на УЭС породы, применяя только стандартный комплекс данных ГИС. В случае разработки технологии интерпретации каротажных диаграмм для определения геохимических показателей появляется возможность получать новую, физико-геохимическую информацию не только на основе современных данных исследований скважин, но и на базе старого фонда материалов ГИС. Это может привести к открытию новых залежей, пропущенных в результате традиционной интерпретации каротажа скважин и уточнению запасов УВ сырья.

Цели и задачи диссертационной работы.

Основной целью диссертационной работы является разработка технологии выявления нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов определением геохимических показателей в эпигенетически преобразованных полимиктовых песчаных коллекторах на территории интенсивной флюидомиграции, только на основе материалов ГИС.

Для выполнения поставленной цели решались следующие задачи:

— выбор методов ГИС, на основании которых в песчаниках будут определяться концентрации железа, бора, калия и макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов;

— разработка математического алгоритма и составление программы вычисления содержания железа, бора, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов (МСП) по данным выбранных методов ГИС;

— анализ результатов положительной корреляционной зависимости УЭС и пористости при определении вероятности насыщения углеводородами песчаного коллектора, а также результатов отрицательных корреляций УЭС с содержанием железа и калия как индикаторов преобразования породы во вторичных геохимических процессах (т.е. для определения содержаний пиритов и вторичных пелитов);

— обоснования соответствия интенсивности вторичной каолинизации песчаника статистическому параметру прямой регрессии пористости с глинистостью, а также соответствия вторичной карбонатизации положительной линейной регрессии макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов и карбонатности (при её увеличении и относительно постоянной глинистости);

— разработка алгоритма, составление программы вычисления вероятности насыщения пласта УВ и геохимических показателей вторично-преобразованного вещества твердой фазы породы;

— анализ интенсивности процессов наложенного эпигенеза в песчаных коллекторах в зонах флюидомиграции по данным стандартного комплекса ГИС;

— определение полуэмпирического уравнения приращенного УЭС в зависимости от данных химических элементов и двойного электрического слоя глинистой фракции и разработка процедуры определения низкоомного коллектора с УВ насыщением;

— обоснование зависимостей вероятности УВ насыщения от градиента поверхности отражающего горизонта сейсмических волн и статистического показателя интенсивности вторичных изменений породы от лапласиана поверхности отражающего горизонта;

— определение критериев тектонически-напряженных зон перспективных с точки зрения нефтегазонасыщенности;

— выделение перспективных УВ насыщенных интервалов в низкоомных пастах.

Научная новизна.

1. Обоснована возможность определения относительных содержаний железа, бора, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов по данным ГИС. Разработан математический алгоритм и составлена программа вычисления концентраций железа, бора, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов в разрезе скважины исследуемых пластов-песчаников.

2. Доказано применение положительной корреляционной зависимости УЭС и пористости при определении вероятности насыщения углеводородами песчаного коллектора, а также применение отрицательных корреляций УЭС с содержанием железа и калия как индикаторов преобразования породы во вторичных геохимических процессах, т.е. для определения содержаний пиритов и вторичных пелитов.

3. Обоснованно применение положительной регрессии пористости и глинистости для определения вторичной каолинизации, т.е. содержания вторичных каолинитов и соответствие вторичной карбонатности положительной регрессии макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с карбонатностью.

4. Аргументировано и сформулировано определение интенсивности процессов наложенного эпигенеза в гетерогенных средах. Доказан метод статистического вычисления интенсивности вторичных процессов наложенного эпигенеза.

5. Предложена геохимическая модель низкоомного коллектора и обосновано применение геохимической модели низкоомного коллектора при вычислении приращенного УЭС.

6. Определено полуэмпирическое уравнение приращенного УЭС в зависимости от относительной величины элемента влияния (железа, калия, глинистости) и разработана процедура определения низкоомного коллектора с УВ насыщением.

7. Обоснованы зависимости вероятности УВ насыщения от градиента поверхности отражающего горизонта сейсмических волн и интенсивности вторичных изменений породы от лапласиана поверхности отражающего горизонта. Определены критерии тектонически-напряженных зон перспективных с точки зрения нефтегазонасыщенности.

Достоверность результатов.

Достоверность результатов проведенных исследований обеспечивается значительным объемом данных каротажа скважин, их метрологической достоверностью, корректностью применения методов математической статистики, алгоритмом математических операций, соответствующих физической сущности явлений взаимодействия нейтронного поля с веществом горной породы, согласованностью результатов статистических вычислений с материалами литолого-петрографических, петрофизических и многоэлементных анализов керн, и результатами обработки сейсмических данных поверхности отражающих горизонтов земной коры, а также с данными поискового, разведочного и эксплуатационного бурения.

Практическая значимость исследований.

1. Разработанная технология определения в песчаной породе геохимических показателей по данным каротажа скважин позволяет выявлять относительные содержания железа, бора и калия, а также макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов. В свою очередь, статистическая интерпретация материалов ГИС с полученными геохимическими данными определяет интенсивность процессов наложенного эпигенеза и количество

вторичных минералов (пиритов, пелитов, каолинитов и карбонатов) в исследуемом интервале.

2. На основе геохимической модели низкоомного пласта, по материалам ГИС, выявляется низкоомный интервал и определяется приращенные УЭС, обусловленные элементами влияния вторичных процессов.

3. Сопоставления статистических параметров интенсивностей по данным каротажа с результатами обработки сейсмических данных поверхности отражающих горизонтов позволяют определять граничные значения перспективных площадей, в которых наиболее вероятно проявление низкоомных коллекторов.

4. На основе разработанной технологии по материалам старого фонда ГИС и сейсмическим данным проведено районирование перспективных площадей (с т.з. проявления низкоомности) верхнеюрского горизонта малоизученной территории Томской области и выделены низкоомные интервалы в меловых отложениях.

Защищаемые положения.

1. Технология определения концентраций химических элементов по данным нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК_Т), гамма-каротажа (ГК), собственной поляризации (ПС) и результатам их интерпретаций, позволяет вычислять относительное содержание таких элементов, как железо, бор, калий и макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов в пласте.

2. Положительная регрессионная зависимость пористости с УЭС, обусловленная нефтегазонасыщенностью, позволяет вычислять вероятность нефтегазонасыщения песчаных интервалов, а отрицательные корреляции концентраций железа и калия с УЭС породы определяют содержания пирита и вторичных пелитов, в свою очередь положительная регрессия глинистости с пористостью определяет концентрацию вторичных каолинитов, а положительная регрессия макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с карбонатностью выявляет содержание вторичных карбонатов.

3. В выявленных отрицательных корреляционных зависимостях содержаний железа, калия с УЭС, а также положительных корреляций пористости с глинистостью, макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с карбонатностью интенсивность i -тых процессов наложенного эпигенеза вычисляется на основе статистических параметров, определяющих данные зависимости.

4. Величина приращенного УЭС служит показателем характера насыщения низкоомного пласта при условии обратных корреляций железа, калия и глинистости с УЭС породы и определяется на основе уравнения степенной аппроксимирующей регрессии.

5. Функциональные зависимости вероятности насыщения УВ пласта от градиента поверхности сейсмоотражающего горизонта и интенсивности вторично-преобразованного вещества породы от лапласиана поверхности, позволяют определять структурный критерий тектонически-напряженных участков, к которым приурочены перспективные зоны с низкоомными интервалами насыщенными УВ.

Личный вклад автора.

Обоснована возможность определения относительных содержаний железа, бора, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов по данным ГИС. Разработан математический алгоритм и составлена программа вычисления концентраций железа, бора, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов в разрезе скважины исследуемых пластов-песчаников. Сформулировано определение интенсивности процессов наложенного эпигенеза в гетерогенных средах и проведены сопоставления с эмпирическими данными. Предложена геохимическая модель низкоомного коллектора и обосновано применение геохимической модели низкоомного коллектора при вычислении приращенного УЭС. Определены критерии тектонических напряженно-стабильных зон, перспективных с точки зрения нефтегазонасыщенности на территории Томской области.

Фактический материал.

Фактической основой проведенных исследований послужили материалы ГИС в электронной форме и Дела скважин (порядка 300) различных участков и месторождений Томской области взятых из архива базы данных ФГУП «СНИИГГиМС». Исследовано порядка 6000 песчаных интервалов, из них приблизительно результаты корреляционного анализа 600 интервалов были сопоставлены с результатами испытаний пластов и литолого-петрографическим описанием керна. К тому же, результаты статистической интерпретации 36 песчаных интервалов пласта Ю₁ различных скважин Столбовой площади Каймысовского свода Томской области были сопоставлены с результатами петрографических исследований шлифов 235 образцов керна, любезно предоставленной лабораторией литологии нефтегазовых отложений ФГУП «СНИИГГиМС». В свою очередь, результаты исследований 22 интервалов по материалам ГИС 4-х скважин Томской области сопоставлены с результатами петрографических исследований шлифов 58 образцов керна песчаных отложений юры на предмет количественных содержаний вторичных минералов, предоставленных кафедрой «Геологии и разведки полезных ископаемых» НИ ТПУ.

Проведены сопоставления результатов многоэлементного нейтронно-активационного анализа 60 образцов керна с результатами теоретических вычислений по данным ГИС относительных содержаний железа, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов в низкоомных интервалах по различным скважинам Томской и Тюменской областей. К тому же, в совместной работе с Тюменскими предприятиями (ЗАО «Сибнефтепроект», ООО «Газпромнефть НТЦ», ЗАО «Нефтеком») исследовано несколько десятков низкоомных интервалов на месторождениях Тюменской области и проведено сопоставление петрофизических и петрографических результатов анализа (~300 образцов) с результатами теоретических вычислений.

Частично фактический материал использован из отчета «Переобработка и анализ материалов геофизических исследований скважин юго-востока Западно-

Сибирской плиты на основе инновационной технологии для выявления неучтенных низкоомных продуктивных пластов», в котором автор был ответственным исполнителем.

Апробация и публикации.

Материалы, изложенные в диссертации, докладывались на следующих научных конференциях: «Геолого-геофизическая научно-практическая конференция» (Тюмень, 2001); «IX Научно-практическая конференция» (Ханты-Мансийск, 2006); VIII Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле» (Москва 2007); XI Международный симпозиум студентов и молодых ученых им. М. А. Усова, «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск 2007); Международная конференция геофизиков и геологов «Тюмень–2007» (Тюмень, 2007); Научно-практическая конференция «Методы прямого прогнозирования залежей углеводородов» (Новосибирск, 2008); Научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири» (Томск, 2009); Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Тюмень, 2009); XII-я международная научно-практическая конференция «Геомодель-2010» (Геленджик, 2010); Международный научно-практический форум «Нефтегазовый комплекс Сибири: современное состояние и перспективы развития» (Томск, 2012); 1-я научно-практическая конференция «Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири» (Новосибирск, 2014).

По теме диссертации опубликовано 32 работы, из них – 16 статей в журналах, входящих в перечень ВАК и одно свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем диссертации.

Диссертация состоит из введения, пяти разделов, заключения, общим объемом 253 страницы, а также 94 рисунка и 12 таблиц, список источников включает 146 наименований.

Благодарности.

Автор выражает глубокую благодарность научному консультанту, доктору геолого-минералогических наук, профессору НИ ТПУ Леониду Яковлевичу Ерофееву за ценные советы и поддержку.

В свою очередь, автор выражает признательность к. г.-м. н. Вячеславу Викторовичу Семенову (ЗАО «Нефтеком», г. Тюмень) за предоставленную возможность совместных исследований и к. г.-м. н. Галине Ивановне Тищенко (ТФ ФГУП «СНИИГГиМС») за оказанную помощь по внедрению предлагаемого метода.

1. МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЖЕЛЕЗА, БОРА, КАЛИЯ И МАКРОСКОПИЧЕСКОГО СЕЧЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНОВ ПО ДАННЫМ ГИС.

1.1. Традиционные методы и способы определений содержания железа и калия в горной породе при каротаже скважин.

Нефтяную геологию, прежде всего, интересуют коллекторы, содержащие углеводороды (УВ). Методы геофизических исследований позволяют достаточно оперативно определять глубину залегания нефтегазоносного пласта. Однако, неучтенный метаморфизм породы в продуктивных коллекторах может значительно исказить получаемую информацию [46]. Например, в качестве таких искажающих (при интерпретации ГИС) факторов, могут оказаться электропроводящие минералы, содержащие железо и калий. В данном параграфе рассмотрим основные традиционные и нетрадиционные способы определения их концентраций [88].

В основе предлагаемых методов лежат ядерно-физические и магнитные (для железа) свойства данных элементов. Рассмотрим ядерно-физические методы определения весового содержания железа.

При каротаже скважин может быть использован ограниченный круг аналитических методов, а именно: нейтронно-радиационный; нейтронно-активационный и рентгенорадиометрический. В свою очередь, для определения железа можно использовать различные интенсивметрические модификации селективного гамма-гамма метода.

Селективный гамма-гамма метод (ГГМс) основан на излучении радиоактивным источником гамма-квантов с их последующей регистрацией, после взаимодействия с исследуемой горной породой [109]. Причем в данном методе, в отличие от плотностного способа, используют источники с мягким спектром энергии, менее 400 кэВ. В этом случае длина диффузии гамма-квантов в большей степени зависит от эффективного атомного номера $Z_{эф}$, определяемого как атомный номер многоэлементного вещества. В этой области

спектра преобладает фотоэффект и его сечение пропорционально Z^n . Таким образом, при исследовании содержания железа в горной породе используют источник гамма-излучения с энергией $E_\gamma=50-100$ кэВ. С целью устранения плотностной зависимости используют двухканальную систему регистрации и источник с энергией порядка 1 МэВ. По данному каналу определяют поправку на плотность. Рассматриваемый метод имеет существенный недостаток, его можно применять только при большой концентрации железа, более 10–15 %. В этом случае точность его определения достигает 1.5–2 %, что возможно только в рудной геологии [128].

Рентгенорадиометрический метод (РРМ) основан на облучении гамма-квантами горных пород и регистрации характеристического рентгеновского излучения атомов, возбуждаемых при поглощении первичных гамма-квантов [109]. В процессе фотоэффекта электрон с K -оболочки атома переходит в свободное состояние, а на его место переходит электрон с ближайшей верхней оболочки и излучает низкоэнергетический фотон (до 80 кэВ). Датчик ($NaI(Tl)$), расположенный под углом 90° относительно канала источника, регистрирует эти кванты. По сравнению с ГГМС данный метод более селективен и чувствителен для элементов с атомными номерами $Z=40-55$, но малая глубинность (менее 1 см) представляет значительный недостаток при определении железа в скважинных условиях.

Нейтронно-радиационный метод (НРМ) основан на облучении породы потоком быстрых нейтронов их замедлением до тепловой энергии, поглощением ядром атома и выделением гамма-кванта высокой энергии (для железа $E_\gamma\sim 5-8$ МэВ) [22]. Среднее время жизни возбужденного ядра составляет порядок 10^{-6} секунд. Для железа сечение поглощения теплового нейтрона 2.55 барн, что позволяет, применяя полупроводниковую гамма – спектрометрию, определять содержание железа в скважинных условиях с малым пределом обнаружения, порядка 0.2 %. В качестве источников нейтронов обычно применяют радиоактивный изотоп ^{252}Cf с потоком нейтронов порядка 10^7 нейтр/с либо нейтронные генераторы и полупроводниковые детекторы (Ge

либо $Ge(Li)$), охлаждаемые жидким азотом. В песчано-глинистых породах одновременно определяют 6–8 элементов (H, B, Al, Si, Cl, Fe), что представляется значительным достоинством данного метода. К тому же, большая глубинность исследований (до 25 см) обуславливает слабое влияние "ближней зоны" скважины. В сравнении с нейтронно-активационным методом "мгновенный" радиационный метод более предпочтителен, т. к. при активации нейтронным потоком период полураспада изотопа ^{59}Fe составляет 44.6 суток, а энергия активационного гамма-кванта 1.29 МэВ. К существенным недостаткам НРМ можно отнести необходимое условие использования твердого пропана, охлаждаемого жидким азотом.

Известен способ определения содержания электропроводящих минералов по данным объемной плотности и пористости, при интерпретации результатов стандартных методов ГИС [29, 30]. В силу того что плотность железосодержащих минералов более чем в два раза выше плотности вмещающих пород, предложенный способ состоит в том, что по данным плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК_П) определяют объемную плотность пласта, затем по нейтрон-нейтронному каротажу по тепловым нейтронам (ННК_Т) определяют коэффициент пористости и по заранее построенной номограмме взаимозависимости объемной плотности электропроводящих минералов и открытой пористости определяют массовое содержание электропроводящего минерала. Данный способ определения содержания электропроводящих минералов, соответственно их учет в удельной электрической проводимости пласта, обладает существенным недостатком – низкой точностью определения содержания конкретного железосодержащего минерала. Это связано с неоднозначной зависимостью объемной плотности с содержанием данного минерала (могут присутствовать минералы с соответствующей плотностью, но с высоким электрическим сопротивлением), а присутствие других электропроводящих минералов – с плотностью соответствующей вмещающей породе приводит к дополнительной ошибке.

Из перечисленных выше методов при определении концентрации калия в скважине можно использовать НРМ. Сечение поглощения теплового нейтрона для этого элемента соответствует 2.1 барн, с энергией основного радиационного гамма-кванта 770.4 кэВ и выходом 53.3 %. В этом случае предел обнаружения соответствует ~1 %. Возможны и другие активационные методы, допустим с использованием реакции $^{39}\text{K}(n, 2n)^{38}\text{K}$, что предполагает наличие нейтронного генератора. Природный калий состоит из двух стабильных изотопов ^{39}K (93.08 %), ^{41}K (6.91 %) и одного радиоактивного ^{40}K (0,012 %). Причем атомное ядро ^{40}K захватывает К-электроны (11 %) и испускает гамма-кванты энергией 1.46 МэВ. Кроме калия, в естественную радиоактивность вносят вклад излучения тория и радия (уран). Таким образом, используя гамма-спектрометрическое оборудование, можно определять концентрацию перечисленных элементов, измеряя их естественную активность в скважине. Однако данный вид каротажа применяется крайне редко.

Таким образом, возникает необходимость в разработке метода обнаружения содержания таких элементов, как железо и калий, влияющих на удельное электрическое сопротивление исследуемого песчаника-коллектора, используя только традиционные (стандартные) методы ГИС.

1.2. Теоретическое обоснование возможности альтернативного способа обнаружения содержания железа и калия.

В настоящее время в нефтяной геологии к часто используемым методам ГИС относятся различные виды акустического, магнитного, электрического и радиоактивного каротажа. Для решения поставленной задачи, очевидно, можно воспользоваться только радиоактивными методами. Допустим, акустические методы (по скорости и затуханию) основаны на принципах распространения ультразвуковой волны и в основном зависят от фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и литологии пластов. На скорость распространения, отражения и коэффициент поглощения в большей степени влияют фазовое состояние

вещества, текстура, плотность и кристаллическая структура (минеральный состав).

В свою очередь, все электрические методы в той или иной мере зависят от ионной, электронной или поляризационной проводимости. Соответственно, на их показания влияют количество электропроводящего вещества, подвижность зарядов и диэлектрическая проницаемость вмещающей породы. В разнофазной, полиморфной среде в принципе невозможно определить концентрацию отдельных элементов [44]. Такие же проблемы присутствуют при использовании метода магнитной восприимчивости, хотя в рудной геологии при определении содержания железа, когда его концентрация в породе достигает более 15–20 %, этот метод можно использовать.

В отличие от перечисленных методов, показания радиоактивного каротажа в основном зависят от ядерных свойств химических элементов и в меньшей степени от плотности вещества (кроме ГГК_П). Ядерные свойства отражаются в следующих характеристиках атомных ядер, исследуемых в ядерной геофизике: микроскопическое сечение поглощения нейтрона; микроскопическое сечение замедления нейтрона; среднее время возбуждения ядра; энергия возбуждения ядра; тип распада; вероятность распада и энергетический спектр последовательных гамма-переходов. К распространенным стандартным методам, имеющим перечисленные ядерные свойства, можно отнести нейтронный гамма-каротаж (НГК), ННК_Т и ГК. Очевидно, что показания ГК можно применить в способе определения содержания калия, а НГК и ННК_Т – железа. Вначале рассмотрим возможность вычисления железа по НГК.

Нейтронный гамма-каротаж основан на последовательной трансформации полей излучений: замедление быстрых нейтронов до надтепловых скоростей, термализация надтепловых нейтронов до тепловой энергии, диффузия тепловых нейтронов (0.025 эВ) до поглощения их атомными ядрами исследуемого вещества, захват нейтронов и снятие возбуждения ядер высвечиванием характеристических гамма-квантов, уменьшение потока гамма-

излучения в горной породе за счет Комптон-эффекта, образования электронно-позитронных пар и фотоэффекта [45]. Казалось бы, достаточно сложный и многокомпонентный процесс взаимодействия полей с веществом, на первый взгляд, не позволяет решить поставленную задачу. Но на самом деле все упрощается, если выделить доминанту определенных процессов взаимодействий излучений с веществом горной породы и учесть необходимые при вычислении факторы, которые определяются другими методами. Допустим, широко известен тот факт, что показания нейтронных методов хорошо коррелируют с водородсодержанием пород. Данное явление основано на том факте, что массы ядра водорода (протон) и нейтрона почти одинаковы. Соответственно, при их взаимодействии (лобовом столкновении) происходит потеря скорости движения нейтрона в два раза [50]. Поэтому длина замедления нейтрона в большей степени будет зависеть от водородосодержания пород и на показания нейтронных методов это явление влияет в первую очередь. Зная водородосодержание исследуемой породы, можно внести поправку в показания как НГК, так и ННК_T. В песчаниках-коллекторах водородосодержание породы можно соотнести с общей пористостью, т. к. величина изменения содержания в коллекторе химически связанного водорода гораздо меньше, чем изменение содержания водорода, связанного с флюидами [44]. К тому же, в формулу вычисления макроскопического сечения поглощения теплового нейтрона входит объемная плотность породы. Таким образом, знания общей пористости и плотности породы, определенных другими геофизическими методами, позволяют решить задачу вычисления содержания железа в песчанике-коллекторе на базе показаний НГК.

Пространственное распределение захватного гамма-излучения определяется выражением [45]:

$$N_{n\gamma} = \sum_a \int_E dE_{0\gamma} j(E_{0\gamma}) \int_E dE_\gamma y(E_\gamma) \int \Phi_m(r) G(r, E_{0\gamma}, E_\gamma) dr, \quad (1.1)$$

где \sum_a – макроскопическое сечение поглощения теплового нейтрона, $j(E_{0\gamma})$ – излучающая способность среды, равная числу гамма-квантов с энергией $E_{0\gamma}$

излучаемых единицей объема среды при поглощении одного нейтрона, $y(E_\gamma)$ – энергетическая эффективность детектора гамма-излучения, $\Phi_m(r)$ – плотность потока тепловых нейтронов, $G(r, E_{0\gamma}, E_\gamma)$ – функция распределения гамма-излучения с энергией E_γ от точечного источника с энергией $E_{0\gamma}$.

Представленное выражение показывает, что изменения в показаниях прибора НГК для песчаников, как правило, зависят от трех параметров, а именно: плотности потока тепловых нейтронов; излучающей способности среды и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов. Плотность потока нейтронов, до надтепловой области спектра, зависит от содержания водорода в породе, а при термализации и диффузии нейтронов значительное влияние оказывает поглощающая способность среды. В песчаниках общей пористостью более 10 % с увеличением пористости увеличивается замедляющая способность среды, а плотность потока нейтронов надтепловой области спектра уменьшается (при малой пористости, менее 5 %, поток нейтронов с увеличением пористости увеличивается). Основное поле нейтронов смещается в ближайшее пространство источника, т.е. дальше от детектора. Этот процесс приводит к уменьшению поля тепловых нейтронов вблизи датчика, а значит к уменьшению регистрируемого потока гамма-квантов. Соответственно, зная зависимость потока нейтронов от коэффициента пористости и определив это влияние на показание детектора, можно судить о степени воздействия поглощающей и излучающей способности вещества. Если не брать в расчет температурные влияния, то поглощающая способность есть макроскопическое сечение поглощения (МСП), вычисляемое по формуле [5]:

$$\Sigma_a = \rho N_A \sum_i \sigma_i C_i / A_i, \quad (1.2)$$

где ρ – объемная плотность вещества, N_A – число Авогадро, σ_i – микроскопическое сечение поглощения i -го элемента, C_i – концентрация i -го элемента, A_i – атомный вес.

В свою очередь, излучающая способность исследуемой среды также зависит от концентрации химических элементов [45, 109]:

$$j(E_{0\gamma}) = \sum_i j_i(E_{0\gamma}) \Sigma_{ai} / \Sigma_a,$$

где $j_i(E_{0\gamma})$ – излучающая способность i -го элемента (т.е. выход гамма-квантов). Соответственно, если знать степень влияния каждого химического элемента на макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов, среднюю концентрацию этих элементов в исследуемой породе (допустим, песчаник) и поглощающую способность среды $\mu(E_\gamma)$, то можно ограничить круг элементов, оказывающих существенное воздействие. В этом случае степень влияния химических элементов для НГК S_{gi} будет определяться следующим дифференциальным уравнением [67]:

$$S_{gi} = d \left\{ \sigma_i \sum_{E_i} j_i(E_{0\gamma}) y(E_\gamma) \mu(E_\gamma) \right\} / dC_i,$$

а если взять в качестве среднего содержания элемента в горной породе их кларк [13], либо фоновое содержание $\langle C_i \rangle$, то можно вычислить среднюю степень влияния химических элементов полимиктовых песчаных пород, т.е.:

$$S_{gci} = \langle C_i \rangle d \left\{ \sigma_i \sum_{E_i} j_i(E_{0\gamma}) y(E_\gamma) \mu(E_\gamma) \right\} / dC_i.$$

В процентном отношении степень влияния кларка (фона) вычисляется согласно выражению:

$$S_{gci}(\%) = 100\% \times S_{gci} / \sum_{i=1}^n S_{gci}.$$

Таким образом, используя известные табличные данные микроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов, выхода гамма-квантов, среднего содержания элементов горной породы (для однородного песчаника с глинистым цементом и фиксированной длиной зонда $r = const$) и эффективности регистрации гамма-излучения детектора, можно найти степень влияния химических элементов песчаника (см. табл. 1.1). В этом случае эффективность регистрации гамма-квантов определялась для счетчика СИ-23Г по следующей табличной зависимости от энергии (МэВ) [119]:

$$y(E_\gamma) = 0.06 E_\gamma^{-0.49},$$

а поглощающая возможность (массовый коэффициент ослабления ($\text{см}^2/\text{г}$)) среды в зависимости от энергии определена в работе [127]. Хотя в процентном отношении степень влияния у кремния и кажется достаточно большой, при увеличении концентрации железа до 5.6 % степень влияния этих элементов становятся одинаковыми ~31 % [67]. В первом столбце знак минус означает влияние элемента в сторону уменьшения активности гамма-излучения. Это связано с тем, что возбуждение данных ядер снимается гамма-излучением низких энергий, которые, в основном, поглощаются веществом горной породы. В песчаниках, являющихся коллекторами, изменения концентраций таких элементов, как *Si*, *K*, *Ca*, *Ti*, *Na*, *Al* относительно изменений глинистости и карбонатности незначительны; в свою очередь, химически активное железо, в

Таблица 1.1 отличие от перечисленных

Влияние элементов на показание НГК

	S_{gi}	$\langle C_i \rangle, (\%)$	$S_{gci}(\%)$	$S_i(\%)$
B	-570	4.00E-03	0.95	1.54
Na	7.1	1.5	4.44	2.63
Mg	1	1	0.42	0.37
Al	3.8	2.5	3.96	6.40
Si	3.3	36.8	50.64	5.01
S	13	1	5.42	-
Cl	141.3	0.01	0.58	7.14
K	-11.26	1.3	6.09	8.16
Ca	6.5	3.9	10.55	5.48
Ti	104.3	0.15	6.26	12.30
Mn	103.9	0.01	0.42	3.50
Fe	23.15	1	9.66	46.81
Sm	-855.5	3.00E-04	0.10	0.14
Gd	-2983	4.00E-04	0.50	0.50

элементов, может значительно менять свою концентрацию. В последнем столбце таблицы показаны коэффициенты влияния химических элементов S_i , характеризующие меру отклика нейтронных методов в определении концентрации элементов (по аналогии с функцией отклика детектора). Они вычисляются по формуле:

$$S_i = 100 \times \varphi_i S_{gi} / \sum_i \varphi_i S_{gi},$$

где φ_i – стандартное отклонение концентрации i -го элемента в песчанике, определяющее степень разброса содержания данного элемента по разрезу скважины исследуемого пласта (по всей видимости, отклонение отражает химическую активность элемента во вторичных процессах). По существу, произведение $\varphi_i S_{gi}$ есть мера отклика показаний нейтронных методов на

изменение концентраций химических элементов. Концентрации элементов C_i являются выборочными значениями в следующем выражении [27]:

$$\varphi_i = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_1^n (C_i - \langle C_i \rangle)^2},$$

где n – совокупность выборочных значений.

Для определения стандартного отклонения использовались данные многоэлементного нейтронно-активационного анализа (порядка 160 песчаных образцов керна с различных месторождений). Чем больше коэффициент отклонения, тем сильнее проявляется корреляция потока излучения с содержанием элемента и выше точность при определении концентрации элемента. Расчеты показали, что железо является вторым по значимости элементом (после водорода), оказывающим существенное влияние на НГК. В качестве примера на рис. 1.1 показана зависимость НГК, нормированная на функцию от общей пористости, от концентрации железа в пиритизированных песчаниках и алевролитах.

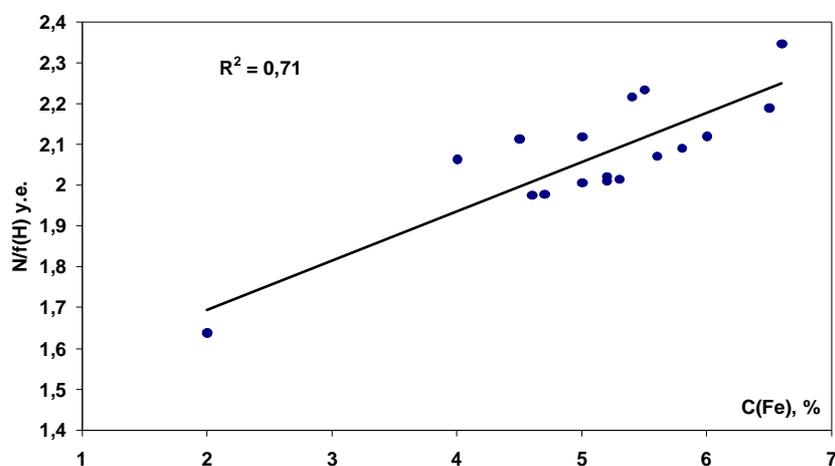


Рис. 1.1. Сопоставление показаний НГК (нормированных на общую пористость) от концентрации железа.

Предварительный анализ подтвердил, что, при определенных условиях, используя показания НГК (N), можно вычислить относительную концентрацию железа с приемлемой точностью. Для каждого исследуемого песчаного интервала определяется калибровочный коэффициент относительно фоновых концентраций химических элементов песчаников исследуемой территории и

горизонта залегания [77, 90]. Концентрацию химических элементов подставляют в уравнение (1.2) и определяют макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов, а по формуле (1.1) вычисляют значение $N_{n\gamma}$, где калибровочный коэффициент: $K=N/N_{n\gamma}$. Далее, используя стандартные геофизические методы, определяют общую пористость k_n , плотность ρ , а также коэффициенты глинистости k_g и карбонатности k_c исследуемого пласта, и, применяя линейные эмпирические зависимости ($C_i=q_i k \pm y_i$) концентрацию элементов подставляют в уравнение (1.2) и по формуле (1.1) вычисляют значение $N_{n\gamma}$, причем концентрация железа не привязана ни к глинистости, ни к карбонатности, она подбирается из условия $N_{n\gamma} = N$ (более подробный алгоритм вычисления будет показан на примере метода ННК_T).

В настоящее время НГК применяют крайне редко. Это связано с тем, что нейтронные методы, ориентированные на определение водородсодержания пласта должны зависеть только от макроскопической замедляющей $\xi(u)$ и Σ_a – поглощающей способности среды, при условии $\xi(u) \gg \Sigma_a$ (u – летаргия). Этим условиям соответствует ННК_T, где вклад замедляющей способности по водороду становится определяющим уже при общей пористости $k_n > 12\%$ относительно вклада упругих столкновений на ядрах кислорода и углерода [45]. Важнейшей характеристикой пространственно-энергетического распределения нейтронов в веществе является возраст нейтронов τ_s , который может быть вычислен в аналитической форме в теории замедления нейтронов. Знание этого параметра дает возможность использовать достаточно простые формулы при вычислении потоков надтепловых и тепловых нейтронов.

Средний квадрат расстояния пройденного нейтронами в бесконечной однородной среде в процессе замедления обозначим как $R^2(E_0, E)$, в таком случае возраст нейтронов $\tau_s = R^2(E_0, E)/6$ и длина замедления $L_s = \tau_s^{1/2}$ [5, 45, 127]. После замедления и термализации нейтронов происходит диффузия теплового потока с длиной диффузии $L_d^2 = D\tau$, где D – коэффициент диффузии и время жизни теплового нейтрона $\tau = 1/\nu\Sigma_a$ ($\nu = 2.2 \times 10^5$ см/с) [45, 127]. Диффузионные

параметры зависят от сечения поглощения среды, ее температуры и транспортной длины пробега теплового нейтрона. Таким образом, пространственное распределение тепловых нейтронов описывается следующим уравнением [45]:

$$N(r) = \int Q(r')G(|r-r'|)dr, \quad (1.3)$$

где $Q(r)$ – плотность замедления надтепловых нейтронов, функция Грина уравнения диффузии $G(r)=exp(-r/L_d)/4\pi Dr$. В двухгрупповом диффузионном приближении, при описании пространственного распределения тепловых нейтронов от точечного источника быстрых нейтронов, уравнение (1.3) принимает следующий вид [45]:

$$N(r) = q \tau \{exp(-r/L_s) - exp(-r/L_d)\} / 4\pi r (L_s^2 - L_d^2), \quad (1.4)$$

где q – плотность потока источника быстрых нейтронов. С целью определения степени влияния химических элементов на НК_Т введем следующие условия. Пусть общая пористость песчаника-коллектора (w –водородсодержание) $k_n = w = const$ и температура $T = const$, тогда, в первом приближении, плотность потока тепловых нейтронов будет зависеть только от поглощающей способности вещества. C_i – концентрация i -го химического элемента, в этом случае степень влияния элементов на показания НК_Т описывается зависимостью:

$$S_{ni} = dN'/dC_i,$$

где N' – показание НКТ (при $w = const$ и $T = const$).

Степень влияния среднего (фонового, кларкового) значения концентраций $\langle C_i \rangle$ на НК_Т описывается произведением:

$$S_{nci} = \langle C_i \rangle S_{ni}.$$

В процентном отношении степень влияния кларка вычисляется согласно выражению:

$$S_{nci}(\%) = 100\% \times S_{nci} / \sum_{i=1}^n S_{nci},$$

где суммирование происходит по всем элементам, показанным в таблице 1.2 ($n=14$).

В последнем столбце табл. 1.2 показаны коэффициенты отклонения химических элементов S_i , характеризующие меру отклика нейтронных методов в определении концентрации элементов. Они вычисляются по формуле:

$$S_i(\%) = 100\% \times \varphi_i S_{ni} / \sum_{i=1}^n \varphi_i S_{ni},$$

где φ_i – среднее стандартное отклонение концентрации i -го элемента в

Таблица 1.2

Влияние элементов на показание ННК_T

	$\langle C_{ic} \rangle, \%$	S_{ni}	$S_{nci}, \%$	$S_i, \%$
B	4.00E-03	462	33.6	41.7
Na	1.5	0.14	3.8	1.7
Mg	1	0.016	0.3	0.2
Al	2.5	0.053	2.4	3
Si	36.8	0.037	24.8	1.9
S	1	0.103	1.9	-
Cl	0.01	3.12	0.6	5.3
K	1.3	0.307	7.3	7.4
Ca	3.9	0.066	4.7	1.9
Ti	0.15	0.8	2.2	3.2
Mn	0.01	1.411	0.3	1.6
Fe	1	0.332	6.0	22.5
Sm	3.00E-04	176	1.0	1
Gd	4.00E-04	1535.1	11.2	8.7

песчаниках средней и верхней юры Западно-Сибирской провинции, определяющее степень разброса содержания данного элемента (по всей видимости, данное отклонение отражает химическую активность элементов во вторичных процессах).

Что характерно, отличительной особенностью, в сравнении с НГК, является различие коэффициента отклонения (S_i) для бора и железа (см. табл. 1.1 и 1.2). Хотя мера отклика по железу и остается достаточно большой

величиной (третья, после водорода и бора), на точность определения его концентрации может значительно повлиять неверное вычисление содержания бора. В данном случае при решении поставленной задачи бор "играет первую скрипку", поэтому необходимо ввести еще один сравнительный параметр, относительно которого будут производиться сравнения содержания элементов. Данной характеристикой обладает весовой коэффициент, равный сумме массовой доли окиси каждого элемента, нормированный на единицу:

$$P = \sum_i \{ C_i + \zeta_i \} = 1, \tag{1.5}$$

где ζ – весовой коэффициент кислорода. Понятно, что весовой параметр представляют только порообразующие элементы. В этом случае бор влияет только на $N(r)$, а железо – как на поток нейтронов, так и на весовой параметр.

Введя дополнительные условия линейной зависимости концентраций элементов от глинистости и карбонатности определенных геофизическими методами и априори считая неизвестными содержания железа и бора, можно вычислить их концентрацию, решив систему уравнений (1.2, при условии $N \approx KN(r)$) и (1.5) с двумя неизвестными. В реальных условиях в определенном пласте-песчанике колебания элементов (кроме железа и бора), связанных с глинистостью и карбонатностью, относительно их средних концентраций незначительны и могут компенсировать друг друга таким образом, что их суммарное макроскопическое сечение поглощения нейтронов останется почти неизменным. Так как влияние и мера отклика железа и бора являются определяющими, точность вычисления изменения их содержания по разрезу скважины может полностью удовлетворять поставленной задаче.

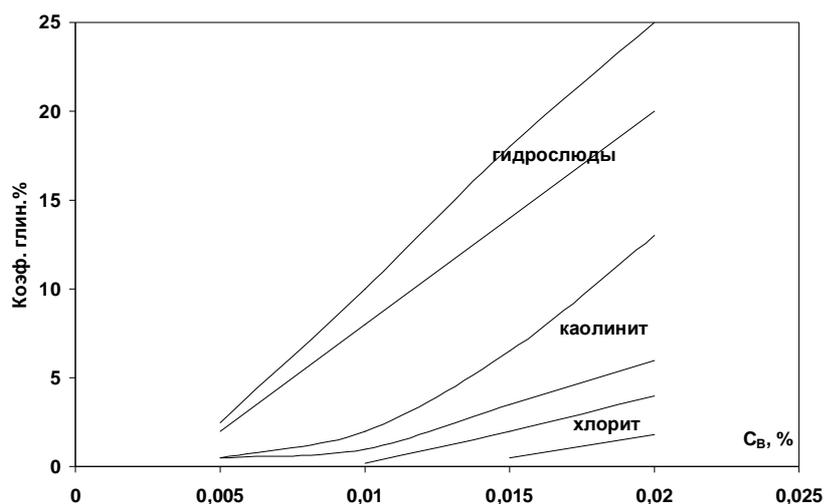


Рис.1.2. Сопоставление коэффициента глинистости с концентрацией бора.

Широко известен тот факт, что в полимиктовых песчаниках в зонах вторичного геохимического преобразования бор интенсивно адсорбируется глинистыми минералами, в особенности калиевыми гидрослюдами (иллит), где его содержание в иллите может достигать 0.045 %, а в минерале каолините – 0.017 % [7]. В чистых песчаниках, при глинистости менее 5–6 %, содержание бора колеблется в пределах 0.003–0.006 %. В свою очередь, сопоставление глинистости и концентрации бора позволяет выделить типы глинистых

минералов (см. рис. 1.2) [45]. Единственные глинистые минералы, содержащие калий, – гидрослюды (до 15 %). При малых содержаниях калиевых полевых шпатов и каолинита в песчанике, между калием и бором существует прямая корреляционная зависимость. Но, как правило, в песчаниках-коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции присутствует смесь полиминерального глинистого состава и калиевого полевого шпата. По рис. 1.2 видно, что при постоянном коэффициенте глинистости с увеличением бора содержание калия уменьшается, т. к. калиевые гидрослюды переходят в каолинит. Следовательно, концентрации калия и бора будут иметь обратную корреляцию. С другой стороны, известно, что вклад калия, выраженный в единицах уранового эквивалента, в общую радиоактивность песчаников составляет 55–75% (В.Г. Мамяшев, Т.Ф. Никифорова, В.С. Кудрявцев, 1983) [59, 126]. Аналогично бору, содержания тора и урана пропорциональны глинистости. Таким образом, для песчаников концентрацию калия можно представить следующей пропорцией:

$$C_K \sim I/C_B,$$

где I – показания гамма-каротажа, C_B – концентрация бора. При изменении содержания калиевых гидрослюд прямо пропорционально будут меняться концентрации бора и калия. Поэтому для понижения этого эффекта предлагаемую пропорцию умножаем на I . В силу того что вклад калия значителен ($I_K > I_{U+Th}$), возведение в квадрат,

$$I^2 = (I_K + I_{U+Th})^2 = I_K^2 + 2 I_K I_{U+Th} + I_{U+Th}^2,$$

увеличит отношение I_K/I_{U+Th} (например, $(0.65+0.35)^2=0.422+0.455+0.122$ и $0.422/0.122=3.46$). Соответственно, введя коэффициент пропорциональности (m), можно концентрацию калия для песчаников приравнять к следующему выражению:

$$C_K = mI^2/C_B. \tag{1.6}$$

Естественно, применение предлагаемого выражения ограничено определенными условиями, а именно: во-первых, $I_K > 50\%$, во-вторых, относительное содержание каолинитов и калиевых полевых шпатов в

песчанике должно быть гораздо больше содержания гидрослюды, т. к. в этом случае изменение содержания бора будет прямо пропорционально изменению концентрации тория и урана, а $C_K \sim I/C_B$.

Проведенный теоретический анализ показывает путь решения поставленных задач в повышении информативности нейтронных методов каротажа. Возможность определения содержания таких элементов, как железо, бор и калий, в полимиктовых песчаниках, не имея в наличии образцов керна и только используя стандартные методы ГИС, намечает дальнейшие исследования в построении относительно строгого алгоритма вычисления концентраций данных элементов.

1.3. Математический алгоритм определения концентрации железа, бора, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов на основе данных ГИС.

Теория переноса позволяет использовать простейшие методы расчета пространственно-энергетического распределения потока нейтронов в горной породе. В данном случае воспользуемся возрастным приближением и аппроксимационным методом вычислений. Причем можно сделать следующие допущения, все расчетные характеристики разбить на две группы, связанные с вычислением распределения полей нейтронов, а именно с замедлением быстрых нейтронов (E_0) до надтепловой энергии (E), и диффузией тепловых нейтронов. При двухгрупповом диффузионном приближении можно использовать известные эмпирические зависимости.

Известно, что при упругом замедлении нейтронов основной характеристикой, отражающей степень замедления нейтронов, является макроскопическая замедляющая способность среды [45, 109]:

$$\xi(u) = \eta(u)\Sigma_s(u),$$

где латаргия $u = \ln(E_0/E)$, среднее изменение латаргии $\eta(u)$ зависит от парциальной вероятности рассеяния элемента $h_i(u)$ и средней логарифмической потери энергии ξ_i :

$$\eta(u) = \sum_i h_i(u) \xi_i.$$

Макроскопическое сечение рассеяния вычисляют по формуле (1.2), если вместо микроскопического сечения поглощения подставить сечение рассеяния. Используя возрастное приближение для моноэнергетического источника можно определить длину замедления, являющуюся важнейшей характеристикой при вычислении распределения нейтронов. В ядерной геофизике используют полиэнергетические источники, но, взяв среднюю энергию нейтронов за начальную $E_0 = \langle E \rangle$, определим возраст нейтронов как [45]:

$$\tau_s = \lambda^2(E_0)/3 + \tau_0(E_0, E) + \Lambda^2(E).$$

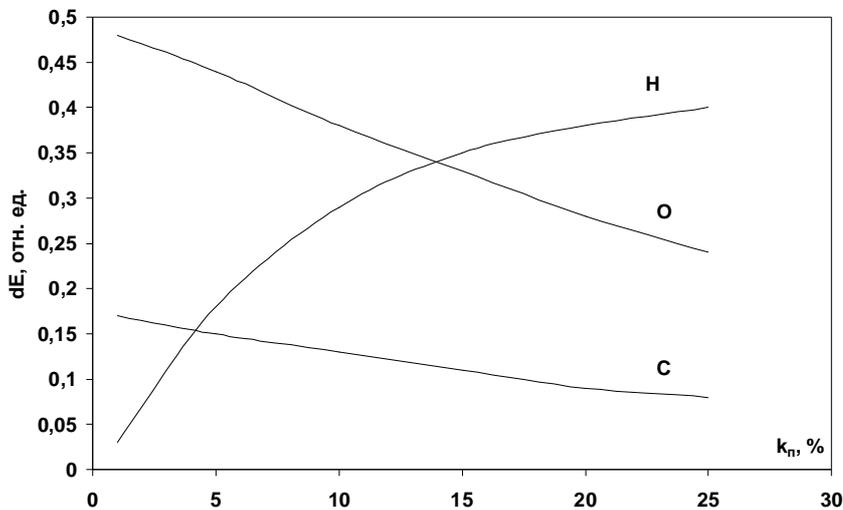


Рис.1. 3. Зависимость относительной средней потери энергии нейтронов от пористости.

Первое слагаемое – это средний квадрат смещения первичного нейтрона, второе слагаемое – средний квадрат смещения нейтрона в процессе замедления и третье слагаемое – поправка на последний пробег. Известно, что выражения соответствующие спектральному приближению Вигнера можно записать [45, 5]:

$$\tau_0(E_0, E) = 1/3 \int \{ h(u) \lambda^2(u) / (1 - h(u) \cos \chi(u)) \eta(u) \} du,$$

$$\Lambda^2(E) = 1/3 \{ \lambda(u) \lambda_{tr}^2(u) \},$$

$$\lambda^2(E_0)/3 \approx 1/6 \int r^2 - \{ e^{-r/\lambda_0} / \lambda_0 \} dr,$$

$$\lambda_0 = 1/\Sigma_s,$$

$$\Sigma_{tr} = \Sigma_s(1 - \cos \gamma),$$

$$\xi_I = 1 + a_i \ln(a_i) / (1 - a_i),$$

где $h(u)$ – полная вероятность рассеяния, $\cos \gamma(u)$ – средний косинус угла рассеяния, $\lambda_{tr}(u)$ – транспортная длина свободного пробега, $a_i = \{(A-1)/(A+1)\}^2$, A – атомный вес химического элемента.

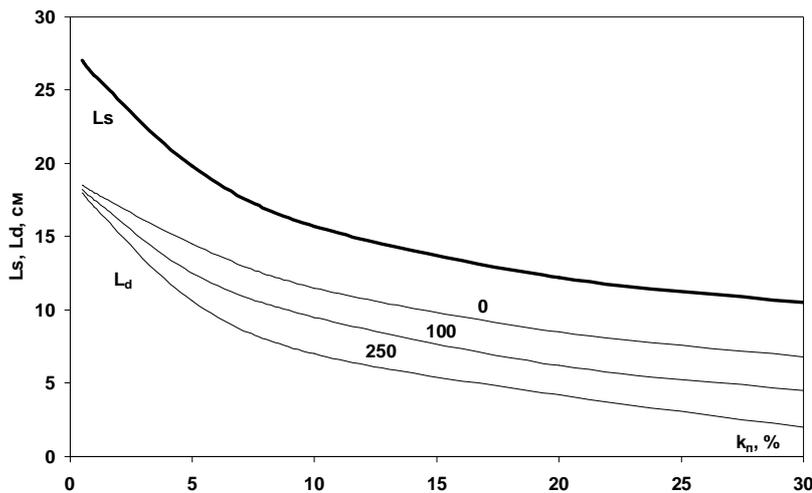


Рис.1. 4. Зависимость длины замедления и длины диффузии от пористости песчаника.

Используя известное выражение длины замедления $L_s = \tau_s^{1/2}$ и табличные данные сечения рассеяния, а также зная, что в песчанике основной вклад в логарифмическую потерю энергии $du(r)/dr$ дает водород, а суммарный вклад таких породообразующих элементов, как кислород, углерод и кремний исследуемого пласта остается почти постоянным, можно определить dL_s/dr как функцию от водородсодержания. Методом Монте-Карло был выполнен расчет числа упругих столкновений в скважине и пласте [32]. Результаты расчета средней потери энергии нейтронов $Po-Be$ источника ($\langle E \rangle = 4.35$ МэВ) для некоторых элементов от общей пористости в пласте приведены на рис. 1.3. Слабая зависимость потери энергии от водородсодержания $\delta E(H)$ для пористости более 15 % объясняется тем, что парциальная вероятность

рассеяния нейтронов на водороде с уменьшением энергии быстро увеличивается и, при $w > 15\%$, достигает насыщения.

Процесс замедления вычисляется в интервале энергий (от E_0 до энергии индиевого резонанса – 1.46 эВ). В двухгрупповом приближении предполагается, что диффузия нейтронов начинается с энергией меньше 1.46 эВ, со средней энергией теплового потока 0.025 эВ.

Экспериментальным образом было установлено, что замедленные нейтроны приходят в тепловое равновесие с замедлителем. Следовательно, коэффициент диффузии (D) есть функция от температуры среды (T). Известно, что D определяется следующим образом [5]:

$$D = 1/\{3(\Sigma_{tr} + \Sigma_a)\},$$

но в данном случае, принимая, что сечения захвата и переноса могут изменяться по законам [45]:

$$\begin{aligned}\Sigma_{tr} &\sim \rho(T)E^{-n}, \quad n > 0, \\ \Sigma_a &\sim \rho(T)E^{-1/2},\end{aligned}$$

где $\rho(T)$ – плотность среды, определяющее транспортное сечение и сечение захвата в зависимости от температуры. Опуская вывод уравнений, запишем конечный результат. При $T_0 = 293^0K$ и $v_0 = 2.2 \times 10^5$ см/с коэффициент диффузии [45]:

$$\begin{aligned}D(T_0) &= 2/(3\sqrt{\pi})\{\Gamma(2+n)\lambda_{tr}(T_0)v_0\}, \\ D(T) &= \rho_0/\rho(T) \times D(T_0)\{T/T_0\}^{n+1/2},\end{aligned}$$

где $\Gamma(2+n)$ – гамма-функция Эйлера, n – показатель температурных зависимостей (в воде – $n=0.5$). Следовательно, уравнение длины диффузии тепловых нейтронов в песчанике-коллекторе будет выглядеть следующим образом [45]:

$$L_d^2 = D\tau = \rho_0/\{v_0\Sigma_a\rho(T)\} \times D(T_0)\{T/T_0\}^{n+1/2},$$

а при некотором приближении $\rho_0 \approx \rho(T)$ и $n=0.5$ получаем:

$$L_d^2 \approx D(T_0)T/\{v_0\Sigma_a T_0\}.$$

Полученные уравнения показывают, что $D(T_0)$ зависит от транспортной длины пробега теплового нейтрона, соответственно от водородсодержания среды. Поэтому для песчаника можно определить следующее равенство:

$$D(T_0) \approx D(w),$$

и используя известные расчетные значения зависимости диффузии от пористости, свести полученное уравнение длины диффузии к зависимости: $L_d = F(w, T, \Sigma_a)$.

Теоретические вычисления длины замедления и длины диффузии для *Ро-Ве* источника в зависимости от общей пористости кварцевого песчаника, (метод Монте-Карло) показаны на рис. 1.4 [47]. Заметно, что на длину диффузии оказывает сильное влияние минерализация флюида (г/л). Это связано с тем, что хлор (*NaCl*) имеет достаточно большое микроскопическое сечение поглощения теплового нейтрона (33 барн). В свою очередь, в твердой фазе породы на длину диффузии таким же образом влияют накопление бора и редкоземельных элементов. Длина замедления и длина диффузии в определении плотности потока тепловых нейтронов играют существенную роль (1.4).

Рассмотрим принцип получения уравнения потока от перечисленных характеристик (без существенных выводов). В поглощающей среде плотность столкновений $\psi_0(u_0/u)$ моноэнергетических нейтронов можно описать каноническим уравнением, впервые полученным А. Вайнбергом, Е. Вигнером, Н. Кориголдом и В. В. Орловым [48, 45]:

$$\psi_0(u_0/u) = h(u_0)R_0(u_0/u) - \int g(u') \psi_0(u_0/u') R_0(u'/u) du'.$$

В этом случае $R_0(u_0/u)$ – плотность столкновений нейтронов в среде без поглощения, так называемая функция Плачека, $g(u')$ – полная вероятность поглощения. Спектр в поглощающей среде $\psi_0(u_0/u)$ выражается через спектр в среде без поглощения, что значительно упрощает решение уравнений переноса. В непоглощающей среде произвольного состава функция Плачека зависит только от конечной энергии замедления, т. е. $R_0(u_0/u) = 1/\eta(u)$, где $\eta(u)$ – среднее

изменение летаргии. Вообще-то, функция Плачека представляется в виде разности асимптотического значения и осциллирующей добавки $\overline{R(u)}$ [45]:

$$R_0(u_0/u) = 1/\eta(u) - \overline{R(u)}.$$

Подставив данное выражение в каноническое уравнение плотности столкновений, получим [45]:

$$q_0(u_0/u) = h(u_0) - \int a(u') q_0(u_0/u') du' + \eta(u) \int a(u') q_0(u_0/u') \overline{R(u)} du,$$

где $q_0(u_0/u) = \eta(u) \psi_0(u_0/u)$, $a(u) = q_0(u)/\eta(u)$.

Для решения этого уравнения применяют метод спектрального приближения. В первом спектральном приближении принимаем $\overline{R(u)} = 0$. Интегральное уравнение сводится к дифференциальному с начальным условием $q_0(u_0/u) = h(u_0)$ [45]:

$$\psi_0(u_0/u) = h(u_0)/\eta(u) \times \exp\left\{-\int g(u') du'/\eta(u)\right\}.$$

Для второго спектрального приближения функция $\overline{R(u)} \neq 0$ лишь в малой окрестности верхнего предела интегрирования, т. е. $\gamma_1 = \int_{u_0}^u \overline{R(u)} du'$ и при сведении к дифференциальному уравнению плотность столкновений [45]:

$$\psi_0(u_0/u) = h(u_0)/\{\eta(u)[1 - g(u) \gamma_1]\} \times \exp\left\{-\int a(u') du'/[1 - g(u) \gamma_1]\right\}.$$

Далее, подставив это уравнение в уравнение (1.3), получим двухгрупповое уравнение в диффузионном приближении для описания пространственного распределения тепловых нейтронов от точечного источника быстрых нейтронов (1.4). Таким образом, представленные выше рассуждения и выводы позволяют уравнение (1.4), для песчаников-коллекторов, свести к следующему выражению [109, 45]:

$$N = K \{ \exp(-r/L_s) - \exp(-r/L_d) \} / [\Sigma_a r (L_s^2 - L_d^2)], \quad (1.7)$$

где N – показание НК_Т (у. ед.), K – коэффициент пропорциональности (калибровочный), r – расстояние от источника быстрых нейтронов до детектора тепловых нейтронов, длина замедления $L_s = F(w)$, длина диффузии $L_d = F(w, T, \Sigma_a)$. Зная, что водородсодержание соответствует общей пористости ($w = k_n$), и

определив по ГИС плотность (ρ), температуру (T) и минерализацию (M) пласта, можно вычислить макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов. Но для этого необходимо ввести следующее ограничение: $w=10-30$ %, а выражения длин замедления и диффузии упростить до соответствующих полуэмпирических зависимостей (рис. 1.4):

$$L_s = jw^f, \quad (1.8)$$

$$L_d = \sqrt{T x w^{-z} / \Sigma_a}, \quad (1.9)$$

где j, f, x, z – эмпирические коэффициенты.

Для определения калибровочного коэффициента необходимо знать средние концентрации элементов в песчаниках исследуемого района (указанные в табл. 1.2 и водород, т.е. общую пористость) [62, 69, 77]. Далее, подставив в формулу (1.2) данные содержания элементов и плотность породы, вычисляем макроскопическое сечение поглощения нейтрона и, согласно уравнениям (1.7–1.9), находим среднее значение плотности потока тепловых нейтронов $N(r)$ изучаемого интервала. Причем, соотнеся вычисленное значение и среднее значение ННК_Т (N), определяем коэффициент пропорциональности (K). В этом случае коэффициент пропорциональности для калия (m) вычисляется таким же образом (рис. 1.6).

Следующий шаг выражается в вычислении концентраций железа и бора. Для этого необходимо определить глинистость и карбонатность исследуемого пласта. Известно, что глинистость связана с концентрациями таких элементов, как бор, алюминий, калий, натрий, титан и редкие земли, а карбонатность с кальцием, магнием, марганцем по линейным зависимостям:

$$C_i = q_i k \pm y_i,$$

где q_i, y_i – эмпирические коэффициенты для песчаника. Концентрации остальных элементов задаются согласно их средним значениям (фону, кларку) в песчанике (например, $C_{Fe}=1.5$ %; $C_{Si}=30$ %). Глинистость, как правило, определяют по данным ГК и ПС, а карбонатность можно вычислить по таким геофизическим данным, как ННК_Т, ПС, ГК и открытой пористости. При

вычислении глинистости можно применить уравнение относительной массовой глинистости, по В.В. Ларионову и М.Д. Шварцману [9]:

$$k_{gl} = k_{gl.max} (1 - (1 - dI_{ГК})/2),$$

где $dI_{ГК}$ – показания гамма-метода, выраженные в единицах двойного разностного параметра $dI_{ГК} = (I_{ГК} - I_{ГК.min}) / (I_{ГК.max} - I_{ГК.min})$, $I_{ГК.(min,max)}$ – гамма – показания против изучаемого интервала разреза, минимальные и максимальные показания гамма-метода, $k_{gl.max}$ – максимальная глинистость пласта глин, используемого для получения относительных показаний $dI_{ГК}$. Доля карбонатного цемента, т. е. коэффициент карбонатности породы, рассчитывается по теоретической модели взаимосвязи карбонатности с показаниями методов ПС и ГК Элланского М.М. [138]. Если относительные показания ГК и ПС представить в виде следующих выражений:

$$dI_{ГК} = (I_{ГК} - I_{ГК.min}) / (I_{ГК.max} - I_{ГК.min}) \text{ и } J_{ПС} = \Delta U_{ПС} / E_{ПС},$$

то их взаимосвязь с карбонатностью, для терригенных пород, показана на рис. 1.5. Интерполируя между полученными кривыми, можно определять карбонатность соответствующего изучаемого интервала.

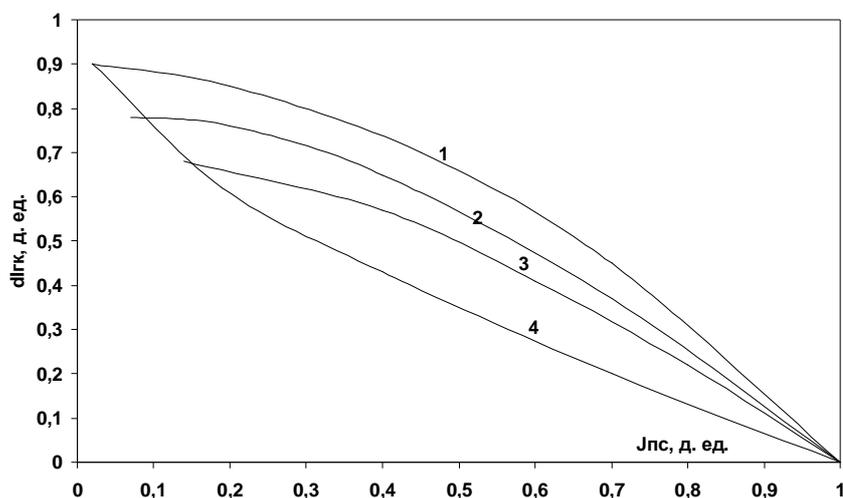


Рис. 1. 5. Теоретическая модель взаимосвязи показаний методов ГК и ПС и содержания карбонатного цемента в терригенных отложениях покурской свиты: 1- $k(\text{карбон.})=0$; 2- $k=0.05$; 3- $k=0.1$; 4- $k=0.3$.

В данном случае – достаточно относительное определение глинистости и карбонатности исследуемого песчаника. Важно, чтобы показания НК_T, ПС и

ГК совпадали по шагу, а глинистость и карбонатность коррелировали с реальными данными.

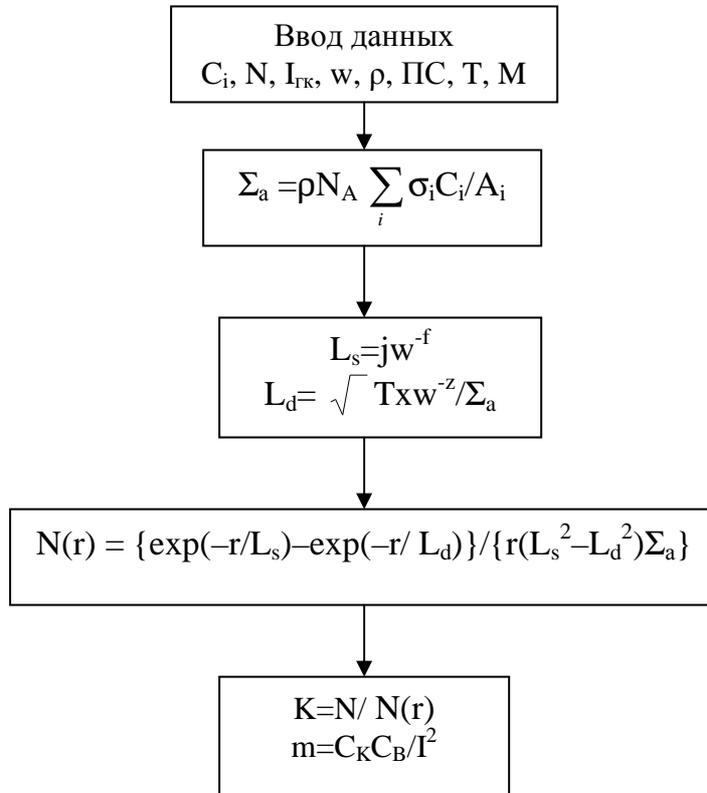


Рис. 1.6. Блок-схема алгоритма вычисления калибровочных коэффициентов

Таким образом, после того как концентрации химических элементов определены, вычисляют макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов (1.2) и, используя уравнения (1.7–1.9), находят $N(r)$. Затем решая систему уравнений [80]:

$$N = K N(r),$$

$$P = \sum_i \{C_i + \zeta_i\} = 1,$$

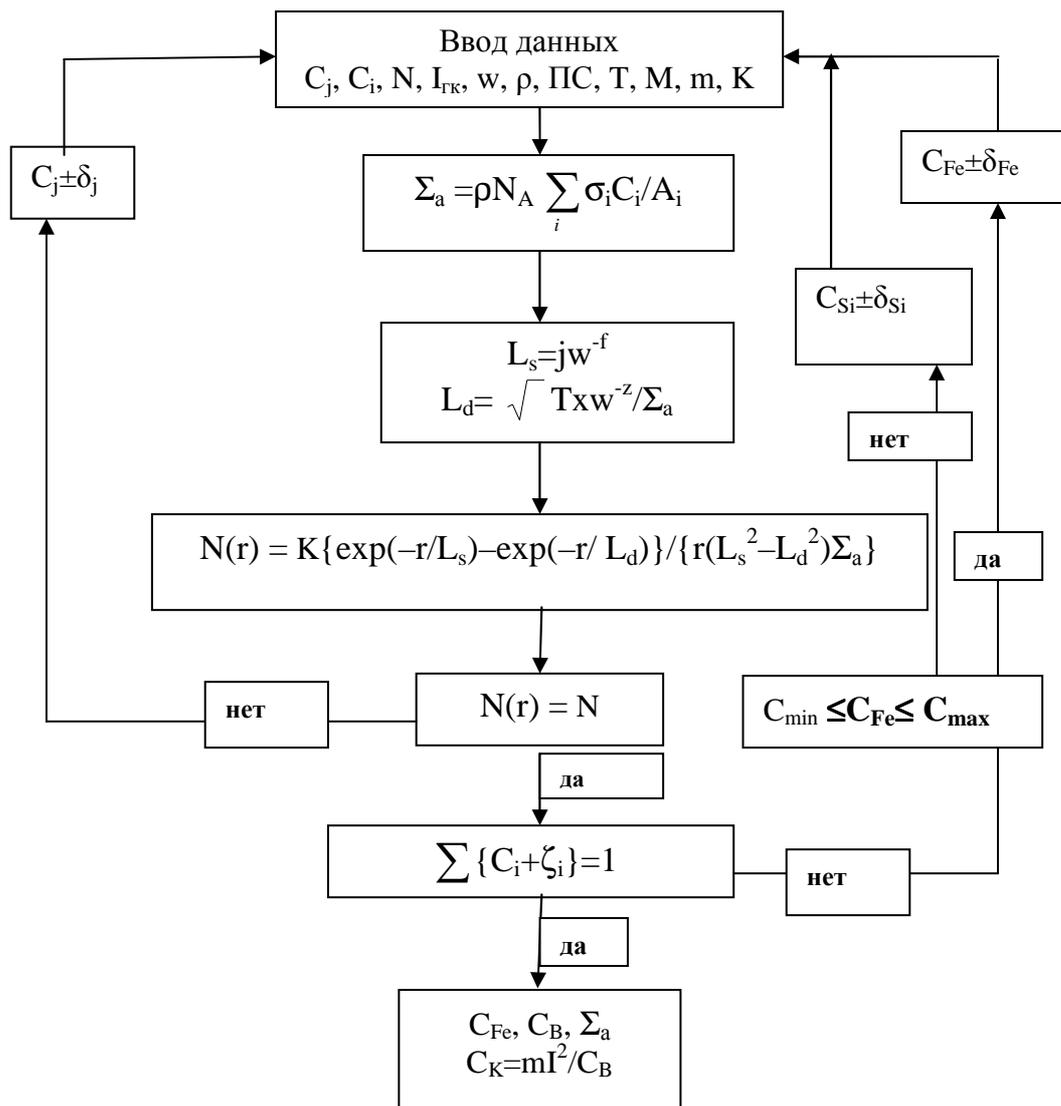


Рис. 1.7. Блок-схема алгоритма вычисления концентрации железа, бора, кремния и калия на базе данных ГИС

определяются искомые величины C_{Fe} и C_B . Если же равенства не соблюдаются, то меняя концентрации (C_{Fe} и C_B) с определенным шагом δ_j , повторяют цикл до тех пор, пока весовой коэффициент и показания НК_T и $N(r)$ не совпадут в пределах доверительных интервалов $\delta_{N(r)} = 5\%$ и $\delta_P = 1\%$. Здесь необходимо ввести следующее ограничение:

$$C_{min} \leq C_i \leq C_{max},$$

где C_{min} – предел обнаружения элемента, либо минимально возможная концентрация в песчанике, C_{max} – максимально возможная концентрация. Применяя метод Монте-Карло, величину шага можно вычислять по формуле:

$$\delta_j = \varepsilon(C_{max} - C_{min})/2,$$

где ε - случайная величина, равномерно распределенная в пределах $\varepsilon = [0; 1]$ с шагом 0.025. Если при вычислении весового коэффициента (т. е. $P \neq 1$) содержание железа выходит за эти ограничения, то производится "подгонка" весового коэффициента с помощью изменения концентрации кремния.

Данный выбор обусловлен его следующими свойствами. Кремний является основным породообразующим элементом песчаника и присутствует как в чистом кварцевом песчанике, так и в глинистых минералах. В свою очередь, равенство атомных весов $A_{Si}/A_{O_2}=0.9$ приводит к тому, что у кремния степень влияния на весовой коэффициент максимальный, но колебание его концентрации относительно среднего значения для каждого пласта-песчаника незначительно, не превышает $\pm 2\%$. Возможно, применение кремния в роли "подгоночного параметра" приводит к тому, что предлагаемый метод позволяет вычислять и его концентрацию. После определения содержания железа и бора, по формуле (1.6) вычисляют концентрацию калия. На рис. 1.6 и 1.7 показаны принципиальные блок-схемы алгоритмов вычисления калибровочных коэффициентов и вычисления относительного содержания перечисленных трех химических элементов и макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов в песчанике-коллекторе. Индексом j обозначаются химические элементы: $Fe; B$.

1.4. Экспериментальное подтверждение соответствия вычисленных относительных концентраций химических элементов и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с результатами лабораторных исследований.

В этом случае необходимо провести стандартный статистический анализ в сопоставлении теоретических и экспериментальных выборочных значений концентраций железа и калия, определенных различными способами.

Многоэлементным нейтронно-активационным анализом (НАА) были изучены 26 образцов песчаника с различных скважин на предмет содержания элементного состава горной породы. К сожалению, единственным недостатком

активационного анализа в предлагаемом способе исследований является то, что бор этим методом не определяется. Это связано с тем свойством, что основное микроскопическое сечение захвата теплового нейтрона (759 барн) идет в реакции альфа-распада ядра ($^{10}\text{B}(n, \alpha)^7\text{Li}$), с высвечиванием гамма-кванта за период 10^{-6} секунд. Поэтому, во время калибровки программы концентрация бора определялась согласно линейному уравнению зависимости от глинистости. Для НАА предел обнаружения железа 0.1 %, предел обнаружения калия 0.2 %. Это намного ниже их средних содержаний в песчанике, а общая погрешность в определении концентраций составляет ± 10 % от измеряемой величины.

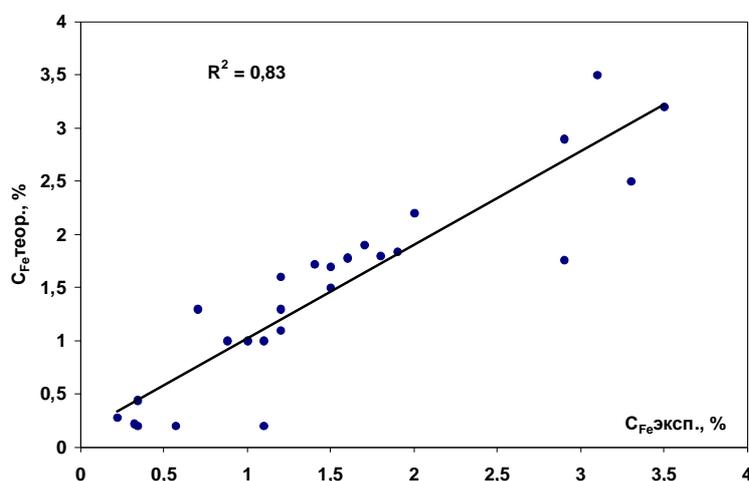


Рис. 1. 8. Сопоставление теоретического и экспериментального определения содержания железа.

Статистический анализ показал, что коэффициенты корреляции выборочных значений концентраций между лабораторным НАА и предложенным способом ГИС, для железа – **0.91**, для калия – **0.66**. Все статистические задачи решались в рамках пакета анализа редактора *Excel*.

В дисперсионном анализе, при проверке нулевой гипотезы, был вычислен критерий Фишера F , для железа $F = 0.03$, для калия $F = 0.57$ при критическом значении $F_{кр} = 4.05$. Если $F \ll F_{кр}$, то анализируемые выборки идентичны [56].

Вычисления проводились при 5 %-м уровне значимости. Парный двухвыборочный t – тест для средних (Стьюдента) – показал следующие значения: для железа $t = 0.55$; для калия $t = 1.3$ при критическом значении $t_{кр} = 1.7$. Следовательно, по средним значениям анализируемые выборки также представляют идентичные объекты. На рис. 1.8 и 1.9 показаны сопоставления концентраций элементов, вычисленных предлагаемым (теоретическим) способом и выполненных лабораторным НАА. Видно, что предлагаемый метод нахождения концентраций железа и калия в песчанике отражает их реальное содержание. Для примера в табл. 1.3 даны $\langle C_i \rangle$ – средние значения и σ^2 – дисперсии концентраций, определенные двумя способами.

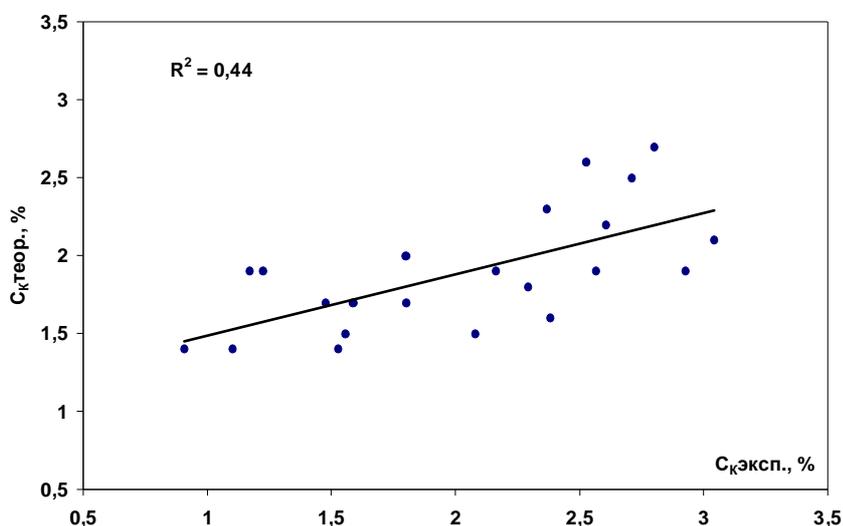


Рис. 1. 9. Сопоставление теоретического и экспериментального определения содержания калия.

В свою очередь, имеет смысл исследовать сопоставления

экспериментального значения концентрации бора и

Сравнительные значения

	$\langle C_i \rangle$, %	σ^2
Fe (экс.)	1.51	0.91
Fe (теор.)	1.46	0.85
К (экс.)	2.02	0.41
К (теор.)	1.91	0.21

его расчетного значения. Для сопоставления были использованы результаты спектрального анализа на содержание бора Тайлаковского месторождения, представленные ООО "Славнефть – НПЦ" [88].

Далее приводится анализ возможности вычисления макроскопического сечения поглощения нейтронов, в зависимости от пористости и показаний ННК_Т, с соответствующей корреляцией вычисленного

сечения с МСП атомными ядрами бора тепловых нейтронов, определенного по уравнению (1.2). Анализ уравнения (1.4) и результатов табл. 1.2 предсказывают следующие закономерности. В большинстве случаев в песчаниках, насыщенных минерализованной жидкостью, либо в глинах и карбонатах длина диффузии много меньше длины замедления, поэтому уравнение (1.4) можно переписать следующим образом [109, 45, 77]:

$$N(r) \approx K\tau \exp(-r/L_s) / 4\pi r(L_s^2 - L_d^2).$$

Подставив в полученное выражение зависимости (1.8) и (1.9) и преобразовав его соответствующим образом, получим зависимость МСП среды от показаний НК_T [77]:

$$\Sigma_a = \{k \exp(-r/L_s) + gN(r)\} / N(r)L_s^2,$$

где $g = T_x w^{-z}$, а k, x, z – эмпирические коэффициенты. С целью определения макроскопического сечения поглощения нейтронов твердой фазой породы (скелетом) из соответствующего выражения необходимо вычесть сечение поглощения нейтронов ядрами водорода:

$$\Sigma_a^c = \{k \exp(-r/L_s) + gN(r)\} / N(r)L_s^2 - \Sigma_a(w),$$

где макроскопическое сечение поглощения водорода зависит от пористости и плотности породы ($\Sigma_a(w) = 9.5 \times 10^{-5} \rho w$). Сопоставления результатов

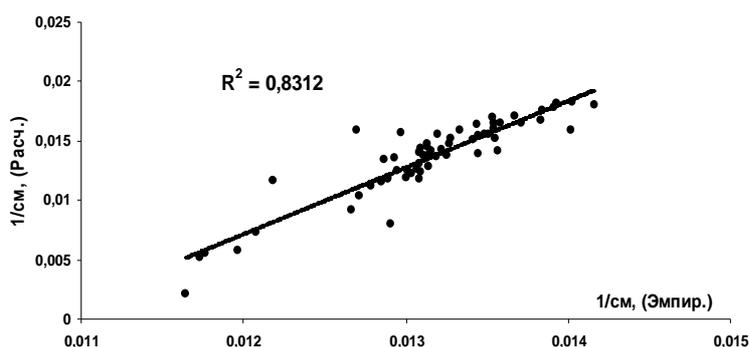


Рис. 1.10. Сопоставление макроскопических сечений поглощений нейтронов, определенных расчетным и эмпирическим способами

макроскопических сечений поглощения нейтронов, полученных на основе лабораторных исследований, и расчетных данных на основе показаний НК_T, подтвердили хорошую сходимость, с коэффициентом корреляции – +0.91 (рис. 1.10).

Вычисление абсолютного значения макроскопического сечения требует определения коэффициента пропорциональности k . Его можно найти, если знать среднюю концентрацию соответствующих элементов исследуемого

пласта, позволяющего вычислить действительное макроскопическое сечение, и сопоставить с теоретическим значением. В отсутствие лабораторных аналитических результатов можно использовать относительный параметр макроскопического сечения поглощения t . Вычислив среднее значение МСП в твердой фазе исследуемой породы Σ , относительный параметр определяется следующим образом:

$$t = (\Sigma_a - \Sigma(w)) / \langle \Sigma \rangle.$$

Следовательно, относительный параметр в основном отражает содержания элементов скелета горной породы с большим коэффициентом влияния.

В этом случае положительная регрессия относительного параметра и концентрации бора лишней раз подтверждает то, что предлагаемый метод обнаружения содержания химических элементов верен. Корреляционный анализ между относительным параметром t и макроскопическим сечением поглощения нейтронов ядрами бора определил коэффициент корреляции – +0.63.

Уравнение макроскопического сечения поглощения для твердой фазы породы написано для однородной среды, хотя на практике часто приходится иметь дело с неоднородными средами. В этом случае необходимо учитывать влияние вмещающих пород.

Если мощность исследуемого пласта $h < r$, то на показания ННК_Т оказывают влияния вмещающие породы. В основном это кровельные породы, т. к. детектор тепловых нейтронов зонда ННК_Т расположен в верхней его части, и в этом случае необходимо учитывать диффузионные параметры верхнего пласта. Неоднородную среду можно представить в виде однородной с соответствующим эффективным макроскопическим сечением с учетом объемного содержания включений [127]. В свою очередь, в полученное выражение необходимо ввести поправочный множитель зависимости Σ_a^c от скважинных условий. В работе [45] рассмотрен физический параметр декремента затухания излучения в системе *скважина – пласт α* . Для ННК_Т в

необсаженной скважине параметр $\alpha = 1/\sqrt{L_d^2 + L_s^2}$, и в показание ННК_Т вводится поправочный множитель $\exp(\alpha r)$, где $N=N(r)\exp(\alpha r)$ подставляем вместо $N(r)$.

Таким образом, предлагаемый способ вычисления относительных концентраций железа, бора и калия, а также макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов в полимиктовых песчаниках полностью подтверждается лабораторными исследованиями. В свою очередь, зная поточечную концентрацию данных элементов и МСП в исследуемом интервале песчаного коллектора можно определить корреляционные параметры (коэффициент аппроксимации, интервальный параметр) с УЭС, карбонатностью, глинистостью позволяющие выявить интервалы, в которых прошли вторичные геохимические процессы, приводящие к понижению УЭС продуктивного пласта. В следующих главах рассмотрим возможности определения содержаний вторичных минералов (в частности, понижающих УЭС породы) на основе статистического анализа вычисляемых данных и материалов ГИС.

2. МЕТОДИКА АНАЛИЗА КОРРЕЛЯЦИОННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ МЕЖДУ РЕЗУЛЬТАТАМИ ДАННЫХ ГИС И СОДЕРЖАНИЕМ ЖЕЛЕЗА, КАЛИЯ И МАКРОСКОПИЧЕСКОГО СЕЧЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНОВ ПРИ ПОИСКЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ.

При интерпретации материалов ГИС очевидные корреляционные зависимости используются давно и успешно, особенно это проявляется в случае литологического расчленения разреза. Например, угольные пласты хорошо выделяются при совместном анализе диаграмм ГК и НК_T, пространственные совпадения их отрицательных аномалий объясняются крайне малым содержанием радиоактивных элементов в углях, а также малой плотностью и значительным содержанием углеводородов, являющихся исключительным замедлителем потока быстрых нейтронов. Физико-химические процессы обуславливают образование корреляционных связей различных каротажных диаграмм и по данным зависимостям можно судить не только о литологических особенностях, но и определять некоторые свойства пород [46].

В свою очередь, оцифровка диаграмм позволяет использовать результаты статистической обработки корреляционных связей. Важнейшим показателем взаимосвязи двух дискретных выборок (X, Z) являются коэффициенты корреляции R и аппроксимации R^2 определяющихся следующим образом [56]:

$$R = \left(\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(z_i - \bar{z}) \right) / (n\sigma_x\sigma_z),$$

где σ – стандартное (среднеквадратичное) отклонение выборочных значений. Коэффициент аппроксимации отражает долю дискретных значений от общего их количества n , соответствующую определенной функциональной зависимости (например, $f=Z(X)$), т.е. «тесноту» их связи.

Очевидно, если две независимых статистических выборки находятся в корреляционной зависимости, то можно утверждать, что существует некий фактор (вещество, физико-химический процесс) синхронно влияющий на изменение величин этих выборочных значений. В таком случае коэффициент

корреляции будет выражать степень воздействия данного фактора, его величину.

Рассмотрим корреляционные связи следующих физико-химических параметров: УЭС, пористость, карбонатность, глинистость, содержания железа, калия и макроскопическое сечение поглощение тепловых нейтронов.

2.1. Определение вероятности насыщения углеводородами песчаного коллектора по корреляционной зависимости УЭС и пористости.

Хорошо известно, что углеводороды относятся к диэлектрикам и поэтому показания корреляционной зависимости в нефтегазонасыщенном интервале между выборками кажущего электрического сопротивления и общей пористости должна быть положительна. В свою очередь, обратно-пропорциональная (отрицательная) связь говорит о минерализованном водонасыщенном заполнении коллектора. В достаточно грубой, схематичной форме это отражено на рис. (2.1). Функциональная зависимость УЭС от пористости для построения палеток предложена Б.Ю. Вендельштейном еще в 1979 году [25].

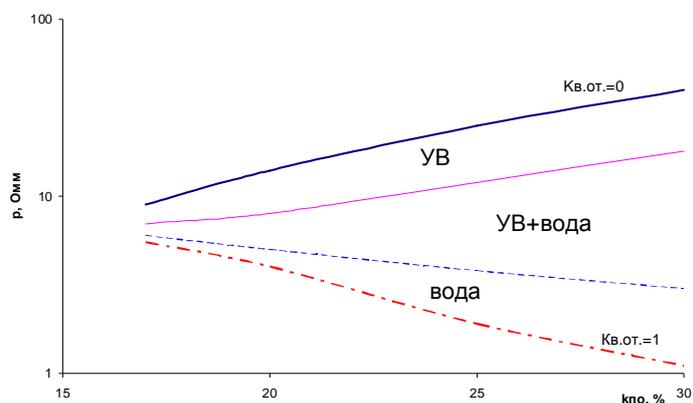


Рис. 2.1. Зависимость УЭС от коэффициента открытой пористости для пород коллекторов с различной степенью водонасыщенности эффективного объема пор, где Кв. от. – коэффициент относительной водонасыщенности (Б.Ю. Вендельштейн, 1979).

Но не все так просто. Прямо пропорциональная зависимость пористости и УЭС может быть получена и в других случаях. Допустим, при интенсивной

пелитизации полевых шпатов и каолинизации песчаников с увеличением глинистости увеличивается пористость. Глинизация водонасыщенного интервала (при значительной минерализации, более 30г/л) повышает электрическое сопротивление, что и приводит к положительной корреляции сопротивления с пористостью [10, 25, 111]. Или, например, обратная корреляционная зависимость пористости с УЭС в разрезе изучаемого интервала с УВ насыщением может быть обусловлена повышением карбонатизации, при котором пористость уменьшается с большей интенсивностью, чем электрическое сопротивление. В этом случае необходимо сопоставлять между собой различные корреляционные зависимости, анализ которых позволяет вычленять факторы оказывающие влияние на результативность данного метода. Также возможно применение регрессионных уравнений. Но все же, встречаемость таких факторов, искажающих «истинную» корреляцию, не превышает статистически значимую величину ошибки.

Покажем на примере вычисления и анализа выборочных данных корреляционных зависимостей общей пористости k_n и кажущего УЭС ρ (2-х метровый градиент-зонд (ГЗ-3)) в песчаниках-коллекторах на территории Томской области [84].

Система (k_n, ρ) представляет собой двухмерную случайную величину с определенной степенью статистической связи и корреляции выражаемой коэффициентом R . Квадрат коэффициента корреляции есть квадрат центрального момента связи двух выборок деленного на произведение их дисперсий. Поэтому, вычислив коэффициент корреляции открытой пористости и УЭС (при условии $R_{(k_n, \rho)} > 0.6$) путем скользящей линии точек вдоль оси скважины можно, сопоставив эти значения по глубине, вычислить вероятность определения нефтенасыщенности интервала по следующей зависимости:

$$p = \sum_{j=1}^m ((\sum_{i=1}^l R_i^2)/l)/m, \quad (2.1)$$

где i – индекс, отражающий количество задающих точек скользящей линии, j – количество шагов. При статистическом анализе данной зависимости было

выявлено, что значимым результатом определения коэффициентов корреляции можно принять задающее количество точек a_i от семи и выше, с шагом $h = (a_n - 7)/l$.

В данном случае, вероятность p это аппроксимирующая величина, отражающая такую *долю положительных величин* в корреляционной связи между УЭС и общей пористостью, которая соответствует данной зависимости в доверительном интервале $\pm 5\%$. Проще говоря, этот статистический параметр показывает среднее значение аппроксимации для положительной зависимости пористости и УЭС.

Чем больше математическая величина вероятности p , тем больше доверия к тому факту, что исследуемый интервал насыщен УВ. Назовем этот параметр *вероятностью насыщения УВ*.

Допустим, нам необходимо из общего количества скважин Q установленной территории определить количество скважин q , в которых могут быть найдены присутствия УВ. Вероятность такого определения:

$$P(\bar{p}) = q/Q,$$

где \bar{p} – средняя вероятность насыщения УВ по скважине. В свою очередь, вероятность определения интервала с признаками УВ вычисляется следующим образом:

$$P(p) = n/N,$$

где n – количество интервалов с УВ насыщением, N – количество исследуемых интервалов в скважине. Но мы знаем, что выборочные значения случайных величин p и \bar{p} связаны между собой соотношением:

$$\bar{p} = \left(\sum_{i=1}^n p_i \right) / n.$$

В этом случае мы видим нелинейную связь (но не корреляцию) между p и \bar{p} . Очевидно, что вероятность $P(\bar{p})$, проявляющаяся только при условии, когда

величина p принимает определенное значение, есть условная величина, зависящая от безусловной вероятности $P(p)$, т.е. $P(\bar{p}|p) = P(\bar{p})$.

Таким образом, при условии $N-const$ для двумерной системы случайных величин p и \bar{p} с нормальным распределением \bar{p} , имеем следующую зависимость с нормальным распределением:

$$P(\bar{p}, p) = P(\bar{p}|p) P(p). \quad (2.2)$$

Если результаты переинтерпретации будут соответствовать полученной зависимости, то можно утверждать о корректности применения предлагаемого статистического метода выявления интервалов с УВ насыщением.

Нами были изучены и переинтерпретированы более 200 скважин (порядка 4000 изученных интервалов) слабоизученной территории Томской области на предмет выявления низкоомных коллекторов, пропущенных традиционной интерпретацией материалов ГИС. Переинтерпретация каждой скважины проводилась по 20 – 22 пластам песчаных коллекторов в меловых и юрских отложениях. Пласты выбирались в соответствии с их мощностью (более 4 м), а при их большом количестве (более 25 интервалов) предпочтение, для переинтерпретации ГИС, отдавалось более мощным пластам, либо интервалам с неопределенными результатами стандартной интерпретации ГИС.

В качестве примера показаны результаты исследований пластов наиболее полно охваченных испытанием в отложениях юрского стратиграфического комплекса ($Ю_1^{1-4}$ и $Ю_2$). По ним проведено сопоставление расчетного параметра вероятности насыщения УВ p (2.1) с результатами испытания скважин и описанием шлифов керн на предмет содержания битумов, нефти и газа в 52 пластах (рис. 2.2). Интегральная кривая (f -УВ) отражает количество совпадений результатов переинтерпретации с действительным содержанием УВ в породе, а кривая (f -вода) – результаты ошибочной переинтерпретации ГИС. Точка пересечения интегральных кривых показывает граничную величину эффективности деления на достоверный и недостоверный результат.

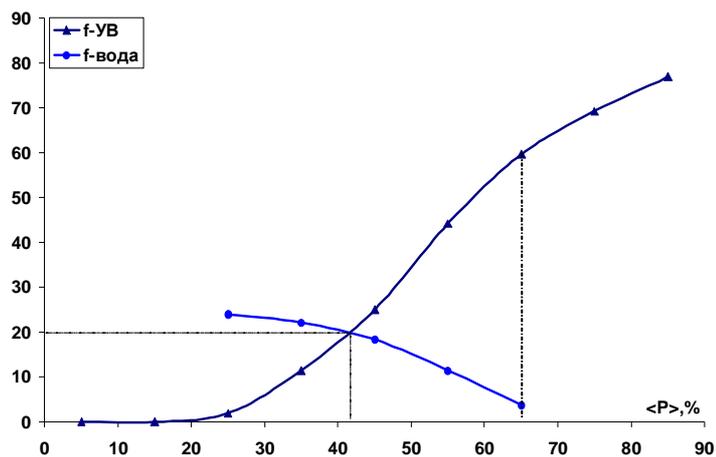


Рис. 2.2. Интегральные кривые вероятности насыщения УВ при сопоставлении результатов переинтерпретации ГИС юрских отложений с действительным характером насыщения пласта в случае достоверного (f-УВ) и ошибочного (f-вода) соотнесения.

Таким образом, при граничном значении $\langle p_{zp} \rangle = 42\%$ имеем 80% эффективность, где ошибочное отнесение $f_{zp} = 20\%$ лежит в пределах стандартной значимой достоверности ($f \leq 30\%$). При сопоставлении результатов испытания скважин с итогами переинтерпретации материалов ГИС отложений юры (при $p > 65\%$), в $\sim 95\%$ случаях вычисления соответствовали результатам испытаний.

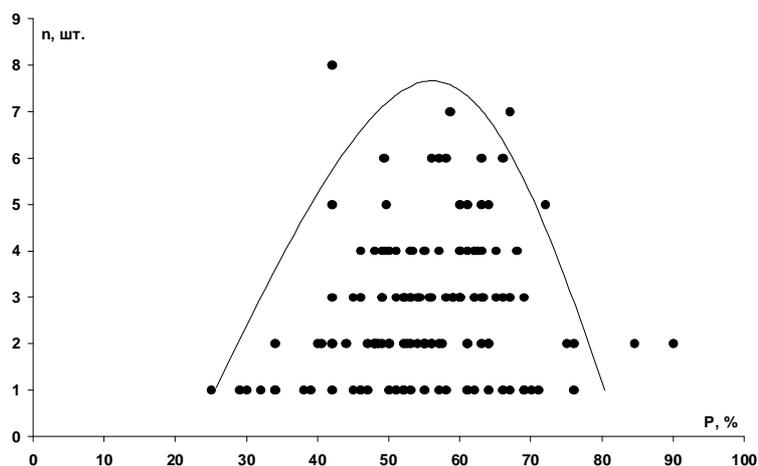


Рис. 2.3. Сопоставление количество интервалов с УВ насыщением (n) со средней вероятностью насыщения УВ (\bar{p}) по скважине на исследуемой территории Томской области.

Представляет интерес исследовать совместное распределение и зависимость дискретной компоненты n – количество интервалов с УВ насыщением, с непрерывной \bar{p} – вероятностью насыщения УВ 142-х скважин (рис. 2.3). Данные величины зависимы, но не коррелированы, что полностью подтверждает сделанный нами теоретический вывод (см. уравнение (2.2)). Замечательным оказался следующий факт – огибающая кривая функции $n(\bar{p})$ близка к кривой нормального распределения, где максимум по $n_{max} \approx 7-8$ шт. совпадает со средним значением по $\langle \bar{p} \rangle = 55\%$. Плотность вероятности $P(\bar{p}, p)$ приближена к нормальному распределению.

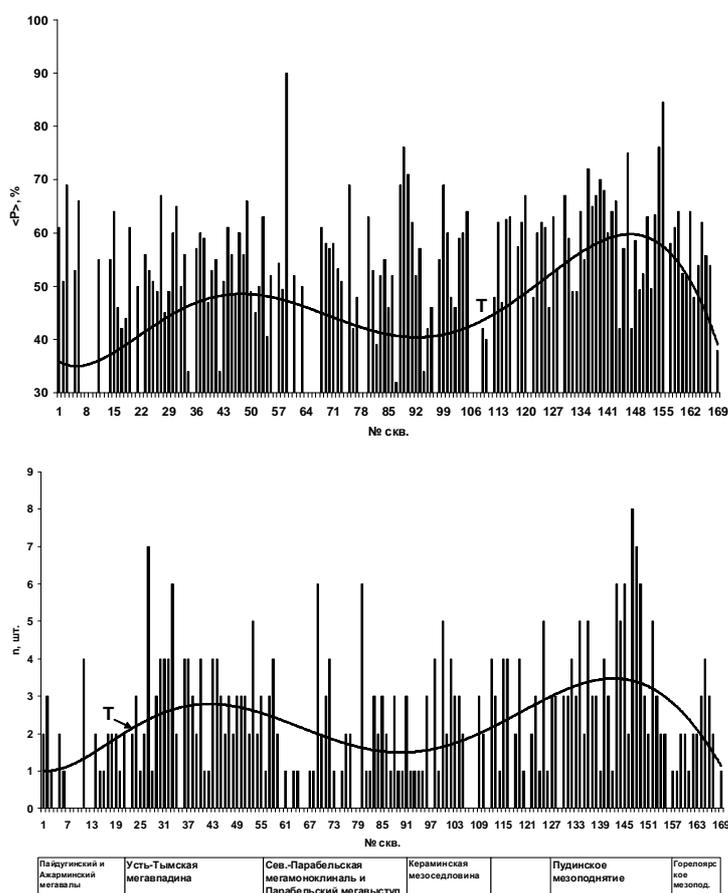


Рис. 2.4. Распределения средней вероятности насыщения УВ $\langle p \rangle$ и количества интервалов с УВ насыщением n по скважине на участках размещения скважин с прогнозным УВ насыщением исследуемой территории Томской области.

Однако, если сопоставить между собой распределения средней вероятности насыщения УВ \bar{p} и количество интервалов с УВ насыщением n в скважине на участках размещения данных скважин, то можно заметить по вычисленному тренду (Т) некую корреляцию (рис. 2.4). Очевидно, что существует определенный фактор, синхронизирующий величины статистических параметров, обусловленный как тектоническим, так и эпигенетическим территориальным воздействием.

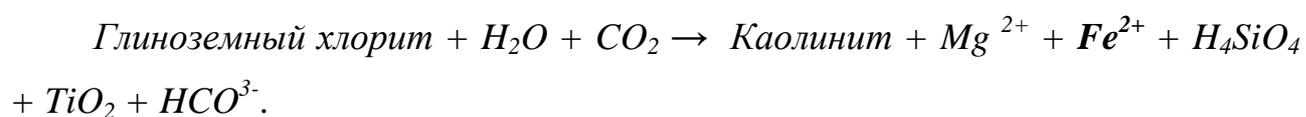
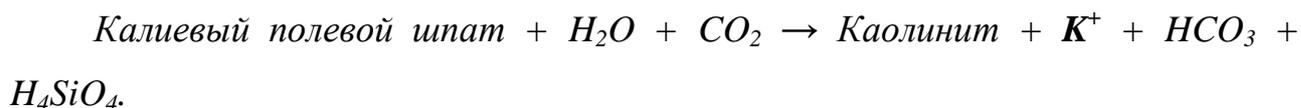
2.2. Определение степени преобразования породы во вторичных геохимических процессах по данным статистическим параметрам в обратных регрессиях УЭС с содержанием железа и калия.

Литолого-петрографические исследования последних лет убедительно доказали, что степень преобразования горной породы в коллекторах юрско-меловых отложений Западной Сибири связана с катагенетическими и наложено-эпигенетическими процессами [33, 34, 54, 57, 94-97, 104, 111, 114, 117, 118, 133-135, 139]. Причем, приурочены они к разломам, либо к зонам повышенной разуплотненности (трещиноватости) [29, 36, 42, 51, 52, 106, 117].

В этом случае, прослеживается следующая закономерность; в зонах дизъюнктивных дислокаций по разломам наблюдается субвертикальная миграция флюидов и образование многопластовых месторождений. В свою очередь, пликативные деформации развивают трещиноватость в жестких породах типа песчаники, которые в паре с более пластичными глинами-покрышками образуют коллектор. Миграция химически-агрессивных флюидов и заполнение ими сформированных коллекторов приводит к вторичным наложенным эпигенетическим процессам, в результате которых горные породы испытывают вторичные химические преобразования. При определенных физико-химических условиях в горных породах образуются пириты (в щелочной среде), деградированные хлориты (в кислой среде) и другие токопроводящие железосодержащие минералы, понижающие УЭС пласта, что может явиться причиной ошибочной интерпретации характера насыщения

коллектора при использовании методов ГИС. Наряду с этим на УЭС пласта могут оказывать влияние гидрослюды и полевые шпаты, деградирующие вследствие процессов наложенного эпигенеза и обогащающие ионами калия и магния пластовую воду [54].

Рассмотрим некоторые химические реакции, проходящие в результате процессов наложенного эпигенеза. Например, углекислотный метасоматоз может протекать следующим образом (Б. А. Лебедев, 1992):



Здесь мы видим, что в кислых средах происходит каолинизация, как полевого шпата, так и глинистых минералов. И самое важное, образующие катионы железа и калия будут диффундировать к отрицательно заряженной глинистой поверхности, и увеличивать потенциал двойного электрического слоя (ДЭС), соответственно его электропроводность. При низкой минерализации водного раствора (< 30 г/л) ДЭС играет основную роль в электропроводности породы [25].

Полевые шпаты являются показательным индикатором геохимической эволюции породы. Анализ нижнемеловых песчаников позволил Р. С. Сахибгарееву прийти к выводу о том, что наиболее сильная пелитизация приурочена к зоне ВНК. И связано это в первую очередь с химически агрессивными флюидами, приводящими к выщелачиванию и преобразованию фельдшпатов в глинистый минерал.

В нефтеносных песчаниках стенки пор интенсивно кристаллизуются железосодержащим хлоритом, являющимся проводником электрического тока [37-39].

В свою очередь, в щелочной среде при поступлении углеводородов при сопутствующем сероводороде (особенно в зоне водонефтяного контакта) часто образуется пирит (FeS_2), являющийся минералом с электронной

проводимостью. Пириты, как правило, организуются в тонкодисперсную структуру в виде сыпи на зернах и пленок по периферии пор, заполненных нефтью [30, 31]. В совокупности с ДЭС, они представляют собой электропроводящую твердую фазу с понижающим сопротивлением.

В работе [120] представлена модель формирования геохимической обстановки в залежи. Авторы полагают, что миграция нефти от генерационного очага до первичной залежи происходит в виде ультраколлоидного, либо молекулярного раствора микронефти в воде. Микронефть окружена гидратной оболочкой и движется в открытой гидравлической системе до области распада раствора. Распад означает деструкцию гидратной оболочки и выделение микронефти в собственную фазу. В момент распада образуется химически агрессивная среда, обусловленная временной диссоциацией молекул воды на гидроксильную группу и протон. В зависимости от геохимической обстановки, образованной до прихода флюидов в результате диагенез-катагенетических условий, формируется избыток гидроксидов или протонов, т.е. щелочная, либо кислая среда.

Авторы приводят следующие примеры образующейся кислотнo-щелочной обстановки. Например, связывание протонов происходит в результате насыщения ими углерод-углеродных связей микронефти, разорванных при распаде гидратированных молекул. В этом случае избыточная гидроксильная группа образует щелочную среду. С другой стороны, если образуется хлорит с участием гидроксидов $((Mg, Al, Fe)_{12} [(Si, Al)_8 O_{20}] (OH)_{16})$, то избыточные протоны создают кислую среду и растворяют кальцит (может проходить вторичная каолинизация). Как правило, вторичные хлориты более высокой степени симметрии крустифицируются по полевым шпатам и обломкам пород.

Таким образом, наряду с деградацией обязательно будет идти процесс аградации, связанный с поглощением катионов и увеличивающий заряд электропроводящего слоя. Чем больше концентрация вторично преобразующего минерала содержащего данные элементы, тем больше содержание образующихся катионов диффундирующих и адсорбирующихся

глинистыми минералами, т.е. происходит увеличение электрической проводимости ДЭС. В этом случае корреляционная зависимость УЭС с содержанием элементов калия и железа будет отрицательная.

Исследуем зависимость выборочных значений УЭС и содержаний данных элементов причем, выбираем значения только с отрицательным коэффициентом корреляции (пусть $R < -0.6$) и считаем количество выборочных значений с этим условием q . Далее, для определения доли интервала пласта, где вторичный процесс преобразует вещество, путем скользящей линии точек вдоль оси скважины с неким шагом вычисляем необходимый параметр по следующей зависимости [62, 84]:

$$Y = q/n = (\sum_{i=1}^n q_i) / n, \quad (2.3)$$

где q – количество выборочных значений, при условии $R_i < -0.6$; n – генеральная выборка (количество точек пласта). Статистический параметр Y выражает интервальную меру влияния вторичных процессов в песчаниках исследуемых пластов, т.е. показывает долю преобразованного вещества исследуемого интервала понижающего УЭС. Назовем его *интервальный параметр*.

Итак, прослеживается следующая закономерность, при значимой статистической обработке данных ГИС в зонах с интенсивной миграцией флюидов должна прослеживаться прямая зависимость вычисляемых величин вероятности насыщения УВ исследуемого интервала и интервального параметра.

Рассмотрим распределения усредненных значений интервального параметра понижения УЭС обусловленного железом Y_{Fe} и усредненной вероятности насыщения УВ \bar{p} . Усредненные значения (допустим X) вычисляются по формуле:

$$X_i = \langle X_i \rangle n_i / n_0, \quad (2.4)$$

где $\langle X_i \rangle$ – среднее значение (по индексу сгруппированных пластов) вычисляемого параметра, n_i – количество вычисляемых значений

определенного параметра (скважин) в группе пластов, n_0 – количество всех скважин ($n_0 = 142$ скв.). В этом случае, при такой неплохой статистике, появляется возможность исследовать статистически значимые закономерности распределений вычисляемых усредненных параметров по группам пластов.

Усреднение параметров по восьми группам пластов усилило показательную значимость их распределений по разрезу скважин и выявило взаимозависимость вероятности УВ насыщения и параметра понижения УЭС обусловленного железом, т.е. степени вторичных преобразований (рис. 2. 5).

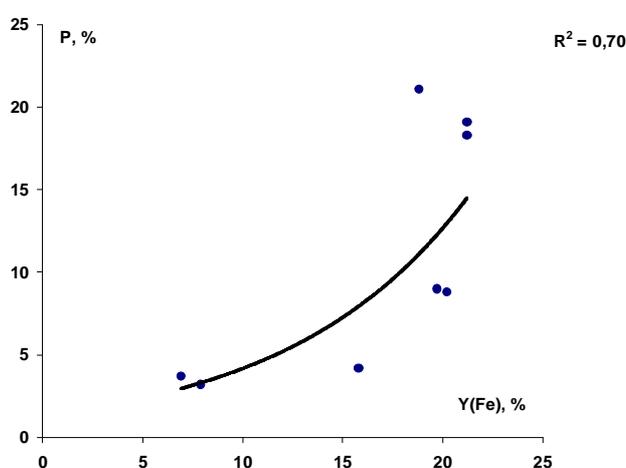


Рис. 2.5. Сопоставление усредненного интервального параметра понижения УЭС обусловленного железом Y_{Fe} и усредненной вероятности насыщения УВ $\langle p \rangle$ по сгруппированным пластам юры и мела.

Прямая корреляционная зависимость усредненных значений $\bar{p}(Y_{Fe})$ по разрезу скважины указывает на связь интенсивности процесса наложенного эпигенеза с нефтегазонасыщенностью коллекторов. Причем, данная зависимость прослеживается по стратиграфическим горизонтам, но не прослеживается вдоль какого-либо одного горизонта (по латерали). В этой связи полученный факт подтверждает влияние вертикальной миграции флюидов.

Покажем сопоставления корреляционного анализа с результатами исследования керна на примере описания петрографических и

петрофизических исследований шлифов низкоомного пласта-песчаника Ю₁³⁶ Западно-Крапивинского месторождения, проведенных В.В. Семеновым в петрофизическом отделе ЗАО "Сибнефтепроект" г. Тюмени [88].

Исследуемый нефтеводонасыщенный песчаный пласт Ю₁³⁶ располагается в интервале 2831.8–2840.4 метра (рис. 2.6). Опорным каменным материалом послужили образцы, отобранные с глубины 2835.72 метра (образец характеризует интервал с «нормальным» сопротивлением пласта), 2836.49 и 2837.44 метра (промежуточное «состояние» сопротивления), 2839.07 и 2840.36 метра (относятся к зоне с максимально низким значением сопротивления).

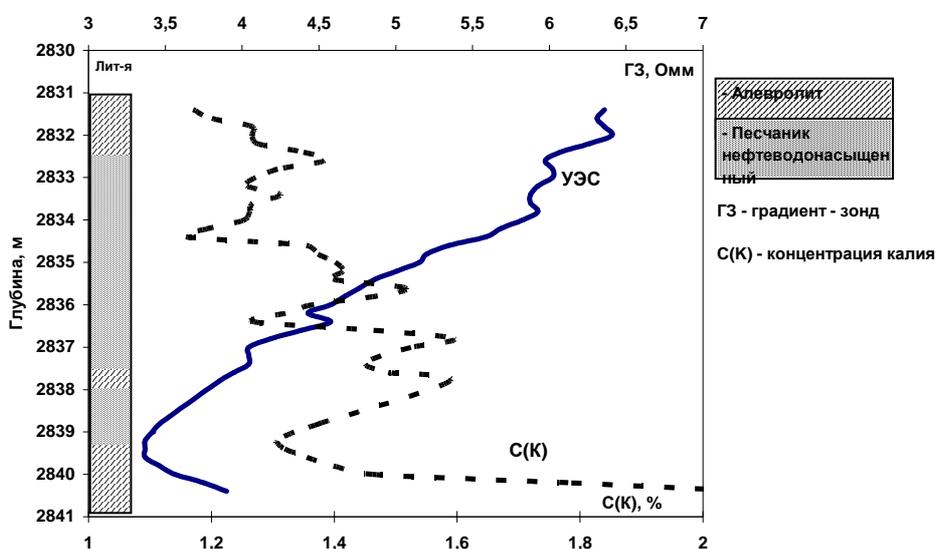


Рис. 2.6. Сопоставление УЭС пласта и содержания калия по глубине.

Исследовано три поля свежего скола породы образца керна с глубины **2837.44 м** (позиции 1–3).

Позиция 1

Порода представлена плотно сцементированными терригенными зернами, размерами преимущественно 100–150 мкм, покрытыми сплошной толстой пленкой преимущественно гидрослюдистого цемента. Присутствует регенерированное зерно натриевого полевого шпата. Спорадически в поле снимка наблюдаются единичные изометричные поры размером 15–25 мкм. Цемент представлен преимущественно гидрослюдой мусковитового типа,

образующей сплошные агрегированные пленки на поверхности терригенных зерен, а также гидрослюдой, представляющий, вероятно, конформный тип цемента, заполнены отдельные поры. Наряду с гидрослюдизацией наблюдается лейкоксенизация. Пленки лейкоксена на поверхности зерен представлены плотными агрегатами из кристаллов размером 3–5 мкм.

Позиция 2

В поле снимков наблюдаются две системы открытых пор: единичные изометричные поры размером до 30–40 мкм и отдельные участки с многочисленными порами размером 3–5 мкм. Сплошная пленка гидрослюдистого цемента выполнена кристалликами гидратированного мусковита, вертикально ориентированными к поверхности зерна и напоминающими крустификационную структуру.

Позиция 3

Зерна кварца размером до 400 мкм регенерированы. Единичные поры

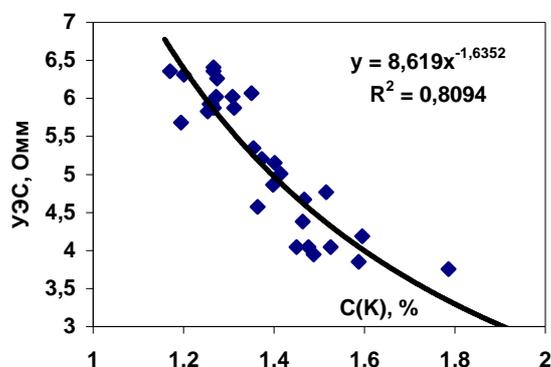


Рис. 2.7. Сопоставление концентрации калия и УЭС пласта (2931,4-2837,8 м).

изометричной формы размером до 40 мкм, поровые каналы размером до 10 мкм. Цемент пленочный и поровый. Пленочный цемент представлен гидрослюдой с примесью хлорита. Поровый – каолинитом с примесью хлорита.

Отдельные разориентированные кристаллы и агрегаты каолинита плотно заполняют пространство

поры. Размер до 20 мкм, преобладает 10 мкм. Присутствуют отдельные агрегаты хлорита размером до 2–3 мкм. Отдельные зерна покрыты сплошной пленкой тонких разлохмаченных по краям пластинок с вертикальной ориентацией к поверхности зерна. Пластинки представлены гидратированным мусковитом. При увеличении размеров кристаллов возрастает степень их

совершенства, контуры становятся четкими. Эти кристаллы представлены мусковитом.

Исследовано три поля свежего скола породы образца с глубины **2838.3 м** (позиции 1–3).

Позиция 1

Порода представлена плотно сцементированными терригенными зернами, размерами преимущественно 100–150 мкм, покрытыми сплошной толстой пленкой цемента. Довольно равномерно по всему полю снимка наблюдаются изометричные поры, сечение которых в видимой части не превышает 50 мкм (преимущественно 10–20 мкм). Толстые пленки цемента заполняют большую часть пор практически полностью вследствие значительной степени уплотнения терригенного осадка. В плотных пленках, наряду с преобладающей гидрослюдой, присутствуют мелкие кристаллики хлорита размером 1–2 мкм. Контуры пластинок гидрослюды нечеткие, наблюдаются расслоения и шиповидные микровыступы, что свидетельствует о высокой степени гидратации с образованием смектитовых пакетов.

По данным рентгеновского зондирования, наряду с гидрослюдой, в цементе присутствует лейкоксен, о чем свидетельствует появление в составе рентгеновского спектра титана, соизмеримого с содержанием железа. Присутствие соизмеримых с калием содержаний натрия свидетельствует об образовании смектитовых пакетов.

Позиция 2

Наблюдается поровый каолинит с высокой степенью совершенства структуры. Размер пластинок 15–20 мкм. Вермикулитоподобные агрегаты каолинита с пересекающимися направлениями кристаллизации образуют с отдельными кристаллами скопления, заполняющие поры. Сохраняются свободные каналы замысловатой формы с сечением до 5–7 мкм, в каолинитовом поле преимущественно 2–3 мкм. Каолинитовый цемент имеет подчиненное значение. Пленочно-глинистый цемент преимущественно

гидрослюдистого состава с примесью хлорита. В цементе наблюдаются аутигенные кристаллы совершенного мусковита.

Таблитчатые зерна полевых шпатов сильно изменены.

На поверхности кварцевых зерен наблюдается развитие процессов регенерации.

Позиция 3

Преобладающая часть цемента представлена в разной степени гидратированной слюдой по составу, близкой к биотиту (примесь железа) образующей ориентированные параллельно крупные, тонкие, разлохмаченные по краям пластинчатые агрегаты. Размер агрегатов в поле снимка 20–40 мкм и более. Размер отдельных частиц, слагающих агрегаты, 3–5 мкм. В составе пленок присутствует хлорит, представленный мелкими агрегатированными кристалликами. Размер агрегатов до 5 мкм. На отдельных зернах кварца наблюдаются регенерированные поверхности.

Исследовано три поля свежего скола породы образца с глубины **2839.07** м (позиции 1–3).

Позиция 1

Порода представлена плотно сцементированными терригенными зернами размерами преимущественно 100–150 мкм, покрытыми сплошной толстой пленкой цемента. Довольно равномерно по всему полю снимка наблюдаются изометричные поры, сечение которых в видимой части не превышает 50 мкм, преимущественно 10–20 мкм. Контуры пор осложнены нагромождением мелких кристаллов и их агрегатов глинистого цемента. Степень уплотнения терригенного осадка высокая – единичные обломки слюд сильно изменены и морфологически приспособлены к контурам обрамляющих зерен. В плотных полиминеральных пленках (гидрослюда и хлорит) глинистого цемента наблюдаются отдельные мелкие аутигенные друзы кварца, максимальный линейный размер которых не превышает 10 мкм. Вблизи поверхности отдельных зерен – кварцевые агрегаты, сложенные плоскими блоками с четкими контурами. Сочетание кварцевых зерен с «чистой» поверхностью

(возможно, вследствие отрыва пленки при скалывании) иллюстрирует довольно развитый процесс их регенерации. Обломки слюд сильно изменены: утрачена спайность между отдельными слоями, вследствие чего размер отдельных пластинок уменьшился до 10–15 мкм, по всему зерну наблюдаются изменение взаимной ориентации кристаллических пластинок из-за конформного приспособления к контурам обрамляющих зерен. Вдоль первичных плоскостей спайности наблюдаются мелкие щелевидные пустоты с раскрытостью 13 мкм.

По данным рентгеновского зондирования, измененный слюдястый обломок представлен биотитом. Присутствие соизмеримых с калием содержание натрия свидетельствует об образовании смектитовых пакетов. Наряду с железом присутствует титан. Вероятно, что параллельно с гидратацией с образованием смешанослойных минералов происходит лейкоксенизация первичного биотита.

Позиция 2

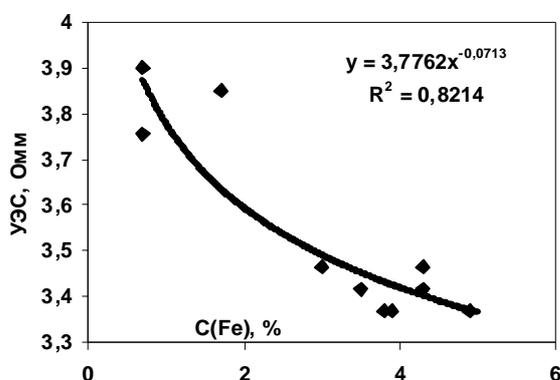


Рис. 2.8. Сопоставление концентрации железа и УЭС пласта (2837,8-2840,4 м)

Наблюдается развитая регенерация кварцевых зерен. Пленки глинистого цемента плотные, представлены агрегатами преимущественно гидрослюдистого состава с примесью хлорита. Фрагментарно наблюдаются кристаллы и их скопления с характерной разлохмаченной

морфологией смектитов, тяготеют к краевым зонам агрегатов.

По данным рентгеновского зондирования гидрослюда железисто-магнезиального состава мусковитового типа, повышение содержания натрия свидетельствует о появлении смектитовых пакетов.

Позиция 3

Отдельные поры выполнены каолинитом. Наблюдаются как хорошо окристаллизованные вермикулитоподобные агрегаты ориентированных гексагональных пластинок каолинита, так и нагромождения отдельных кристаллов. В контактирующих с каолинитом пленках волокнистые кристаллы полигалита (гипса?). Пленочно-глинистый цемент перемежается участками регенерационного кварцевого цемента, который морфологически продолжает глинистую пленку.

Результаты анализа образцов породы позволяют сделать следующие выводы.

1. В глинистой составляющей присутствуют каолинит, хлорит, гидрослюда и смектит (глинистые минералы группы монтмориллонита).

2. Цемент представлен преимущественно гидрослюдой мусковитового типа, образующей сплошные агрегированные пленки на поверхности терригенных зерен. Часть цемента представлена в разной степени гидратированной слюдой, по составу близкой к биотиту (примесь железа). Встречаются разломаченные пластинки гидратированного мусковита, которые могут в значительной степени снижать сопротивление породы.

Таблица 2.1

Результаты рентгенофазового анализа глинистой составляющей пород (фракция < 0.01 мм)

№ п/п	Место взятия, м	Литологическое описание	Соотношение глинистых минералов, %		
			К	Х	Г
1	2835.72	Песч.	81	11	7
2	2836.49	Песч.	63	28	7
3	2837.44	Песч.	71	21	6
4	2838.01	Песч.	65	23	10
5	2839.07	Песч.	60	25	12

3. Хлорит в породе присутствует в виде пленок и представлен мелкими агрегированными кристалликами. Низкое содержание железа, соизмеримое с концентрацией магния, дает основание полагать, что хлорит относится к подгруппе ортохлоритов (неокисленные

хлориты). Данный вид минералов на величину сопротивления породы существенное влияние оказывает только в нижней части исследуемого интервала, где заметно его повышенное содержание (таблица 2.1).

4. По данным рентгеновского зондирования, присутствие соизмеримых с калием содержания натрия свидетельствует об образовании смектитовых пакетов, которые способствуют снижению сопротивления.

5. Каолинитом выполнены отдельные поры. Наблюдаются как хорошо окристаллизованные вермикулитоподобные агрегаты ориентированных гексагональных пластинок каолинита, так и нагромождения отдельных кристаллов. Присутствуют регенерационные зерна полевых шпатов. Электрическое сопротивление породы от содержания каолинита не зависит, но зависит от степени преобразования калиевых полевых шпатов в каолинит. В этом случае образуются катионы калия.

6. Изредка наблюдается лейкоксенизация поверхности породообразующих зерен. Пленки лейкоксена представлены плотными агрегатами из кристаллов размером 3–5 мкм. Лейкоксенизация не способствует изменению сопротивления породы.

Корреляционный анализ железа и калия с УЭС пласта показал зависимости калия с сопротивлением в интервале 2831.4–2837.8 м, а железа с УЭС в интервале глубины 2837.8–2840.4 м, т. е. в самой низкоомной пропластке, где произошло увеличение преобразованного железистого мусковита (рис. 2.7 и 2.8).

В свою очередь, петрофизические результаты рентгенофазового анализа

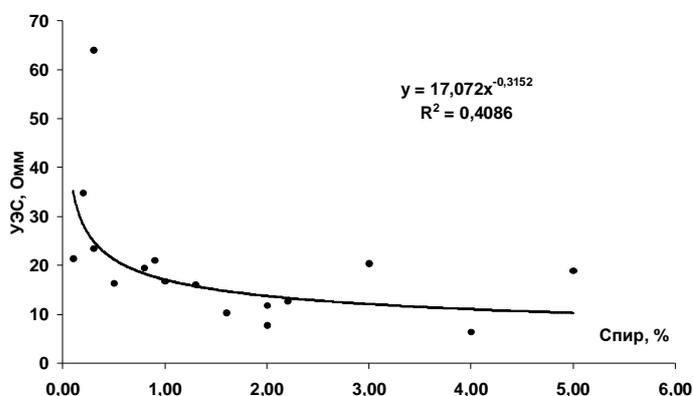


Рис. 2.9. Зависимость показания УЭС градиент – зонда от содержания пирита в песчаном коллекторе Столбовой площади.

глинистой составляющей пород подтверждают тот факт, что с глубиной возрастает содержание гидрослюд (Г) и хлорита (Х), а каолиновая составляющая (К) уменьшается (табл. 2.1). В данном случае низкоомность пласта обусловлена присутствием в пласте

глинистых минералов гидрослюд (гидромусковита, иллита), описывающегося химической формулой $KAl_2 [(OH, F)_2 AlSi_3O_{10}]$, смектита, степенью преобразования полевого шпата в каолинит и частично окисленного хлорита.

Отрицательные корреляционные зависимости УЭС от содержания железа в большей степени связаны с пиритизацией песчаных полимиктовых отложений. Пириты, как правило, связаны с глинистой фракцией и в пористой среде образуют дополнительную электрическую проводимость. Представляет

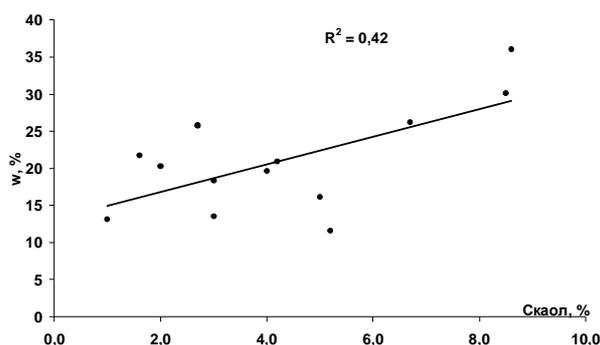


Рис. 2.10. Зависимость общей пористости от содержания каолинита в песчаном интервале Столбовой площади.

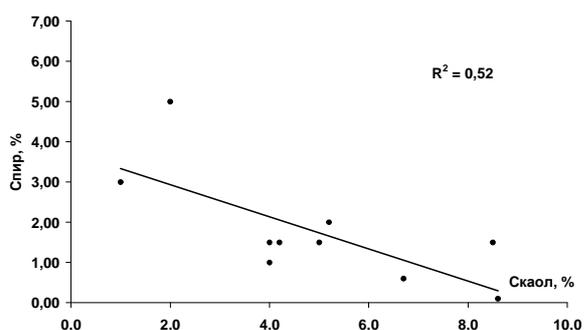


Рис. 2.11. Сопоставление содержаний пирита с каолинитом в песчаном коллекторе при вторичных геохимических процессах.

интерес исследовать зависимости УЭС материалов ГИС от содержания пирита в песчаных интервалах. С этой целью были проведены сопоставления данных содержания минерального состава литолого-петрографических исследований шлифов образцов керна (любезно предоставленной лабораторией литологии нефтегазовых отложений ФГУП «СНИИГГиМС») с результатами переинтерпретации материалов ГИС.

Переинтерпретированы 36 песчаных интервалов пласта Ю₁ различных скважин Столбовой площади Каймысовского свода Томской области.

В каждом интервале усреднялись содержания минералов по результатам литолого-петрографических исследований шлифов 4-7 образцов керна. Всего использовано результатов лабораторных исследований 235 образцов.

Сопоставления показаний УЭС двухметрового градиент – зонда с содержанием пирита (определенного лабораторным методом) выявили

отрицательную степенную зависимость в изучаемых песчаных интервалах каждой скважины (рис. 2.9). При сопоставлении УЭС с пористостью в данных интервалах их обратная, либо прямая связь подтверждала характер насыщения пластов. Однако, корреляционной зависимости содержания пиритов с пористостью обнаружено не было, что служит подтверждением непосредственного воздействия пирита на электрическую проводимость.

В свою очередь, в тех интервалах, где происходило повышение содержания каолинита $C_{\text{каоол}} > 3\%$ – пористость увеличивалась (рис. 2.10). Это возможно при вторичных процессах углекислотного метасоматоза и выщелачивания породы, где происходит накопление каолинита [54, 95, 133, 134]. В таком случае при УВ насыщении пласта УЭС будет повышаться, а при минерализованном водонасыщении, наоборот – УЭС уменьшается. Все это приводит к компенсации каолинитом влияния пирита на УЭС породы, т.е. зависимость электрического сопротивления от содержания пирита отсутствует. Если содержание пирита $C_{\text{пир}} > 2\%$ при условии $C_{\text{каоол}} < 3\%$ (и наоборот, $C_{\text{пир}} < 2\%$ при условии $C_{\text{каоол}} > 3\%$), то в местах компенсации проявляется следующая закономерность $C_{\text{пир}} = f(1/C_{\text{каоол}})$ (рис. 2.11).

Судя по анализу полученных результатов можно с уверенностью построить зависимость корреляционных параметров содержания железа и УЭС с содержанием пирита. Причем, появляется реальная возможность связать пирит с интервальным параметром Y_{Fe} . Вследствие того, что данный параметр будет иметь такое граничное значение величины, меньше которой достоверность соответствия Y_{Fe} с $C_{\text{пир}}$ менее 50%, то выбираем квадратичный тип тренда зависимости $C_{\text{пир}}(Y_{Fe})$ касающийся оси Y_{Fe} в точке пересечения граничной величины (рис. 2.12). Согласно полученной зависимости граничное значение для пирита $Y_{Fe}^2 \approx 0.22$, а параметр аппроксимации $R^2 = 0.94$ подтверждает высокую степень достоверности полученного эмпирического квадратичного уравнения вычисления среднего содержания пирита в интервалах песчаных коллекторов:

$$C_{\text{пир}} = 0.0041 Y_{\text{Fe}}^2 - 0.1338 Y_{\text{Fe}} + 0.9194. \quad (2.5)$$

Проведенный однофакторный статистический анализ распределения двух выборок (по 36 значениям, с 98% достоверностью); первая выборка, вычисленная согласно уравнению (2.5) и, вторая, по материалам петрографических исследований шлифов керна, определил критерий Фишера гораздо меньше критической величины – $F=0.0028 \ll 5.67$, что подтверждает идентичность распределений теоретических и экспериментальных выборочных значений.

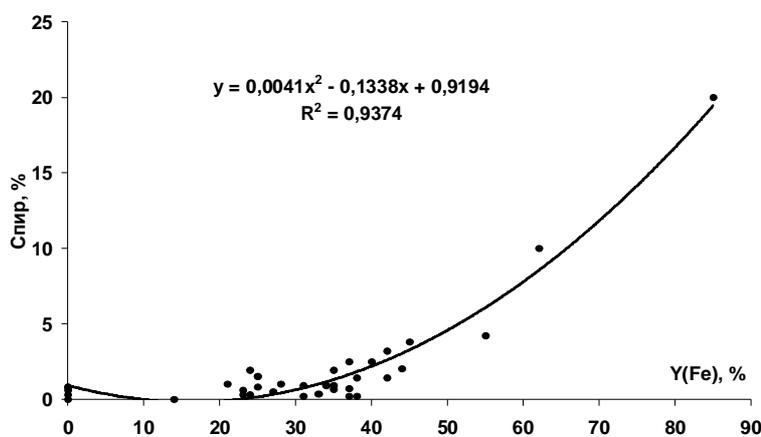


Рис. 2.12. Зависимость среднего содержания пирита (определенного лабораторным методом) в песчанике от статистического интервального параметра по железу.

Итак, на основании полученных результатов мы видим, что статистический интервальный параметр по железу в определенной функциональной зависимости соответствует среднему содержанию пирита исследуемого интервала. Однако, интервальный параметр (как значение статистической величины) должен находиться в обратной степенной зависимости от мощности исследуемого интервала, т.е. от генеральной выборки n . Так оно и получается (рис. 2.13). Но, в этом случае, и среднее значение содержания пирита также будет зависеть от мощности интервала. По всей видимости, с мощностью пласта пропорционально связана некая физико-химическая характеристика, опосредованно влияющая на концентрацию железосодержащего минерала. В третьей главе будет показано, что в уравнении

интенсивности преобразованного вещества, интенсивность преобразования (соответственно и концентрация результатов преобразования в процессах наложенного эпигенеза) имеет обратную зависимость от мощности пласта.

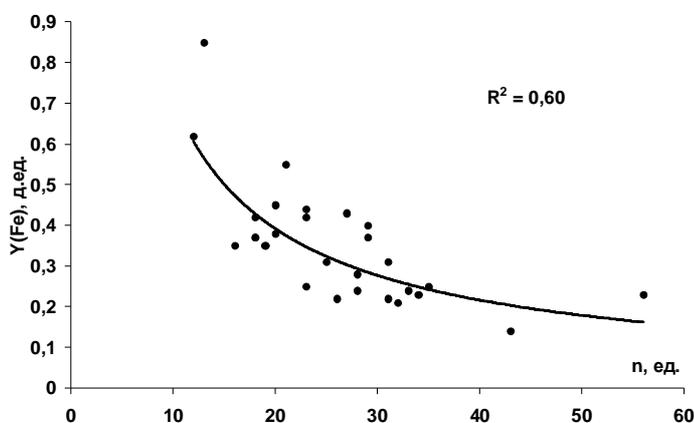


Рис. 2.13. Зависимость интервального параметра по железу от генеральной выборки (мощности) исследуемого песчаного интервала.

Рассмотрим результаты анализа корреляционных связей влияния калийсодержащих минералов, определенных в шлифах образцов керна Столбовой площади, на электрическую проводимость песчаных коллекторов. Из всех предоставленных результатов петрографического анализа единственной, статистически значимой выборкой по данным минералам оказался массив содержаний гидрослюд. Большинство гидрослюд в свою химическую формулу включают калий, следовательно, если от содержания гидрослюд меняется электрическая проводимость пласта, то корреляция относительной концентрации калия с УЭС должна соответствовать данному влиянию.

Сопоставление показаний удельного сопротивления градиент – зонда с содержанием гидрослюд по нескольким песчаным интервалам выявило их обратную степенную зависимость (рис. 2.14). Хотя исследуемый горизонт Столбовой площади характеризуется минерализацией порядка 30-40 г/л, однако факт корреляции подтверждает влияние гидрослюд на УЭС породы. По всей

видимости, это связано с процессами преобразования калийсодержащих минералов с соответствующим увеличением катионов в ДЭС.

Сопоставление статистического интервального параметра по калию с концентрацией гидрослюд выявило их корреляционную связь (рис. 2.15).

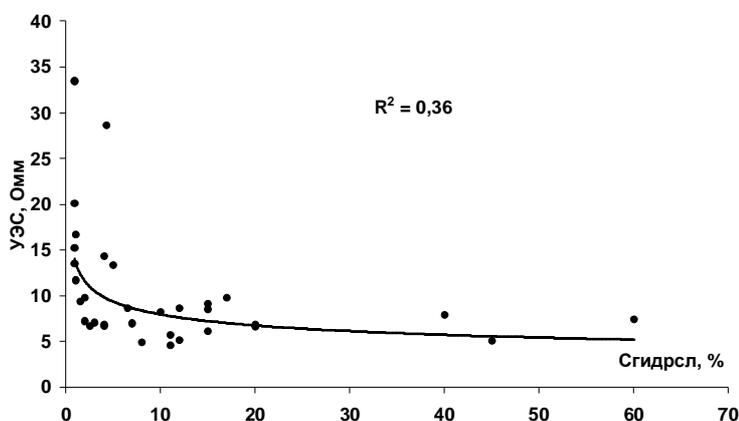


Рис. 2.14. Зависимость показания УЭС градиент – зонда от содержания гидрослюд в песчаном коллекторе Столбовой площади.

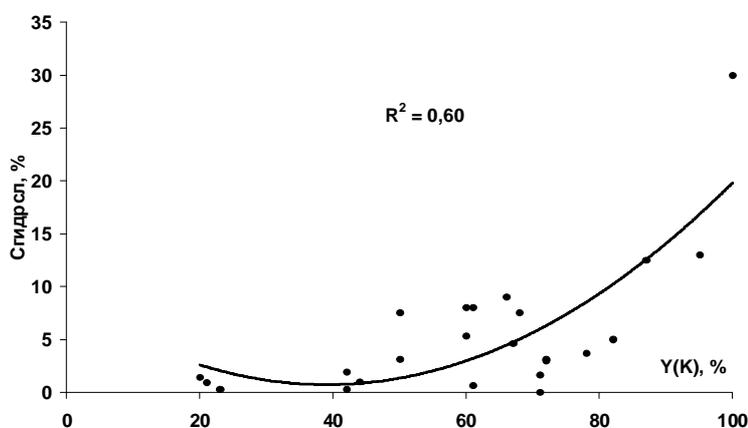


Рис. 2.15. Зависимость среднего содержания гидрослюд (определенного лабораторным методом) в песчанике от статистического интервального параметра по калию.

Квадратичный тренд позволил определить граничное значение $Y_K \approx 0.42$ при относительно высоком коэффициенте корреляции $R(C_{гидрсл}(Y_K))=0.77$. В свою очередь, коэффициент аппроксимации квадратичной линии тренда – $R^2(C_{гидрсл}(Y_K))=0.6 < R^2(C_{тур}(Y_{Fe}))=0.94$. Это обусловлено как минимум двумя причинами; во-первых, кроме гидрослюд калийсодержащим минералом

являются полевые шпаты, которые в процессе пелитизации и деградации поставляют катионы в двойной слой, что заметно при отсутствии гидрослюды (т.е. $C_{гидрсл}=0$), когда в породе довольно таки часто интервальный параметр по калию имеет значительную величину. Во-вторых, ошибка вычисления относительной концентрации калия более значима в сравнении с ошибкой определения содержания железа (смотрите гл. 1).

Таким образом, проведенные исследования сопоставлений результатов статистического анализа переинтерпретированных материалов ГИС с литолого-петрографическими исследованиями шлифов кернового материала позволили обосновать соответствие действительности вычисляемых корреляционных характеристик. Причем, вычисляемый (в песчаниках) интервальный параметр по железу и калию отражает содержание электропроводящих минералов и может служить индикатором вторичных геохимических процессов.

2.3. Обоснование соответствия различным физико-химическим процессам корреляционных связей макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с УЭС, пористостью и карбонатностью.

Величина макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов (МСП) песчаников, прежде всего, зависит от глинистости породы. Это связано с аномальной адсорбционной способностью глин. Тонкодисперсные глинистые минералы активно сорбируют микроэлементы из раствора. Причем, содержание таких микроэлементов как бор, редкоземельные элементы в глинах на порядок превышает их концентрацию в чистых песчаниках [13], и благодаря их аномально большому микроскопическому сечению поглощения тепловых нейтронов, величина МСП песчаника меняется пропорционально его глинистости.

Сопоставление результатов определения глинистости по материалам ГК и ПС с МСП выявило их неплохое соответствие, с вычисленным коэффициентом корреляции $R=0.93$ для выборки объемом 80 значений. Но это проявляется только в случае отсутствия сильно карбонатизированных интервалов. К тому

же гамма – каротаж, обусловленный содержаниями калия, тория и урана в песчаной породе, не всегда связан с глинистыми минералами. На его показание влияют калиевые полевые шпаты и уран, ассоциирующий с органическим веществом (битумы, кероген), в свою очередь, на МСП изменения содержаний данных веществ особого воздействия не оказывают.

Увеличение содержания карбонатов (особенно железосодержащего сидерита) влечет за собой повышение МСП. Как правило, повышение макросечения происходит по двум причинам, во-первых, увеличивается плотность породы и, во-вторых, редкоземельные элементы, накапливающиеся в результате преобразования породы совместно с железосодержащим сидеритом, играют немаловажную роль в увеличении МСП. При отсутствии в песчаниках монтмориллонитов и хлоритов вклад в МСП глинистой составляющей (в сравнении с карбонатами) уменьшается. Это хорошо заметно при сопоставлении МСП, вычисленной по материалам ГИС Столбовой площади, с глинистыми, карбонатными и слюдястыми минералами, содержание которых определено на основе петрографических исследований шлифов.

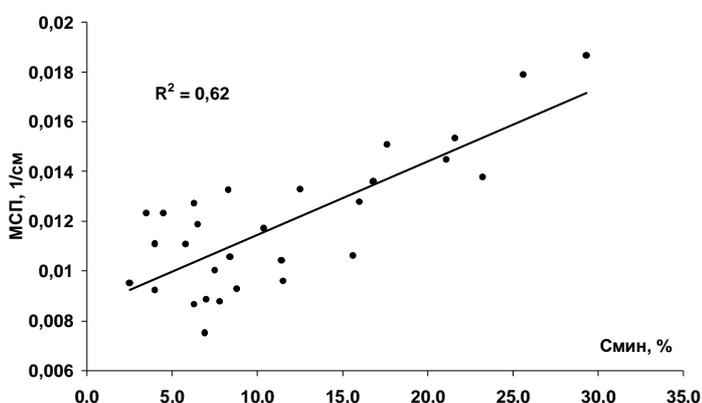


Рис. 2.16. Сопоставление макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов (МСП), определенного по материалам ГИС, с суммарным содержанием глинистого и карбонатного цемента в песчаниках юрского горизонта континентальных отложений Столбовой площади.

Сопоставление суммарной концентрации минералов гидрослюд, каолинита и биотита с МСП позволило определить коэффициент корреляции равный $R_{\text{гидр-МСП}}=0.5$. С суммой минералов сидерита и доломита в зависимости с МСП –

$R_{кар-МСП}=0.67$. И наконец, корреляционная связь общей суммы содержаний карбонатных, глинистых, слюдистых минералов и пирита (его содержание незначительно) с МСП увеличила коэффициент корреляции до значимой величины $R_{сум-МСП}=0.79$ (рис. 2.16).

Итак, на основании сделанного анализа можно утверждать, что вычисленное МСП соответствует действительности, а его применение в корреляционных связях как показатель глинистости (особенно в морских отложениях, где присутствует монтмориллонит) позволяет обнаруживать определенные физико-химические процессы, происходящие в песчаных интервалах.

Частицы глинистых минералов имеют, как правило, пластинчатую форму размером менее 0.01 мм. В песчаных коллекторах Западной Сибири глинистая фракция в основном состоит из пяти групп: каолинитовая, гидрослюды, хлориты, смектиты и смешаннослойные образования (ССО) [21, 58, 100].

Каолинит образован жесткой кристаллической решеткой, и связь между слоями осуществляется за счет молекулярных и водородных сил, энергия которых намного больше энергии гидратации межслоевого пространства. Поэтому ионы в межпакетную область проникнуть не могут. Поверхность каолинита электронейтральна. Обмен катионов происходит только по сколам кристаллической решетки. Емкость катионного обмена небольшая, порядка 3-5 мг-экв/100 г. Структурная формула каолинита: $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$ с химическим составом (в %) : $SiO_2 - 46.54$; $Al_2O_3 - 3.50$; $H_2O - 13.96$.

Гидрослюды чаще всего образуются при гидратации слюд на заключительных стадиях гидротермального минералообразования, представляя собой промежуточное образование между слюдами и глинистыми минералами. Строение гидрослюды, обладающей жесткой кристаллической решеткой, обычно устанавливается на основе исследования мусковита $K_2(Si_6Al_2)Al_4O_{20}(OH)_4$ и биотита $K_2(Si_6Al_2)(Mg, Fe)_6O_{20}(OH)_4$. Гидрослюды подвержены изоморфизму, при котором вытеснение катиона K^+ из слюд освобождает валентные связи. В свою очередь, базальный слой не

скомпенсирован по отрицательным зарядам, а ионный обмен происходит по всей площади решетки. Относительно каолинита гидрослюды имеют более значимую емкость катионного обмена, порядка 10-40 мг-экв/100 г.

Вследствие широко развитого изоморфизма химический состав хлоритов весьма разнообразен. Слюдopodobный слой обычно имеет состав: $(SiAl)_8(MgFe)_6 O_{20}(OH)_4$, а бруситовый слой значительную гидроксильную группу – $(MgAl)_6 OH_{12}$. Дегградация хлорита должна приводить к образованию катионов магния и гидроксильной группе, некомпенсированной по заряду. На боковых сколах при разрыве валентных связей хлорит имеет высокую плотность заряда (уступающего только каолиниту). Гидротермальный метаморфизм горной породы может приводить к кристификации дегидрированного хлорита по обломкам пород и полевым шпатам, что создает электропроводящий слой, понижающий УЭС породы. Его емкость катионного обмена не превышает 40 мг-экв/100 г.

Монтмориллонит, относящийся к группе смектитов, описывается химической формулой: $Si_8Al_4O_{20}(OH)_4 \cdot nH_2O$. Вследствие подвижного характера решетки ионный обмен производится не только на внешней, но и на внутренней ее поверхности. Катионы, находящиеся в межслоевом пространстве, имеют высокую степень подвижности и могут участвовать в электрической проводимости. Энергия межструктурных связей гораздо ниже энергии гидратации минерала, что и приводит к гидратированному набуханию. Гидратное набухание раздвигает слои и приводит к появлению обменных катионов. Емкость катионного обмена порядка 80-150 мг-экв/100 г.

Итак, обратная корреляция МСП с УЭС будет означать повышение электрической проводимости песчаника вследствие присутствия ДЭС в увеличивающемся содержании глинистой составляющей породы. Очевидно, что степень влияния двойного слоя на УЭС породы сильно обусловлена содержанием монтмориллонита. Электрическая проводимость ДЭС в первую очередь зависит от потенциала, создаваемого электрическими зарядами и их подвижностью. На поверхности глинистых частиц расположены

потенциалопределяющие отрицательные ионы, возникшие из-за диссоциации алюмосиликатного компонента пород и изоморфного замещения иона Si^{4+} на катион Al^{3+} . Следовательно, кроме адсорбционных (ван-дер-ваальсовских) сил притяжения глинистой компоненты существуют также электростатические и ориентационные [11, 19].

Диссоциированные заряды, находящиеся в растворе пористой породы, имеют гидратную оболочку. Размеры катионов меньше сопутствующих анионов, поэтому они более подвижны и менее гидратированы. При приближении к отрицательно заряженной поверхности твердой фазы породы они притягиваются электростатическими силами (образуя диполь с гидратной оболочкой) и адсорбируются. Возле поверхности глинистой частицы образуются два слоя; адсорбционный (неподвижный слой Гельмгольца) находящийся непосредственно на поверхности и диффузионный (подвижный слой Гуи), расположенный непосредственно за адсорбционным слоем в растворе. Толщина двух слоев в основном зависит от концентрации зарядов. При слишком большой концентрации (т.е. минерализации электролита) наступает насыщение сорбирующих зарядов и уменьшается их подвижность в диффузионном слое, а толщина слоя уменьшается [11, 19]. Поэтому, электрическая проводимость ДЭС снижается. Это происходит при минерализации приблизительно более 30 г/л (УЭС воды <0.22 Ом·м) [25].

Элланский М.М. пишет, что удельное сопротивление двойного слоя при данной минерализации не зависит от количества глинистого цемента и минерального состава, а обусловлено только его структурой [137]. Более «рыхлые» глины имеют большее сопротивление (УЭС ДЭС ~0.8 Ом·м). Это можно объяснить следующим образом, при «разрыхлении» глин повышается площадь ее внутренней поверхности с соответствующим увеличением расстояния прохождения электрического тока и ростом сопротивления.

В случае минерализации раствора менее 25-30 г/л изменение УЭС пласта в значительной степени зависит от изменения электрического сопротивления ДЭС и вторичные процессы, воздействующие на изменение структуры

глинистых минералов и обогащающие зарядами водный раствор и диффузионный слой оказывают сильное влияние на УЭС породы. Плотность зарядов катионов (участвующих в проводимости) на внутренней обкладке ДЭС пропорциональна разнице потенциалов на границе внутренней обкладки и границе диффузионного и адсорбционного слоев, т.е. пропорциональна сумме не нейтрализованных зарядов катионами адсорбционного слоя. Получается, что чем меньше концентрация сорбирующихся катионов, тем больше диффузионный потенциал ДЭС. Результаты экспериментальных исследований показали, что катионы калия более подвижны, в сравнении с натрием, т.к. менее гидратированы, это связано с их гидродинамическим радиусом [21]. Следовательно, если в результате вторичных процессов происходит деградация калийсодержащих минералов с образованием катионов калия в диффузионном слое, а также замещением ими зарядов натрия в адсорбционном слое, то это повысит электропроводность ДЭС даже при неизменном количестве зарядов.

Гидратные оболочки катионов в адсорбционном слое создают прочносвязанную, а в диффузионном слое – рыхлосвязанную воду. При подсчете запасов УВ сырья их учет крайне важен, т.к. их доля в остаточной водонасыщенности может быть велика.

Вернемся к рассмотрению исследования связи статистических параметров, определяемых на основании отрицательных степенных зависимостей глинистости и УЭС породы с физико-химическими процессами. На основании петрографических данных изучения шлифов песчаных образцов керна Столбовой площади горизонта Ю₁, были сопоставлены усредненные содержания гидрослюд исследуемых интервалов со статистическими параметрами переинтерпретации материалов ГИС $R(\text{МСП}, \text{УЭС})$ и $Y(\text{МСП}, \text{УЭС})$. Дело в том, что исследуемый пласт относится к континентальным отложениям, поэтому отсутствие таких глинистых минералов как монтмориллонит и хлорит позволяет связать влияние двойного слоя на УЭС породы только с гидрослюдами.

Выше было указано на то, что данный пласт характеризуется значительной минерализацией, порядка 30-40 г/л. Соответственно, электропроводность раствора должна быть выше электропроводности ДЭС и увеличение глинистости (МСП) приводит к увеличению УЭС (М.М. Эланский). Но оказалось, что при коэффициенте корреляции меньше граничной величины $R(\text{МСП}, \text{УЭС}) < R_{cp} = -0.75$ мы получили положительную пропорциональную зависимость модуля $|R(\text{МСП}, \text{УЭС})|$ с содержанием гидрослюд (с линейным коэффициентом корреляции $R=0.7$). Это подтверждает то, что с увеличением глинистости, при условии ее аномальной электропроводности ДЭС, уменьшается УЭС породы. В свою очередь, интервальный параметр $Y(\text{МСП}, \text{УЭС})$ с содержанием гидрослюд не коррелировал.

Данный факт объясняется следующим образом. Аномально высокая электропроводность двойного слоя достигается вследствие интенсивных *локальных* вторичных геохимических преобразований гидрослюды, в результате чего образованные катионы калия повышают общую подвижность (относительно зарядов натрия и т.д.) и плотность зарядов диффузионного слоя в локальной области пространства. Поэтому, в этом случае интервальный параметр понижения сопротивления $Y(\text{МСП}, \text{УЭС})$ прежде всего, зависит от объема глинистости, т.к. он показывает всю пространственную долю преобразованного (либо влияющего на УЭС) вещества. А коэффициент корреляции $R(\text{МСП}, \text{УЭС})$ (при условии $R < -0.75$) обусловлен плотностью и подвижностью образованных зарядов в локальной области. Изменение электрической проводимости ДЭС связано не массовой глинистостью, а с интенсивностью его преобразования. Следовательно, аномальную электропроводность двойного слоя характеризует, прежде всего, такой статистический параметр как коэффициент корреляции $R(\text{МСП}, \text{УЭС})$.

В подтверждение к вышесказанному можно привести зависимость $R^2(\text{МСП}, \text{УЭС})$ от произведения $YR^2(C_K, \text{УЭС})(\%)$ для калия (при условии $R(\text{МСП}, \text{УЭС}) < -0.75$). На рис. 2.17 проявилась прямо пропорциональная

линейная связь статистически независимых средних параметров с высоким коэффициентом корреляции ($R=0.83$). Полученная корреляция обусловлена воздействием одного и того же физического фактора – зарядов калия. Произведение интервального параметра и коэффициента аппроксимации по калию усиливает значимость соответствия статистических величин физико-химическому процессу влияния образованных катионов на УЭС. Интервальный параметр соответствует *количеству* (доли интервала по вертикали) калийсодержащих минералов, влияющих на УЭС, а коэффициент аппроксимации – *качеству* (плотности по вертикали) этого влияния. Для каждого из параметров в отдельности коэффициент корреляции с R^2 (МСП, УЭС), в сравнении с их произведением, уменьшается.

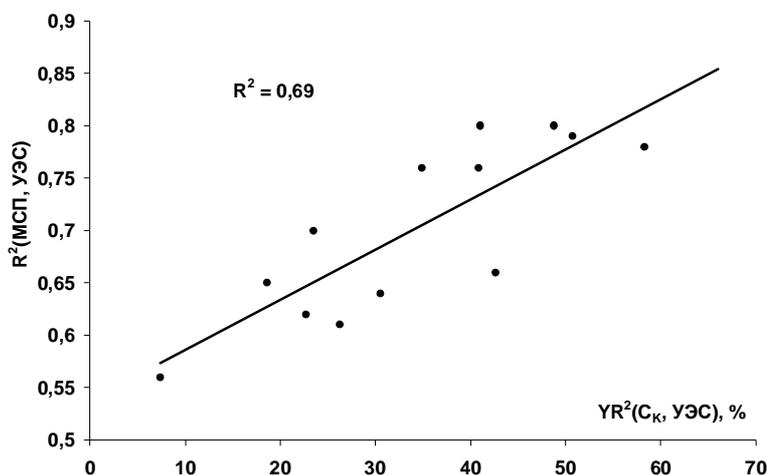


Рис. 2.17. Сопоставление коэффициентов аппроксимации обратной зависимости глинистости и УЭС с произведением интервального параметра и коэффициента аппроксимации отрицательных регрессий содержания калия с УЭС.

Произведение YR^2 представляет собой новый статистический параметр определяющий *интенсивность* изменений, как электрического сопротивления, так и петрофизических характеристик (пористость, плотность) горных пород, обусловленных их метаморфизмом.

В свою очередь, электропроводность двойного слоя обратно пропорциональна радиусу капилляра [21]. С уменьшением капилляра,

избыточное количество ионов ДЭС в единице объема электролита повышается. С увеличением глинистости радиус канала с электропроводящим раствором уменьшается, что приводит к повышению электропроводности ДЭС. В этом случае должна проявиться корреляция интервального параметра Y (МСП, УЭС) с содержанием гидрослюда, потому что средний радиус капилляра уменьшается в зависимости от глинистости, т.е. от ее количества. Но здесь этого не произошло, следовательно, понижение УЭС (при повышении глинистости) обусловлено повышением плотности катионов калия, образованных в результате вторичных геохимических процессов.

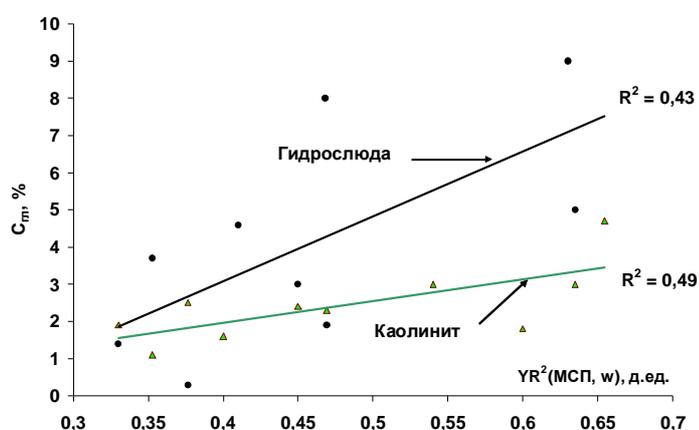


Рис. 2.18. Сопоставление среднего содержания минералов (определенных лабораторным методом) с произведением статистических параметров (параметры положительной корреляции МСП и пористости, определенных по материалам ГИС) исследуемых песчаных интервалов Столбовой площади.

В последние годы литолого-петрографические исследования песчаных пород нефтегазоносной Западно–Сибирской провинции убедительно доказали, что вторичные процессы каолинизации, гидрослюдизации приводят к улучшению фильтрационно-емкостных свойств коллектора [33, 54, 94, 95, 104, 111, 114, 118, 133-135, 139]. В первую очередь это связано с укрупнением глинистых структур (особенно каолинита) в порах коллектора и выщелачиванием пород в процессе их метаморфизма. Поэтому положительные корреляционные зависимости глинистости с пористостью в интервале исследуемого песчаника предполагают существование вторичных глинистых

минералов. Например, подтверждение данного факта можно видеть на рис. 2.10.

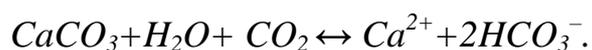
Однако накопление глин на стадии седиментации с дальнейшим отсутствием их метаморфизма приводит к противоположному эффекту. С их увеличением пористость уменьшается. В этом случае есть возможность различать и выделять интервалы, в которых прошли вторичные процессы на основе знака корреляционных зависимостей и величин статистических параметров.

При вычислении статистических параметров (при $R(\text{МСП}, w) > 0.75$) ($w = k_n$) и их сопоставлений с усредненными результатами петрографических исследований шлифов, на предмет содержания минералов в породе, получены положительные линейные корреляции только для произведения данных параметров и только в случае превышения граничной величины $YR^2(\text{МСП}, w) > YR_{cp}^2 = 0.33$ (рис. 2.18). Из 36 исследуемых интервалов в 10 случаях произведение статистических параметров оказалось выше граничного значения. Что характерно, даже при такой незначительной статистике коэффициент аппроксимации для каолинита выше, чем у гидрослюд, хотя содержание каолинита меньше. Это может служить еще одним подтверждением соответствия результатов статистических исследований действительному положению вещей.

Рассмотрим условия образования вторичных хемогенных карбонатов в терригенных нефтегазонасыщенных коллекторах.

На стадиях седиментации и раннего диагенеза в терригенных отложениях образуются первичные карбонаты биогенного характера. Как правило, они ассоциируются с фосфатами органического происхождения и на стадии катагенеза в агрессивной водной среде легко переходят в раствор совместно с растворенными остатками фосфатных минералов [103]. В процессе гидролитического расщепления карбонатов в водной среде образуется равновесное состояние [41]:





В хорошо проницаемых песчаниках по мере удаления углекислоты из пласта прямо пропорционально усиливается гидролиз с соответствующим увеличением растворенной углекислоты. В результате понижается *pH* раствора и увеличивается его растворяющая способность.

Известно, что воды в ареалах залежей углеводородов отличаются повышенным содержанием органических жирных кислот. В диссоциированном состоянии жирные кислоты гораздо активнее (чем углекислота) понижают *pH* среды, и создают предпосылку к развитию наложенных процессов. В результате интенсивной деградации полевых шпатов, а также фосфатных и глинистых минералов в поровый раствор песчаника поступают ионы щелочных и редких металлов.

В свою очередь, в районе водонефтяного контакта (ВНК) на более поздней стадии формирования коллектора (при вытеснении вниз углеводородами водного раствора и его смешения с более щелочным раствором) повышается *pH* среды. Это происходит вследствие поступления в раствор гидроксильных групп и образованных солей, нейтрализующих кислые свойства воды и нарушающих ионное равновесие, где формируются восстановительные условия. Щелочная среда, обусловленная гидролизом солей нижней зоны, приводит к реакции вторичной карбонатизации [41]:



В этой области образуются доломиты, сидериты, кальциты и т.д. К тому же, проведенные исследования закономерностей распределения редкоземельных элементов (гадолиния и самария) в черносланцевых отложениях баженовской свиты указывают на их связь с фосфатно-глинистой породой и пиритами [35]. Например, содержание редких земель в фосфатно-глинистой породе превышает их концентрацию относительно первичных доломитов в 16 раз. Перешедшие в раствор ионы редких земель могут изоморфно входить в структуру образующихся карбонатов. Это явление основано на соответствии ионных радиусов кальция (1.04Å) с гадолинием (0.94

Å) и самарием (0.96 Å) [1]. Изоморфизм происходит, если разница ионных радиусов элементов не превышает 15%.

Известно, что микроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов у гадолиния – 49000 б и самария – 5800 б (у кальция всего – 0.43 б). При повышении концентрации данных элементов в 10 раз (относительно среднего содержания в песчанике) абсолютное значение МСП увеличивается в 2 раза. Что возможно в случае предшествующего растворения фосфатно-глинистой компоненты породы. Поэтому при увеличении карбонатности МСП также увеличивается, это говорит о вторичных процессах минералообразования. В обычных (первичных) карбонатах биогенного происхождения с увеличением карбонатности МСП уменьшается (в силу малого содержания микроэлементов в породе).

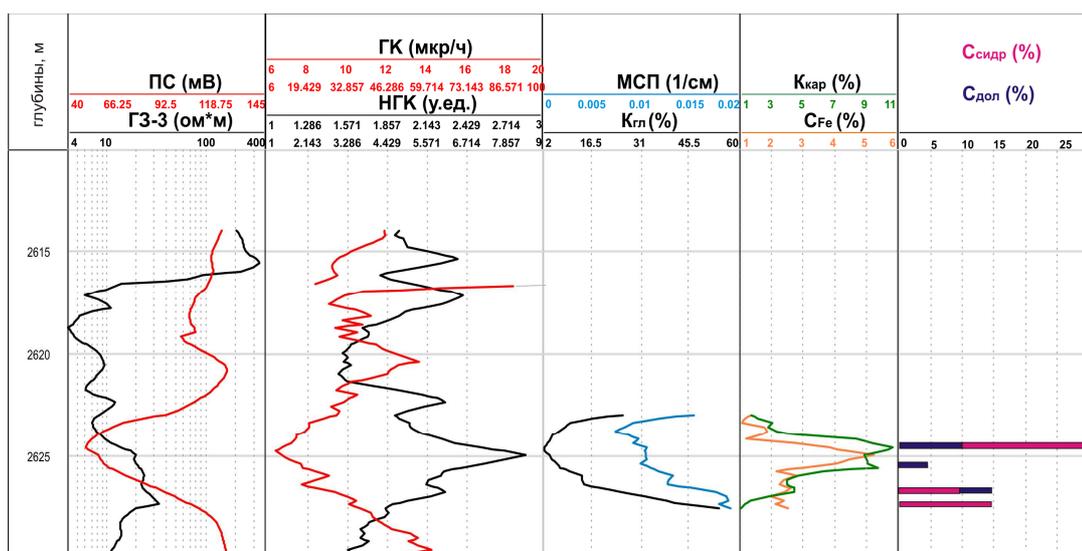


Рис. 2.19. Сопоставления показаний стандартного комплекса ГИС и вычисленных параметров по программе *Real Collector*, а также содержаний минералов сидерита и доломита, определенных по шлифам.

Например, на рис. 2. 19 показан нефтенасыщенный песчаный интервал Ю₁ Столбовой площади, где в результате ВНК проявилась зона вторичной карбонатизации. Это заметно по 33% увеличению МСП в интервале 2623.8-2625.2 м, где в области максимально относительного содержания железа ($C_{Fe}=5.3\%$ в 2625 м), вычисленного по программе *Real Collector*, лабораторный анализ шлифов показал 30% содержание сидерита и 10% доломита. В данном

интервале коэффициент корреляции между МСП и глинистостью – $R_{\text{МСП-Кгл}} = -0.9$, а между МСП и карбонатностью – $R_{\text{МСП-Ккар}} = +0.91$. На диаграммах радиоактивного каротажа эта область выделилась значимым уменьшением показания ГК (глинистости) и увеличением НГК (плотности). Что соответствует карбонатному пропластку.

При вычислении статистических параметров (при $R(\text{МСП}, K_{\text{карб}}) > 0.4$) и их сопоставлений с усредненными результатами петрографических исследований шлифов, на предмет содержания сидеритов в породе, получена положительная линейная корреляция только для коэффициента аппроксимации в случае превышения граничной величины $R^2(\text{МСП}, K_{\text{карб}}) > R^2_{\text{гр}} = 0.22$ (рис. 2.20). Из 36 исследуемых интервалов только в 9 случаях произведение статистических параметров оказалось выше граничного значения. В остальных интервалах, где отсутствуют сидериты, исследуемая корреляция имеет обратное значение (а также $R^2(\text{МСП}, K_{\text{карб}}) < 0.22$), либо исследуемые образцы шлифов не попадают в область интервалов с прямой зависимостью.

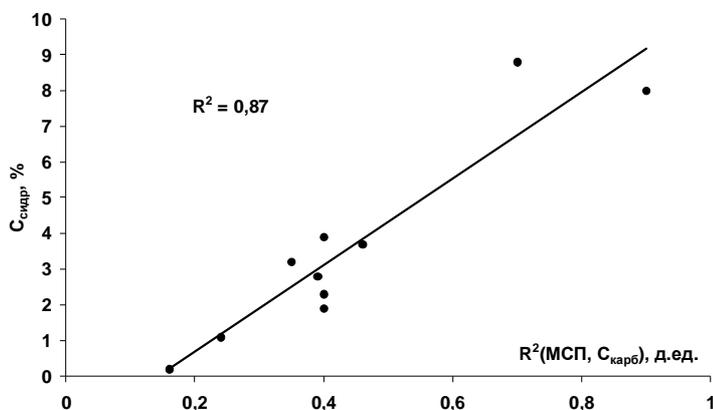


Рис. 2.20. Сопоставление среднего содержания сидеритов (определенных лабораторным методом) с коэффициентом аппроксимации выборки положительных корреляций МСП и карбонатности в отложениях юры Столбовой площади.

В свою очередь, были отобраны дела 36 скважин (из 170 исследованных) слабоизученного района Томской области, где описание керна (в основном песчаники юрских отложений) представлено наиболее полно, причем в описании фигурировали вторичные процессы, либо минералы, связанные с

каолинизацией и карбонатизацией, а их глубина отбора соответствовала исследуемым интервалам. В исследуемых интервалах цифровых каротажных диаграмм определялся средний коэффициент аппроксимации не только пористости и карбонатности с МСП, но и других зависимостей, связанных с различными вычисляемыми процессами [89, 146].

Для того чтобы интенсивность изучаемого процесса выразить числовым значением, проводился корреляционный анализ исследуемых интервалов между следующими шестью выборочными параметрами: УЭС, пористостью, МСП, а также содержанием кремния, калия и железа. В этом случае интенсивность i -го процесса вычислялась по формуле:

$$I_i = \alpha R^2_{l-j} + \beta R^2_{g-f} + \dots + \omega R^2_{m-n} \quad (2.6)$$

где R – коэффициент корреляции параметров l, j, \dots, n ; α, \dots, ω – весовые коэффициенты. Например, интенсивность *каолинизации* определялась по положительным корреляционным зависимостям между пористостью и МСП, а также кремнием и пористостью. Интенсивность *вторичной карбонатизации* вычислялась по отрицательным зависимостям между пористостью и железом (сидерит), содержаниями железа и кремния и положительной зависимостью между карбонатностью и МСП, УЭС и содержанием железа. Весовые коэффициенты подбирались эмпирически. Далее все полученные интенсивности суммировались, нормировались на 100%, и вычислялась доля каждого процесса ($I_i, \%$).

Получив числовую величину интенсивности определенного процесса, можно проверить статистическую значимость соответствия данного параметра фактическим исследованиям керна. Для этого были построены интегральные кривые интенсивности изучаемого процесса в случае соответствия и несоответствия теоретических величин фактическому материалу, причем точка пересечения показывает критическую величину эффективности деления на достоверный и недостоверный результат (рис. 2.21 и 2.22).

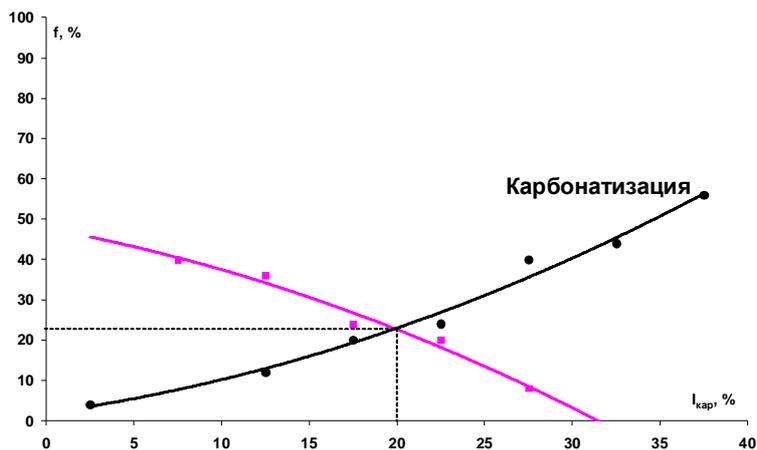


Рис. 2.21. Интегральные кривые тренда интенсивности вторичной карбонатизации при сопоставлении результатов переинтерпретации ГИС с описанием керна в случае достоверного (карбонатизация) и ошибочного соотнесения.

Кривая карбонатизации строилась с шагом («окном») интенсивности 8%, где происходило вычисление среднего значения попавших данных в каждом «окне» $\langle I_i^o \rangle$ с дальнейшим суммированием предыдущей величины $\langle I^{o-1} \rangle$. Кривая несоответствия строилась в обратном порядке суммирования. Для кривой каолинизации шаг интенсивности составил 5%. Причем, сумма всех интенсивностей каждого процесса нормировалась на 100%.

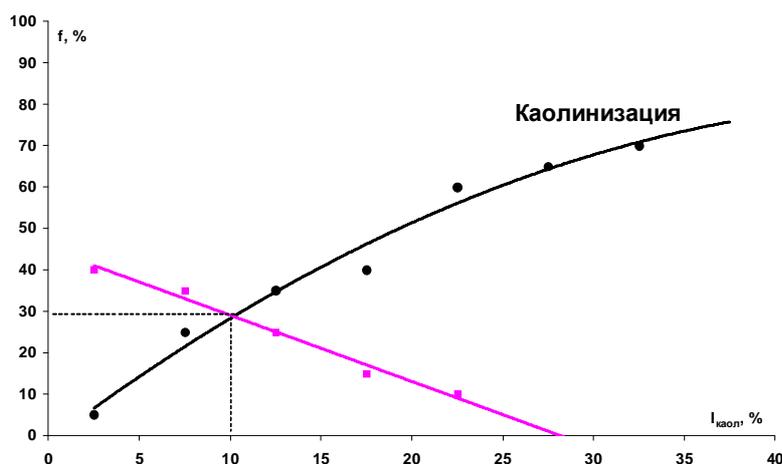


Рис. 2.22. Интегральные кривые тренда интенсивности каолинизации при сопоставлении результатов переинтерпретации ГИС с описанием керна в случае достоверного (каолинизация) и ошибочного соотнесения.

На представленных рисунках мы видим, что для карбонатизации при интенсивности процесса больше критического значения $I_k > 20\%$ (эффективность соответствия $ef > (100\% - 22\%) = 78\%$), достоверность соответствия теоретических расчетов факту превышает 50%. Для процесса каолинизации критическое значение $I_k = 10\%$, эффективность составляет $ef = 71\%$. Следовательно, на рисунках выделяются зоны неоднозначности теоретических вычислений (пересечение с осью I), для карбонатизации – $I_{кар} \leq 32\%$, для каолинизации – $I_{каоил} \leq 28\%$. Поэтому, при получении теоретической величины интенсивности вычисляемых процессов (I_i) больше зоны неоднозначности, с ~95% достоверностью *можно предполагать* (т.к. ось I пересекает линия тренда) присутствие данного (i -го) эпигенетического процесса в исследуемом интервале.

Итак, на основании теоретического анализа и результатов проведенных корреляционных связей МСП с УЭС, пористостью и карбонатностью, при последующем вычислении таких статистических параметров как коэффициент аппроксимации и интервальный параметр с дальнейшим сопоставлением данных величин (а также их произведения) с результатами петрографического изучения шлифов, следует сделать вывод о полном соответствии определяемых статистических параметров исследуемым вторичным физико-химическим процессам. Причем, отрицательная корреляция МСП с УЭС обусловлена ДЭС вторично преобразованной глинистой фракции; положительная корреляция МСП с пористостью соответствует вторичной каолинизации и гидрослюдизации; положительная корреляция МСП с карбонатностью (при увеличении карбонатности) – вторичной карбонатизации. Естественно, все вычисляемые параметры являются показателем вторичных процессов только в случае превышения их граничных величин.

2.4. Примеры поиска продуктивных интервалов, на основе статистического и фильтрационно-емкостного критерия.

Формирование нефтегазонасыщенных продуктивных залежей в значительной мере связано с миграционными процессами флюидных потоков распространяющихся из зон их генерации. Соответственно, в местах образования залежей, при смене окислительно-восстановительных условий среды происходят различные физико-химические реакции, приводящие к эпигенетическим изменениям минерального состава и структуры породы. Особенно это проявляется в полимиктовых песчаниках и карбонатных породах.

По мере заполнения ловушки углеводородами (УВ) растворы оттесняются к водонефтяному контакту. К тому же, углеводороды «консервируют» процессы растворения и переотложения пород. Дело в том, что в результате вторичных преобразований породы, приводящих к ее пластической деформации, заполненные УВ пустоты продолжают сохранять связанность и препятствуют снижению проницаемости в отличие от тупиковых пор с остаточной водонасыщенностью (т.н. закономерность Чепикова) [54].

В свою очередь, водные растворы играют заметную роль как в уменьшении (карбонатизация, глинизация) так и в увеличении (выщелачивание, каолинизация) емкости коллектора. В силу «консервации» вторичных процессов углеводородами *разброс* (дисперсия) значения выборок проницаемости и пористости в УВ интервалах должен быть гораздо меньше дисперсии этих значений относительно водоносных пластов, поэтому коэффициент аппроксимации для нефтегазонасыщенных интервалов будет относительно водонасыщенных увеличен. Данный параметр несет в себе информацию статистического характера, и он может быть вычислен только при наличии определенного количества образцов керна изучаемого коллектора.

В этом случае корреляционные зависимости пористости и проницаемости водонасыщенных коллекторов должны отличаться от нефтегазонасыщенных песчаников углом наклона и статистическим параметром. Проведя статистический анализ фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов изучаемого стратиграфического горизонта определенной площади можно вычислить критерии поиска продуктивных интервалов.

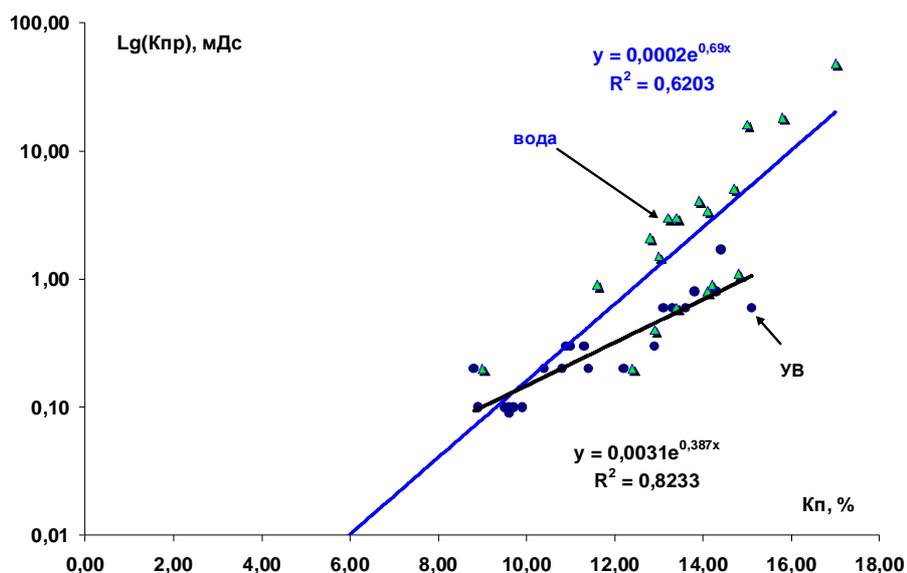


Рис. 2.23. Зависимости проницаемости от пористости нефтегазонасыщенного и водонасыщенного коллекторов в юрских отложениях слабоизученного района Томской области.

Покажем на примере петрофизического изучения образцов керна водо-и нефтенасыщенных коллекторов юрских отложений 27 скважин Томской области. Исследовалась малоизученная территория области, ее восточная часть. На рис. 2.23 показано сравнительное сопоставление значений проницаемости ($K_{пр}$, мДс) от открытой пористости ($K_{п}$, %) нефтенасыщенного коллектора Рыбального месторождения и водонасыщенного пласта Мирной площади. Здесь мы видим, что угол наклона тренда значений ФЕС коллектора с УВ насыщением несколько ниже угла наклона водоносного пласта (хотя должно быть наоборот), но зато коэффициент аппроксимации УВ коллектора больше коэффициента водонасыщенного интервала. «Неправильное» отличие угла наклона, прежде всего, связано со структурой песчаников, их степенью заполнения пор твердой фазой породы. Коллектор пласта Ю₁₋₃ Рыбальной площади сильно карбонатизирован ($K_{кар} > 10\%$), пиритизирован, где поры заполнены битумом и каолином. Средняя плотность песчаника 2,65 г/см³. В свою очередь, водонасыщенный полимиктовый песчаник с углистым детритом (Ю₁₋₁) Мирной площади достаточно низкой карбонатности и средней плотности 2,3 г/см³. Все это служит причиной небольших изменений проницаемости

относительно пористости нефтенасыщенного пласта в сравнении с водонасыщенным.

Анализ полученных зависимостей средних значений тренда (от 5 до 50 образцов) каждого изучаемого интервала в 27 скважинах позволил сделать следующие выводы: во-первых, угол наклона тренда кривой зависимости $K_{пр}(K_{п})$ водонасыщенных интервалов меньше угла наклона тренда УВ насыщенных пластов (при идентичности их структур и цемента), во-вторых, коэффициент аппроксимации кривой «УВ» (R^2) выше коэффициента зависимости «вода». В полученных экспоненциальных уравнениях угол наклона характеризуется степенным коэффициентом экспоненты – e^{bx} , а коэффициент аппроксимации кривой есть квадрат центрального момента связи двух выборок деленного на произведение их дисперсий.

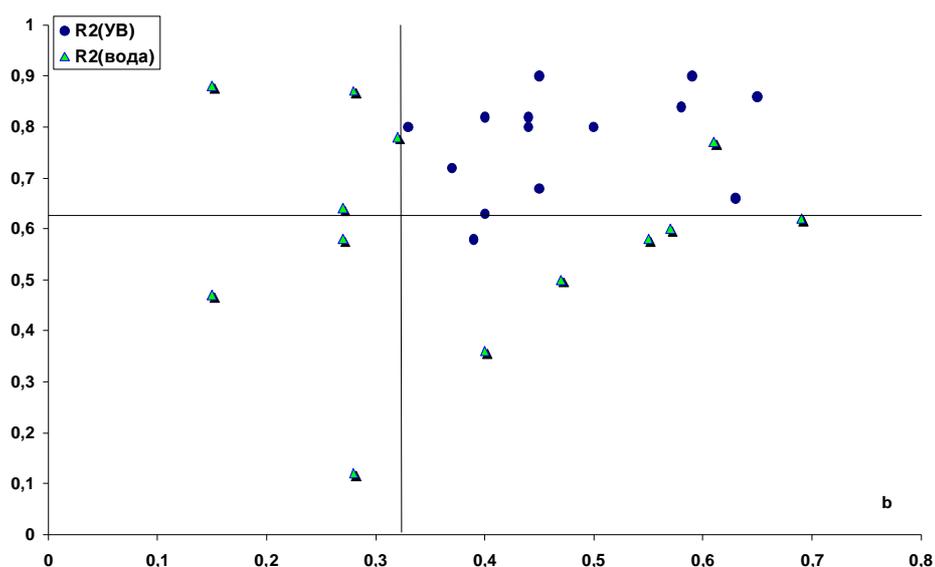


Рис. 2.24. Сопоставление коэффициента аппроксимации (R^2) и степенного коэффициента экспоненты тренда (b) зависимости средних значений пористости и проницаемости образцов керна для водонасыщенных и углеводородонасыщенных пластов юры слабоизученного района Томской области.

Используя экспоненциальные зависимости $K_{пр}(K_{п})$ каждого исследуемого интервала были определены параметры R^2 и b , сопоставление которых позволило выявить их критические значения относительно УВ насыщения. Из

14 нефтегазонасыщенных пластов юрских отложений 13 оказались расположенными в пределах следующих значений – $R^2_{gp} > 0.62$ и $b_{gp} > 0.32$, т.е. в верхнем правом квадранте (рис. 2.24). Параметры 12 водонасыщенных интервалов расположились в остальных трех квадрантах (кроме одного «сухого» пласта).

Проведенные петрофизические и литологические исследования каменного материала юрских отложений Томской области позволили выявить граничные критерии определения нефтегазонасыщенных интервалов ($R^2_{gp} > 0.62$ и $b_{gp} > 0.32$), что, в свою очередь, дает основание распространить применение полученных значений для поисков продуктивных горизонтов юрских отложений Западно-Сибирской провинции.

Используя расчетные данные открытой пористости и проницаемости, вычисленные на основании показаний различных (для пористости и проницаемости) каротажных диаграмм, можно построить корреляционные связи $K_{пр}(K_p)$ и применить статистические данные граничных значений для определения характера насыщения исследуемых песчаных пластов при отсутствии керна.

2.5. Выводы.

Итак, на основании проведенного теоретического анализа и сопоставлений вычисленных статистических параметров (по материалам ГИС) с содержанием минеральных компонентов песчаного интервала (по результатам петрографического анализа шлифов) утверждается, что вычисляемые параметры определяются вторичными геохимическими процессами, происходящими в породе исследуемых интервалов. Причем, интервальный параметр Y соответствует доли исследуемого интервала (по вертикали) в котором происходят изменения породы (либо содержания минералов), влияющие на измеряемую физическую характеристику, например УЭС, пористость, а коэффициент аппроксимации R^2 отражает значимость, качество этого влияния.

Произведение YR^2 пропорционально *интенсивности* вторичного процесса [74, 61]. Данное произведение назовем *статистическим параметром интенсивности*. Параметр интенсивности будет отражать изменения содержания минералов, если исследуются взаимоотношения двух непосредственно не связанных выборок, одна из которых обусловлена количеством (например, глинистость), вторая – результатом влияния вторичного процесса. Например, синхронные изменения пористости и глинистости определяются изменением окислительно-восстановительных условий, причем эти изменения параллельно влияют как на пористость, так и на глинистость (каолинизация полевых шпатов).

Интервальный параметр всегда будет находиться в прямой зависимости от содержания минералов, оказывающих непосредственное влияние на физическую величину, измеряемую методами ГИС (например, содержания пиритов (по C_{Fe}) и гидрослюд (по C_K) на УЭС).

Коэффициент аппроксимации отождествляется с концентрацией минералов, если исследуется корреляция двух выборок, выражающих величину одной и той же литологической характеристики. Например, карбонатность, определяемую по материалам ГИС, и МСП (т.е. концентрацию гадолиния и самария, выражающих карбонатность) вычисляемое на основании инновационной методики.

Вычисляемые статистические параметры являются индикаторами вторичных геохимических процессов только в случае превышения величин данных параметров определенных граничных значений. Для вторичной карбонатизации (в зоне ВНК) граничное значение вычисляемого параметра $R^2(МСП, C_{карб}) > R^2_{zp}=0.22$, для вторичной каолинизации и гидрослюдизации – $YR^2(МСП, w) > YR^2_{zp}=0.33$, для гидрослюд, понижающих УЭС – $Y^{ep}_K \approx 0.42$, для пиритов, понижающих УЭС – $Y^{ep}_{Fe} \approx 0.22$.

В данном случае граничное значение Y^{ep}_{Fe} определяется не только содержанием пирита, но и степенью его влияния на УЭС породы. Начиная от величины Y^{ep}_{Fe} степень влияния изменения пирита на изменение УЭС породы

приобретает значимость сопоставимую (и выше) с такими компонентами электропроводности как электролит (пористость), либо двойной электрический слой глинистых минералов.

Граничное значение для глинистых минералов YR_{sp}^2 отражает величину начала синхронного изменения пористости и глинистости песчаника в результате геохимического влияния вторичных процессов. Иначе говоря, проявление регистрируемых петрофизических характеристик (вследствие наложенного эпигенеза) при интерпретации ГИС возможно только в случае превышения определенной, критической интенсивности геохимического процесса.

С физико-химической точки зрения граничное значение для карбонатов R_{sp}^2 объясняется как накопление определенного содержания железа, самария и гадолиния в карбонатах, где превышение совокупности концентраций данных элементов некой критической величины приводит к статистической зависимости МСП с содержанием карбонатов.

Содержание пиритов далеко не всегда обусловлено метаморфизмом породы, но от степени его влияния на электрическую проводимость пласта зависит и точность определения характера насыщения интервала. Если интервальный параметр по железу (пропорциональный содержанию пиритов) выше граничного значения, то имеются основания предполагать наличие низкоомного коллектора. Интервальный параметр по калию (пропорциональный содержанию гидрослюд) определяет влияние вторично преобразованных гидрослюд (а также и пелитизированного калиевого полевого шпата) на УЭС породы. Вычисление интервальных параметров $Y(C, УЭС)$ дает возможность обнаруживать низкоомные интервалы.

Сопоставление вероятности насыщения УВ (вычисленное на основании каротажных диаграмм) с данными испытания пласта и описанием ядра юрских отложений песчаников по Томской области определило граничные значения вероятности насыщения углеводородами. С более 50%

достоверностью граничное значение $p_{zp} > 42\%$, если $p_{zp-2} > 65\%$, то достоверность нефтегазонасыщения превышает 95%.

Таким образом, статистически-корреляционный метод интерпретации материалов ГИС позволяет выявлять эпигенетически преобразованные интервалы терригенных коллекторов, характер и степень их преобразования, а также выделять продуктивные низкоомные пласты, понижение УЭС которых обусловлено электропроводящими минералами.

3. МЕТОД ОЦЕНКИ ИНТЕНСИВНОСТИ ВТОРИЧНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЗОНАХ МИГРАЦИИ ФЛЮИДОВ ПО ДАННЫМ ГИС.

Современные схемы геофизических методов интерпретации каротажных диаграмм характеризуются своим «завидным» постоянством. Все новейшие технологии интерпретации базируются на комплексировании различных методов с целью уточнения определенных петрофизических коэффициентов и, как правило, основаны на базовых подходах, сформированных лет тридцать-сорок назад [9, 24, 40, 53]. Используемый «традиционный» способ развития методов интерпретации материалов ГИС не позволяет получать принципиально новую информацию при поиске и разведке продуктивных залежей. Однако повышение информативности интерпретаций традиционных материалов ГИС может быть обусловлено развитием нестандартных решений на основе междисциплинарного подхода. Что в последнее время происходит крайне редко.

В настоящей главе на основе введенного определения интенсивности процессов наложенного эпигенеза теоретически обосновывается возможность получения актуальных сведений о геохимических процессах, происходящих в песчаных породах, используя только материалы ГИС. Этот способ основан на интеграции корреляционных статистических связей показаний различных геофизических приборов с физико-химическими процессами, происходящими в горной породе [72, 85].

Ввиду разнообразия геологических условий аккумуляции УВ возникает такое же разнообразие геофизических характеристик нефтегазонасыщенных пластов. Допустим, по показанию удельного электрического сопротивления определяют характер насыщения пласта. В свою очередь, при традиционном подходе интерпретации невозможно учесть влияние токопроводящих минералов, находящихся в структуре твердой фазы породы. В этом случае в продуктивных коллекторах с пониженным сопротивлением, интерпретируемых как водонасыщенные, получают притоки безводной нефти, и причиной такого

несоответствия УЭС могут быть токопроводящие минералы, обусловленные вторичными геохимическими процессами.

Интересующие нас процессы наложенного эпигенеза оказывают существенное влияние на образование вторичных минералов и формирование продуктивных залежей углеводородов. Интенсивность вторичных эпигенетических процессов зависит от окислительно-восстановительных условий среды коллектора и скорости миграции флюидных потоков. Обнаружение определенных геохимических «маркеров» произведенных реакциями взаимодействия воды-породы, углеводороды-породы и воды-углеводороды еще на стадии интерпретации каротажных диаграмм позволит существенно снизить затраты и время выявления продуктивных горизонтов.

Выделим основные процессы по результатам приведенных реакций взаимодействий, на основании которых можно отличить наложенный эпигенез от стадияльной реакции [54]. Во-первых, в результате поступления в коллектор растворенного в воде углекислого газа возникает кислая среда (с pH около 4-5) преобразующая исходный алюмосиликат в глинистый минерал с углекислотой и ионным раствором щелочных земель. В этом случае, возникший углекислотный метасоматоз приводит к интенсивной пелитизации, каолинизации алюмосиликатных компонентов повышающий емкостные свойства коллектора. Во-вторых, в зоне с изменяющим окислительно-восстановительным условием в сторону щелочной среды происходит вторичная карбонатизация с повышением плотности породы. В-третьих, по мере заполнения ловушки углеводородами растворы оттесняются к водонефтяному контакту, где в щелочной среде породы карбонатизируются. В свою очередь, углеводороды в верхней части коллектора «консервируют» процессы растворения и переотложения пород, что приводит к резкой смене качества фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Миграция флюидов (различных газов, кислот, паров воды, углеводородов и т.д.) обусловлена дизъюнктивными и пликативными тектоническими процессами [36, 95]. В зонах дизъюнктивных дислокаций по разломам

наблюдается вертикальная миграция флюидов и образование многопластовых месторождений [117]. В свою очередь, пликативные деформации развивают трещиноватость в жестких породах типа песчаники, которые в паре с более пластичными глинами-покрышками образуют резервуар. Развитие трещиноватости коллекторов значительно повышает их проницаемость.

Итак, прослеживается следующая закономерность – дизъюнктивно-пликативные тектонические процессы, образуя разломы и разуплотняя породу, порождают миграцию флюидов которые, в свою очередь приводят к наложенному эпигенезу. В этом случае на зоны тектонически-разуплотненных пород накладываются вторичные геохимические процессы, обуславливающие как увеличение (каолинизация), так и уменьшение (карбонатизация) фильтрационно-емкостных свойств коллектора. В твердой фазе породы образуются деградирующие минералы, являющиеся поставщиками ионов, диффундирующих в двойной электрический слой глинистых минералов и повышающих его электрическую проводимость. Водонефтяной контакт, как правило, характеризуется окислительно-восстановительным барьером, где в разрезе продуктивного пласта могут наблюдаться разуплотненно-карбонатизированные интервалы.

Таким образом, зная интенсивность вторичных процессов, а также пористость, трещиноватость, проницаемость и глинистость исследуемого интервала, можно, сопоставляя эти данные, определить не только характер насыщения исследуемого пласта, но и степень его преобразования обусловленного наложенным эпигенезом. Для данных исследований достаточно использовать стандартный комплекс ГИС.

3.1. Теоретические основы метода корреляционного анализа для определения интенсивности геохимических процессов.

В первую очередь отметим, что разработанный метод вычисления интенсивности вторичных геохимических процессов, прежде всего, связан с физико-химической зависимостью показаний материалов ГИС с процессами

наложенного эпигенеза. В данном случае под процессом наложенного эпигенеза понимается геохимический процесс, происходящий за счет взаимодействия пород с флюидами, поступающими из внешних источников (Б. А. Лебедев, 1992).

Однако в настоящее время в литературе по геохимии отсутствует общепринятое определение интенсивности процессов преобразования вещества обусловленного взаимодействием жидкой фазы с пористой средой. В основном под интенсивностью понимается скорость химической реакции [3]. Но это определение не учитывает скорость потока флюидов и площадь взаимодействия двух фазовых состояний вещества. Хотя отношение времени преобразования вещества к времени течения флюида, участвующего в химической реакции, имеет принципиальное значение.

Дадим авторское определение *интенсивности* (I) процесса преобразования вещества горной породы, обусловленного наложенным эпигенезом на границе фаз гетерогенной среды [74]:

$$I = \Delta\tau \cdot \text{div } u/S, \quad (3.1)$$

где $\Delta\tau$ – время преобразования вещества с момента начала преобразования до момента измерения, u – скорость потока флюидов в трещинно-поровой среде, S – площадь поверхности взаимодействия флюида с веществом породы. В этом случае мы видим, что при вертикальной миграции флюидов дивергенция скорости потока выражает изменение плотности (объема, концентрации, количества) вещества (ΔQ) по глубине в зависимости от времени течения флюида (Δt) в определенном интервале пласта. Причем, положительное значение дивергенции означает разуплотнение породы, и наоборот, отрицательное значение – повышение плотности вещества.

Итак, интенсивность процесса преобразования можно переписать следующим образом:

$$I = \Delta Q \Delta\tau / (\Delta t S). \quad (3.2)$$

Таким образом, *интенсивность процесса эпигенетического преобразования пористой породы – это количество образованного вещества*

на единице площади пористой поверхности за время его преобразования относительно времени миграции флюида, вступившего в химическую реакцию с породой.

Определим ΔQ как разницу количества вещества после прохождения процесса наложенного эпигенеза, т.е. от момента начала преобразования (Q_0) и до момента измерения (Q'). В свою очередь, в породе могут идти химические реакции с уменьшением количества данного материала. Поэтому, общее количество изучаемого вещества (измеряемое) после вторичного преобразования вычисляется как:

$$Q' = Q_0 - Q'' + Q''', \quad (3.3)$$

где Q'' – часть изучаемого вещества Q_0 преобразованного в другой материал, Q''' – исследуемое вещество, образованное вследствие процесса наложенного эпигенеза (например, содержание каолинита после пелитизации полевых шпатов с дальнейшей каолинизацией). Используя полученное равенство (3.3) мы можем записать следующее выражение $\Delta Q = Q''' - Q''$, где оба переменных параметра нам не известны. В таком случае допуская, что почти все изменения исследуемого вещества могут быть обусловлены только процессом наложенного эпигенеза (т.е. $Q_0 \rightarrow const$), следовательно $(Q''' - Q'') \neq (Q' - const)$, то для сохранения равенства следует ввести переменный множитель $\Delta Q(g) = [Q_1(g) - Q_2(g)] / Q_2(g)$, отвечающий за характер и степень преобразования, где g – показатель преобразования вещества, т.е.:

$$\Delta Q \approx (Q' - Q_0) \Delta Q(g). \quad (3.4)$$

В полученном выражении (3.4) показателем преобразования может служить некая функция, характеризующая такой процесс, в результате которого происходит изменение содержания исследуемого вещества, оказывающего непосредственное влияние на определяемый параметр $Q_1(g)$ относительно постоянного параметра $Q_2(g)$. Например, нам хорошо известно что при каолинизации увеличивается пористость (k_n) песчаника (в отличие от остального глинистого цемента) и в этом случае мы можем провести знак тождества $Q_1(g) = k_n = wQ^g$, где Q – содержание глинистого цемента, g –

показатель зависящий от потенциала химической реакции, приводящий к образованию каолиновой глинистой компоненты, w – коэффициент пропорциональности. С увеличением содержания глинистого цемента параметр $Q_1(g)$ (соответственно k_n) увеличивается. Здесь положительное значение ΔQ будет отражать процесс разуплотнения породы.

Используя статистически значимую выборку материалов ГИС можно определить постоянные величины вычисляемых параметров как их среднее значение (т.е. $Q_0 = \langle Q \rangle$). В этом случае для каждого исследуемого интервала вычисляемое $\langle Q \rangle$ соответствует количеству вещества до преобразования, что в принципе при большой статистике вполне оправдано.

Таким образом, определяя разницу количества вещества согласно формуле (3.4) и вычисляя среднее значение $\langle \Delta Q \rangle$ исследуемого интервала пласта, мы естественно вычисляем центральный статистический момент (μ – ковариацию) двух выборок:

$$\langle \Delta Q \rangle \approx [\sum_{i=1}^n (Q_i - \bar{Q})(Q_1(g) / \bar{Q}_1(g) - 1)] / n = \mu. \quad (3.5)$$

Теперь вернемся к выражению интенсивности процесса (3.2). В этом уравнении обнаруживается отношение параметров времени преобразования (химической реакции) вещества к времени прохождения потока флюидов определенного расстояния по глубине (Δh) в объеме заполняющего коллектора. В случае соответствия скоростей химической реакции и потока флюидов возможно накопление преобразованной породы в объеме заполняющего флюидами коллектора. Данное отношение предполагает реализацию следующего условия преобразования вещества:

$$\Delta \tau / \Delta t \leq 1. \quad (3.6)$$

Для гетерогенной среды согласно закону Гульдберга-Вааге скорость химической реакции можно записать следующим образом [115, 116]:

$$v = dC/d\tau = \sigma S C^\gamma / \zeta V, \quad (3.7)$$

где σ – поверхностная константа реакции [кг/(м²с)], S – площадь поверхности открытых пор, C – концентрация флюидов, вступающих в реакцию, γ –

показатель гетерогенной реакции ($0 < \gamma < 1$, либо $1 < \gamma < 2$; $\gamma \neq 1$), ζ – плотность флюида, V – объем открытых пор.

Используя формулу (3.7) определим $d\tau$, затем проинтегрируем полученное выражение:

$$\int_{\tau_0}^{\tau} d\tau = \int_{C_0}^C dC / C^\gamma (V\zeta / \sigma S) \quad (3.8)$$

и в результате получаем:

$$\Delta\tau = \zeta V / \sigma S \cdot (C^m - C_0^m) / m, \quad (3.9)$$

где $m = 1 - \gamma$, C_0 – концентрация флюида до вступления в реакцию, C – концентрация после реакции.

В свою очередь, в результате вертикальной миграции флюида с определенной скоростью (u), время течения потока пропорционально интервалу (Δh) заполняющегося коллектора. Согласно уравнению Буссинеска скорость движения флюида пропорциональна произведению квадрата раскрытости трещин и градиента давления [4, 43]. Однако, время течения флюида в определенном интервале Δh зависит и от густоты трещин, т.е. с увеличением густоты время течения пропорционально увеличивается, потому что соразмерно падает скорость течения потока. Итак, в уравнение движения флюидов вводим коэффициент трещиноватости коллектора (k_{mp}), пропорциональный произведению густоты трещин и раскрытости:

$$\Delta t = \Delta h k_{mp} / u. \quad (3.10)$$

Используя неравенство (3.6), а также выражения (3.9 и 3.10) определим параметр (b) характеризующий степень преобразования всего песчаного пласта (коллектора, мощностью h) обусловленного химически активными флюидами:

$$b = u V \zeta (C^m - C_0^m) / (k_{mp} m \sigma S h). \quad (3.11)$$

Но время заполнения флюидами и степень химической активности с веществом породы для каждого интервала dh различно. Выделим из выражения (3.11) постоянную величину (ξ) и, при $b = b' / \xi$ интегрируя приращенную

величину db^{\cdot} относительно b , находим среднее значение степени преобразования, т.е. долю преобразованной материи:

$$Y_t = \xi \int db^{\cdot}/b^{\cdot} = \xi \text{Ln}(b^{\cdot}) + b_0. \quad (3.12)$$

В полученном выражении величина Y может быть определена статистическим методом корреляционного анализа каротажных диаграмм [84]. Например, для определения каолинизации исследуем зависимость выборочных значений пористости и глинистости песчаного пласта причем, выбираем значения только с положительным коэффициентом корреляции (пусть $k > +0.6$) и считаем количество выборочных значений с этим условием (q). Далее, для определения доли интервала пласта, где происходит процесс каолинизации, путем скользящей линии точек вдоль оси скважины с неким шагом вычисляем необходимый параметр по следующей зависимости:

$$Y_t \approx Y = q/n = (\sum_{i=1}^n q_i) / n, \quad (3.13)$$

где q – количество выборочных значений, при условии $k_i > + 0.6$; n – генеральная выборка (количество точек пласта). Статистический параметр Y выражает интервальную меру влияния вторичных процессов в песчаниках исследуемых пластов, т.е. долю преобразованного вещества.

Удельная площадь поверхности пористой среды в единице объема определяется по известной зависимости [44]:

$$S_v = 6(1 - k_n) / d_3, \quad (3.14)$$

где k_n – коэффициент пористости, d_3 – средний диаметр одноразмерных сферических зерен с кубической укладкой.

Диаметр зерен в глинистом песчанике можно вычислить согласно эмпирическим данным (О. А. Черников, А. И. Куренков) через коэффициент глинистости ($k_{2л}$) [44]. В результате удельная площадь поверхности пор размерностью [1/м] оказалась равна:

$$S_v = 4 \cdot 10^3 (1 - k_n) / (1 - 2k_{2л}). \quad (3.15)$$

Таким образом, проведенные теоретические исследования позволили обосновать возможность вычисления интенсивностей процессов наложенного

эпигенеза в песчаных интервалах исследуемых пластов, используя только статистический метод корреляционного анализа выборочных данных материалов ГИС. Среднюю интенсивность процесса исследуемого интервала песчаника в выражении (3.1) можно записать через ковариационный и интервальный статистические параметры:

$$\langle I \rangle = b \mu / \langle S_v \rangle, \quad (3.16)$$

где на основании (3.12 и 3.13) принимаем $b = \exp((Y - b_0)/\xi)$.

Применение в геофизике полученного равенства (3.16) значительно повышает информативность интерпретируемых материалов ГИС, позволяет определять в корреляционных связях интенсивность различных геохимических процессов. В этом случае необходимо правильно отождествлять физико-химическую зависимость выборочных данных, коррелирующих между собой, с определяемым вторичным процессом.

Покажем эффективность предлагаемой методики на примере сопоставлений результатов проведенных статистических исследований с результатами исследований керна и сейсмическими данными.

3.2. Практическое применение метода корреляционного вычисления для оценки интенсивности геохимических процессов.

В основу разработанного метода положена идея дифференциации интегрального теплового нейтронного поля в песчанике (т.е. показания ННК_т) в зависимости от концентраций железа и бора, что позволяет определять их относительную концентрацию (а также макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов и калий) после калибровки используемого алгоритма по средним содержаниям химических элементов в песчаниках исследуемого района и стратиграфического горизонта. Программный корреляционный анализ данных элементов, МСП с общей пористостью, электрическим сопротивлением и карбонатностью пласта выявляет интервалы, обусловленные ярко выраженными процессами наложенного эпигенеза, а также позволяет определять характер насыщения коллектора с вычисляемой вероятностью.

Напомним некоторые возможности этого метода при определении различных процессов обусловленных наложенным эпигенезом:

– Положительная корреляция пористости с глинистостью в исследуемом интервале песчаного коллектора в значительной степени обусловлена каолинизацией.

– Вторичная карбонатизация, характеризующаяся повышенным содержанием редкоземельных элементов, железа, марганца и т.д., приводит к увеличению макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов относительно биогенно (седиментационно) сформированных карбонатов. Положительная корреляция МСП с карбонатностью (при неизменной глинистости) связана с процессом отложения вторичных карбонатов.

– Отрицательная корреляция УЭС с содержанием железа, калия в полимиктовых песчаниках указывает на такие процессы, как пиритизация с электронной проводимостью, деградация полевых шпатов (пелитизация), хлоритов и гидрослюд при которой ионы железа и калия насыщая диффузионный слой глинистой поверхности, значительно понижают электрическое сопротивление пласта.

Естественно, корреляционные зависимости определяются не только эпигенетическими, но и катагенетическими процессами. Например, положительная корреляция калия с глинистостью песчаника в значительной степени связана с его гидрослюдизацией, образующейся в результате повышения температуры пласта (при $T > 150^{\circ}\text{C}$). В этом случае интенсивность катагенетического процесса не определяется равенством (3.1), но очевидно, что ковариация также будет являться одним из основных параметров его вычисленной интенсивности.

Итак, рассмотрим зависимости, полученные на основе отрицательных корреляционных связей железа и УЭС в результате пиритизации и деградации хлоритов в песчаных коллекторах. С целью усиления достоверности результатов были отобраны 53 скважины, расположенные на различных структурах. Из переинтерпретированных программным способом материалов

ГИС (более 1000 песчаных пластов юрско-меловых отложений), на предмет выявления низкоомных коллекторов, определены 122 интервала с признаками насыщения УВ и влиянием железа на УЭС. Все полученные интервальные результаты были усреднены по скважине. На временных сейсмических разрезах территории Томской области основным отражающим горизонтом подстилающим меловые отложения является подошва баженовской свиты Π^a . Определение градиента и лапласиана на структурном плане данного отражающего горизонта и усредненных юрско-меловых параметров интенсивности вторичных преобразований по скважине позволяют связать эти расчетные величины через коэффициент трещиноватости.

Известно, что микротрещины, как правило – трещины отрыва, образуются в местах повышенной пликативности, кривизны пласта. При таких условиях коэффициент трещиноватости пропорционален производной поверхности второго порядка (L – лапласиану) отражающего горизонта, зависит от мощности приуроченного (к отражающему горизонту) пласта и вычисляется согласно уравнению [18]:

$$\langle k_{mp} \rangle = \langle h \rangle |L| / 2. \quad (3.17)$$

Таким образом, сопоставление полученных статистических данных интервальных параметров Y_{Fe} (при условии $R < -0.6$, по формуле (3.13)) для каждой скважины с результатами вычисления коэффициента трещиноватости выявило семейство корреляционных зависимостей (рис. 3.1). Причем, все группы средних интервальных параметров обладают обратной пропорциональной логарифмической связью с трещиноватостью. Что является подтверждением соответствия действительности уравнений (3.11-3.13).

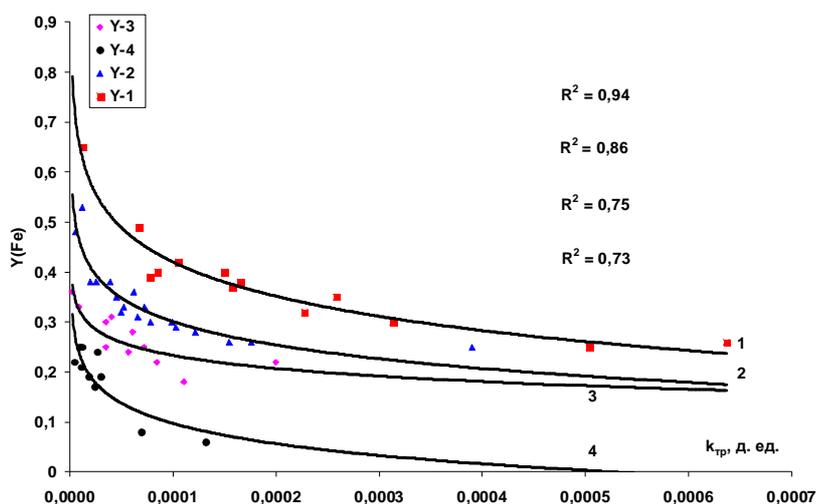


Рис. 3.1. Зависимость среднего статистического интервального параметра (Y_{Fe}) по юрско-меловому комплексу отложений от коэффициента трещиноватости ($k_{тр}$), вычисленного на основании лапласиана отражающего горизонта Π^a территории Томской области.

Однако представляет интерес сопоставление параметров Y вычисленных статистическим, корреляционным методом по формуле (3.13) и теоретическим, определенным согласно уравнению (3.12). Здесь, прежде всего, необходимо найти постоянные значения b_0 и ξ обуславливающие группирование вычисляемых параметров относительно определенной кривой. С этой целью, используя данные материалов ГИС, были определены коэффициенты пористости, глинистости, температура (T) и абсолютные глубины залегания пластов (Z_a) на основании которых вычислялись следующие эквивалентные величины:

- Скорость потока флюидов $u \sim \delta^2 dp/dl \sim \delta^2 \Delta Z$, где δ – раскрытость трещин, dp/dl – градиент давления флюида между источником и стоком миграции, т.е. $\Delta p \sim \Delta Z = \langle Z \rangle - Z_a$.

- Объем пор $V \sim k_n$, плотность флюида $\zeta \approx 1$.

- Показатель m , обусловленный гетерогенной реакцией флюида в первую очередь функционально связан со степенью диссоциации ионов (в данном случае показатель $0 < \gamma < 1$ эквивалентен степени диссоциации), т.е. зависит от температуры пласта следующим образом $m \sim T \exp(-T/20)$.

- Удельная площадь поверхности вычислялась по формуле (3.15).

Итак, на основании применения уравнения (3.11), условия (3.6) и вычисленных эквивалентных параметров определялась средняя теоретическая величина степени преобразования юрско-меловых пластов по скважине:

$$b_i = 1.8 \cdot 10^{-4} k_n \Delta Z / (k_{mp} S h T \exp(-T/20)) \leq 1, \quad (3.18)$$

где средняя глубина залегания источника миграции флюидов исследуемой территории (по всем скважинам) оказалась равна $\langle Z \rangle = 3450$ м. Сопоставление статистического интервального параметра Y_{Fe} с параметром b_i позволило определить четыре логарифмические кривые с постоянными величинами: $b_{01} = 0.69$, $b_{02} = 0.53$, $b_{03} = 0.37$, $b_{04} = 0.31$ и $\xi_1 = 0.062$, $\xi_2 = 0.046$, $\xi_3 = 0.026$, $\xi_4 = 0.035$ (рис. 3.2). Номера кривых (т.е. относимых к ним значений по скважинам) соответствуют номерам рис. 3.1. При подстановке постоянных величин в уравнение (3.12) и вычисления теоретического параметра Y_t , с последующим сопоставлением со статистической величиной Y_{Fe} , была получена одна линейная зависимость с коэффициентом корреляции $R = 0.9$.

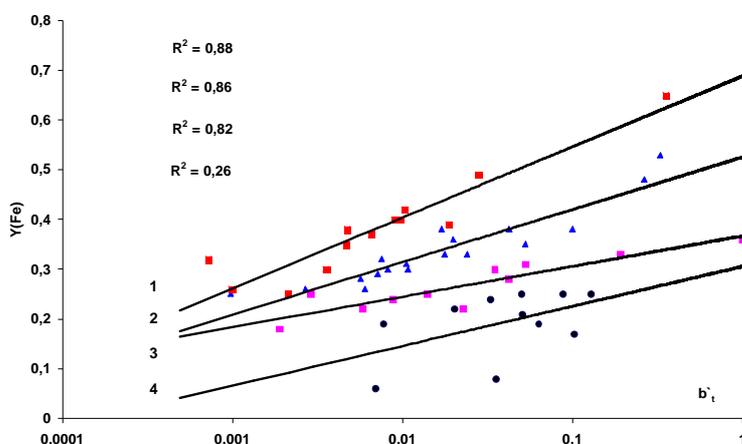


Рис. 3.2. Сопоставление статистического интервального параметра по железу (Y_{Fe}) со степенью вторичного преобразования породы (b_i) обусловленного наложенным эпигенезом.

Если сравнить действующие параметры формул (3.11) и (3.18) то окажется, что постоянная величина ξ для кривой эквивалентна: $\xi \sim [\delta^2 (C^m - C_0^m)]^{-1}$. В свою очередь, отношение $\langle b_{0i} / \xi_i \rangle = 11.2 \pm 1.9$ представляет собой константу. Все это говорит о том, что группирование полученных зависимостей по скважинам происходит вследствие того, что источником физического

влияния на изменения раскрытости трещин и разницу содержания флюидов в порах коллектора может служить один и тот же агент, но с различной степенью воздействия на содержание флюидов и раскрытость. Раскрытость трещин зависит от радиуса кривизны пласта и внутреннего давления. Разница содержания флюидов до вступления в реакцию и после ее прохождения зависима не только от давления поступающих растворов, но и от раскрытости трещин, степени химической активности, пористости коллектора. По всей видимости, нелинейная зависимость данного произведения от совокупности перечисленных факторов приводит к появлению повышенной плотности распределения интервального параметра для выборки таких скважин, где множители величины ξ значительно компенсируют друг друга. Например, с увеличением давления раскрытость трещин и температура пласта увеличиваются, это приводит к различному влиянию на параметры C и m , что, в свою очередь, может привести к уменьшению разности, компенсирующей увеличение δ^2 , следовательно ξ – величина, стремящаяся к const.

Анализ полученных результатов и зависимостей позволил объяснить появление различных кривых на рис. 3.1 и 3.2. Например, кривая 1 отражает невысокую раскрытость трещин, при самом низком обусловленном показателе гетерогенной реакции (т.е. $m_1 = 2.4 \cdot a$, a – const, где сам показатель реакции (степень диссоциации) максимальный $\gamma = 1 - a \cdot 2.4$). Для двух следующих кривых обусловленный показатель возрастает ($m_2 = 3.4 \cdot a$, $m_3 = 3.7 \cdot a$), с незначительным повышением раскрытости трещин. Последняя группа скважин характеризуется очень низкой степенью диссоциации ионов и высоким разбросом раскрытости трещин. Отсюда и значительный разброс выборочных значений Y . Этот факт объясняется, с одной стороны, способностью углеводородов «консервировать» процессы растворения и переотложения пород. Где в результате вторичных преобразований породы, приводящих к ее пластической деформации, заполненные УВ пустоты продолжают сохранять связанность и препятствуют снижению проницаемости в отличие от тупиковых пор с остаточной водонасыщенностью (т.н. закономерность Чепикова) [54]. С другой стороны, в

эту группу вошли малоперспективные скважины с точки зрения их продуктивности. Они оказались как с высокой раскрытостью трещин, так и с «залеченной» трещиноватостью. Видимо, это обусловлено отсутствием в районе миграции флюидов надлежащих структурных ловушек, в которых время преобразования вещества соответствовало бы времени миграции.

3.3. О соответствии интенсивности процесса наложенного эпигенеза количеству преобразованного вещества.

Рассмотрим возможность сопоставления содержания эпигенетически образованного вещества с интенсивностью вторичного процесса. Для этого, на основании введенного определения интенсивности процесса наложенного эпигенеза (3.2) осуществим аналитические преобразования данной формулы. Это нужно сделать вследствие того, что исследуемое (измеряемое) содержание вторичного вещества Q' согласно зависимостям (3.3 и 3.4) необходимо связать с интенсивностью эпигенетического преобразования, вычисленного по формуле (3.16).

Пусть $A = \Delta\tau / (\Delta t S)$ и $F = \Delta Q(g)$, тогда уравнение (3.2) перепишем как:

$$AFQ' = I + AFQ_0. \quad (3.18)$$

Рассмотрим второй член правой части данного уравнения. Произведение AFQ_0 будет представлять собой начальную интенсивность образования. В свою очередь, если вторичное вещество образовывалось только с момента начала наложенного эпигенеза, то с увеличением параметра A обратно пропорционально уменьшается величина F . Происходит некая компенсация изменений этих величин. Данное замечание можно обосновать следующим образом, параметр F характеризует изменение измеряемой физической величины $dQ_i(g)$, где в результате химических преобразований породы измеряемая величина отражает изменение значимости преобразования, т.е. dA – изменение параметра наложенного эпигенеза. Например, в процессе углекислотного метасоматоза калиевые полевые шпаты пелитизируются с последующим образованием каолинитов и свободных ионов, при этом ионы

калия диффундируют в поверхностный глинистый слой, повышая тем самым плотность зарядов и электрическую проводимость породы (измеряемую величину). Поэтому, изменение содержания калия в породе пропорционально изменению электрической проводимости, а показатель преобразования вещества пропорционален параметру наложенного эпигенеза, т.е. $g \sim A$. И, в этом случае, при $Q_0 - const$ второй член можно нормировать на единицу, т.е. $AFQ_0=1$ [д.ед.·м]. В результате получаем относительный параметр количества образованного вещества:

$$q = Q' / Q_0 = I + 1. \quad (3.19)$$

Естественно, данный параметр меняется по глубине на некую величину dq , поэтому определим среднее значение изменения этого параметра относительно количества вещества Q' в исследуемом интервале. Для этого используя равенство (3.19) возьмем интеграл:

$$\langle q \rangle = \int \frac{dq}{Q'} = \beta \ln(I + 1) \pm C, \quad (3.20)$$

где $\beta = 1/Q_0 = AF$. В итоге обретаем зависимость среднего количества эпигенетически образованного вещества по исследуемому интервалу от натурального логарифма средней интенсивности процесса наложенного эпигенеза. Очевидно, что величины констант β и C связаны с определенным эпигенетическим процессом, т.е. по величине, для каждого вторично образованного минерала, они будут отличаться. Это обусловлено различием в скорости химических реакций.

Рассмотрим три основных эпигенетических процесса, проходящих в песчаниках меловых и юрских отложений юго-востока Западной Сибири. Это пелитизация полевых шпатов, вторичная карбонатизация и каолинизация. Основные процессы достаточно подробно исследованы во второй главе, но все же, имеет смысл напомнить соответствующие корреляционные зависимости относительно перечисленных процессов.

Как было отмечено выше, в результате пелитизации калиевых полевых шпатов образуются пелиты, которые в свою очередь каолинизируются с

образованием катионов калия и т.д. В таком случае, если между содержанием калия и УЭС выборочных значений материалов ГИС исследуемого песчаного интервала наблюдается отрицательная корреляция, то можно со значительной долей вероятности говорить о вторичной пелитизации. С увеличением интенсивности процесса пелитизации увеличивается содержание вторичных пелитов в песчаниках.

Вторичная карбонатизация определяется на основании положительных корреляционных зависимостей выборочных значений карбонатности и МСП. Положительная регрессия пористости и МСП (глинистости) обусловлена вторичной каолинизацией.

Итак, определив интенсивность данных процессов в песчаных коллекторах по уравнению (3.16), на основе вычисленных параметров статистических связей материалов ГИС и определенной константы ξ в зависимости от трещиноватости (проницаемости) (по рис. 3.2), можно сопоставить полученные величины $Ln(I+1)$ с результатами петрографических исследований керна на предмет содержания вторичных минералов. Сопоставление позволит выявить граничные значения интенсивности процессов и определить константы линейных зависимостей.

Если интенсивность исследуемых процессов не велика, то и содержание вторичных минералов незначительно. В этом случае статистический разброс вычисляемых параметров относительно их средних значений будет велик. Поэтому при сопоставлении вычисляемого количества с содержанием минералов, определенных лабораторным методом, их положительная линейная корреляция проявится с момента соответствия относительных дисперсий теоретического и лабораторного методов. Этот момент будет отражать величину граничного значения интенсивности определенного эпигенетического процесса.

Покажем достоверность проведенного анализа на примере сопоставления результатов петрографических исследований каменного материала с результатами статистического анализа материалов ГИС. Результаты

петрографических исследований шлифов 58 образцов керна песчаных отложений юры на предмет количественных содержаний вторичных карбонатов (сидериты, кальциты), каолинитов, пелитов (совокупность вторичных глинистых минералов) и проницаемости были любезно предоставлены кафедрой «Геологии и разведки полезных ископаемых» НИ ТПУ. Всего исследовано 22 песчаных интервала по материалам ГИС 4-х скважин Томской области (Восток 1, 3; Южно-Пыжинская 1; Западно-Тымская 1). Результаты анализа шлифов усреднялись по исследуемым интервалам (от 2 до 6 образцов).

Каждый выделенный песчаный интервал интерпретировался на основе статистических исследований материалов ГИС, в результате чего по уравнению (3.16) вычислялись интенсивность изучаемого процесса и логарифм интенсивности $Ln(I+1)$. Затем были проведены сопоставления результатов лабораторных исследований содержания минералов с результатами интерпретации. Оказалось, что положительные корреляции между теоретическими и лабораторными исследованиями наблюдаются для карбонатов и пелитов с коэффициентами: $R_{карб}=0.86$; $R_{пел}=0.75$. Для каолинитов такой высокой положительной зависимости обнаружено не было. Анализ результатов статистических исследований показал, что для многих интервалов отсутствовала положительная регрессия пористости и МСП. Это связано с сильной зависимостью МСП с вторичными карбонатами. Поэтому, вместо МСП для статистического анализа по материалам ГИС (ГК, ПС) была определена глинистость. После чего был проведен повторный статистический анализ пористости и глинистости, и на основании сопоставления полученных результатов $Ln(I+1)$ с лабораторными анализами, определена положительная регрессия с коэффициентом корреляции: $R_{каоол}=0.7$.

На рис. 3.3 показаны результаты сопоставлений содержаний вторичных карбонатов и пелитов с логарифмом интенсивности эпигенетических процессов выше следующих граничных значений: для пелитов – $Ln(I+1)>1$; для карбонатов – $Ln(I+1)>0.1$. Для каолинизации граничная величина –

$\ln(I+1) > 0.11$. Полученные линейные зависимости соответствуют уравнению (3.20), что является полным подтверждением действительности используемой статистической методики интерпретации.

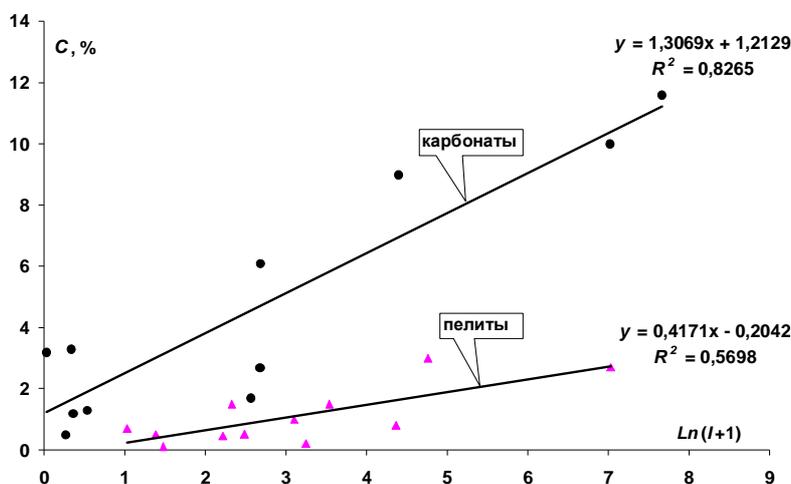


Рис. 3.3. Сопоставление средних содержаний классов вторичных минералов по песчаному интервалу с логарифмом интенсивности эпигенетических процессов.

Определены константы линейного уравнения (3.20) для следующих эпигенетических процессов: *вторичная карбонатизация* – $\beta=1.3$ и $C=1.2$ при $R_{карб}=0.9$; *вторичная пелитизация* – $\beta=0.4$ и $C=-0.2$ при $R_{пел}=0.75$; *вторичная каолинизация* – $\beta=0.56$ и $C=1.9$ при $R_{каол}=0.78$. Здесь мы видим, что производная концентрации вторичных минералов по логарифму интенсивности эпигенетических процессов больше всего для каолинитов и меньше для пелитов. Это подтверждает факт сильного влияния изменения интенсивности наложенного эпигенеза на изменения содержаний каолинитов и вторичных карбонатов.

Что бы воспользоваться полученными константами в уравнении (3.20), содержания вторичных веществ должны превышать их следующие критические величины: по карбонатам – $q_{карб} > 1.2$; по пелитам – $q_{пел} > 0.2$; по каолинитам – $q_{каол} > 1.9$. Эти величины достаточно близки к величинам граничных значений содержаний веществ, при вычислении граничной интенсивности процессов.

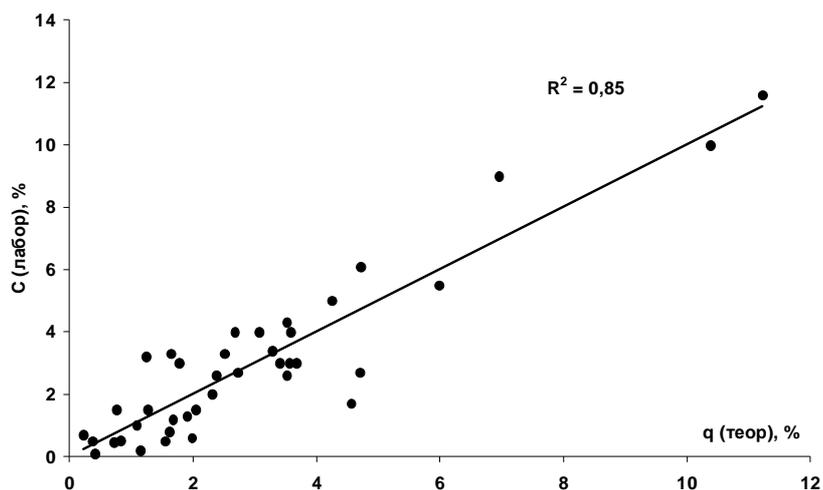


Рис. 3.4. Сопоставления теоретических (статистических) вычислений с лабораторными исследованиями шлифов зерна песчаных пластов средних содержаний вторичных каолинитов, пелитов и карбонатов.

Воспользовавшись уравнением (3.20) с определенными константами и условием граничных значений логарифмов интенсивности были вычислены средние содержания вторичных классов минералов исследуемых интервалов. Получена хорошая сходимость между теоретическим вычислением концентраций по материалам ГИС и лабораторным анализом зерна с коэффициентом корреляции $R=0.92$ (рис. 3.4). Из генеральной выборки в 66 значений выше граничных величин оказалось 39 выборочных значений, что соответствует 59% от их общего числа. Можно сказать, что приблизительно ~60% изучаемых минералов в исследуемых пластах связаны с процессами наложенного эпигенеза.

Известно, что для различных химических процессов константа скорости реакции может отличаться на порядки. С увеличением скорости реакции время преобразования уменьшается с синхронным ростом количества преобразованного вещества. Отношение прироста содержания вторичного вещества к приросту интенсивности процесса для различных реакций может сильно отличаться, соответственно различно их отношение содержания вещества к интенсивности рассматриваемых процессов.

Например, для средних содержаний вторичных веществ по 22 интервалам рассматриваемых скважин были определены средние содержания веществ и интенсивности эпигенетических процессов, а также отношение содержания к интенсивности, т.е. $\langle C/I \rangle$ – чувствительность содержания вещества к процессу наложенного эпигенеза (табл. 3.1). Заметно, что каолиниты в 15.6 раз чувствительней пелитов. Хотя интенсивность вторичной пелитизации в 4.7 раза выше интенсивности процесса каолинизации.

Таблица 3.1
Соотношение содержания вещества и интенсивности процессов наложенного эпигенеза.

Вторичный процесс	$\langle C \rangle$, %	$\langle I \rangle$, д.ед.*м	$\langle C/I \rangle * 10^{-4}$, 1/м
каолинизация	2.3	3.0	76.6
пелитизация	0.7	14.2	4.9
карбонатизация	3.4	14.9	22.8

Если среднюю чувствительность по скважинам расположить в зависимости от расстояния до ближайшего тектонического разлома, то можно обнаружить, что с приближением скважины к разлому экспоненциально уменьшается чувствительность всех трех процессов. Причем, различие в чувствительности каолинитов к пелитам на расстоянии 500 м до тектонического нарушения составляет $\sim 10^4$ [1/м]. В свою очередь, как интенсивность, так и содержание веществ экспоненциально увеличиваются с уменьшением расстояния до разлома. Это связано с повышением проницаемости и соответствующей концентрации мигрирующих флюидов. Однако, с уменьшением скорости миграции увеличивается время течения флюида и степень преобразования вещества на поверхности раздела фаз. Неравенство (3.6) сохраняется длительное время, в результате чего содержания вторичных веществ успевают «откликаться» на любые незначительные перемены окислительно-восстановительного потенциала среды. Что и повышает чувствительность содержания вещества к процессу наложенного эпигенеза.

Во второй главе был введен параметр R^2Y – статистическая интенсивность вторичных процессов. Как было показано, данный параметр имеет положительную регрессию с содержанием каолинитов и гидрослюд. Очевидно, что он будет корреляционно связан и с рассматриваемой

интенсивностью I . Прежде всего, это обусловлено наличием данных множителей в уравнении (3.16), при $\mu \sim R$ получаем $|I| \sim |R| \exp(Y - \text{const}) \sim \exp(R^2 Y)$. Эквивалентность возможна при условиях: $R^2 Y > 0$ и интервальной статистике (т.е. выборка из средних значений интервальных параметров по скважине определяется иной эквивалентностью).

Сопоставления выборочных данных параметров $R^2 Y$ исследуемых интервалов с интенсивностью эпигенетических процессов I для пелитов и вторичных карбонатов показало их положительную регрессию с коэффициентом корреляции $R \approx 0.65$, а для каолинитов – $R \approx 0.72$. При отсутствии данных по проницаемости (трещиноватости), с соответствующей невозможностью определения величины ξ и вычисления интенсивности по формуле (3.16), а также для грубой оценки интенсивности можно воспользоваться результатами вычисления параметра $R^2 Y$.

Итак, при условиях $x = R^2 Y > 0$ и интервальной статистике для пелитов и карбонатов можно записать эмпирические регрессионные зависимости:

$$I_{\text{пел}} = 0.86 \exp(6.6x) \text{ с } R_{\text{пел}} \approx 0.67; I_{\text{карб}} = 0.041 \exp(13.4x) \text{ с } R_{\text{карб}} \approx 0.64.$$

Практически получается, что $I \approx b \cdot \exp(a \cdot R^2 Y)$, где $a, b - \text{const}$. В итоге подставив в уравнение (3.20) эмпирическую зависимость интенсивности эпигенетического процесса от параметра $R^2 Y$, мы вычисляем среднее содержание вторичного вещества через статистический параметр:

$$\langle q \rangle \approx \beta \text{Ln}(b \cdot \exp(a \cdot R^2 Y) + 1) + C. \quad (3.21)$$

Если ограничиться критической величиной $R^2 Y_{\text{max}} \leq 0.5$, то формулу (3.21) для *вторичных каолинитов* можно выразить через эмпирическую зависимость:

$$\langle q \rangle \approx 0.5 \text{Ln}(0.002 \exp(40 \cdot R^2 Y) + 1) + 1, [\%]. \quad (3.22)$$

В этом случае формула (3.22) может пригодиться для расчета концентраций, если есть уверенность в присутствии данных веществ образованных в результате наложенного эпигенеза в исследуемом интервале песчаного пласта.

3.4. Выводы.

Сформулированное определение интенсивности процессов наложенного эпигенеза позволило обосновать закономерное применение корреляционных связей выборочных данных материалов ГИС для решения не столько петрофизических, сколько геохимических задач при поиске и разведке запасов нефти и газа.

На основе предлагаемой методики в песчаниках, используя только материалы ГИС, можно вычислять интенсивности таких процессов наложенного эпигенеза как пиритизация, каолинизация, вторичная карбонатизация, пелитизация калиевых полевых шпатов. Если определить распределение интенсивности процесса в нескольких десятках песчаных пластах вдоль разреза скважины, то можно вычислить градиент исследуемых эпигенетических процессов по глубине. Причем, проведя вычисления по другим близкорасположенным скважинам можно этого градиент распределить по площади и вычлнить вероятное местонахождение разломов и флюидопроницаемых толщ.

В свою очередь, знание средней интенсивности эпигенетического процесса позволяет определять среднее содержание вторичных веществ исследуемого интервала, обусловленных данным процессом. Это способствует решению литолого-петрографических и геохимических задач на основе материалов ГИС.

Очевидно, что с увеличением расстояния от скважины до разлома интенсивность вторичных процессов будет уменьшаться до критического расстояния. Но при достижении граничной величины на изменение интенсивности в большей степени будет оказывать влияние изменение трещиноватости. В свою очередь, от трещиноватости зависит и содержание поступающих флюидов, что может привести к изменению времени преобразования породы. В итоге получаем интенсивность процессов с ковариантными временными параметрами обратной связи.

Так же при изменении pH среды меняется и время преобразования, но уже без изменения времени течения.

Итак, получаем два условия устойчивого положения интенсивности метаморфизма (накопление и растворение содержания минералов) – ковариантное, обуславливающее стабильность геохимического процесса и параметрическое, определяющее равновесие процесса. Из термодинамики процессов понятия стабильности и равновесия означают компенсацию противодействием процессов, идущих во внешней среде изменению процессов внутренней системы.

Определение интенсивности вторичных процессов, связанных с образованием поверхностной анионно-катионной проводимостью с соответствующим понижением электрического сопротивления пласта, позволяют выделять низкоомные пласты насыщенные углеводородами, пропущенные в случае традиционной интерпретации данных ГИС.

В свою очередь, метаморфизм горной породы может определяться не только наложенным эпигенезом, что предполагает дальнейшее изучение корреляционных зависимостей выборочных комплекса ГИС и их связь с катагенез-диагенетическими процессами.

Таким образом, применение данного вида статистического анализа, при минимальных затратах на базе старых каротажных диаграмм, позволяет получать новую достоверную информацию о нефтегазонасыщенности исследуемых пластов и геохимических процессах, выявляющихся в зонах расположения скважин.

4. ГЕОХИМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НИЗКООМНОГО КОЛЛЕКТОРА И СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРАЩЕННОГО УЭС НА ПРИМЕРЕ НИЗКООМНЫХ ПЕСЧАНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.

4.1. Обзор работ и проведенных исследований, связанных с низкоомными коллекторами.

Впервые с проблемой низкоомных коллекторов геофизики столкнулись в конце 80-х годов прошлого века. Когда в результате интерпретаций каротажных диаграмм, юрские нефтенасыщенные пласты геофизики определяли как водонасыщенные коллекторы. Петрофизические и литологические исследования керн, на предмет обнаружения причин повышения электропроводности пород показали, что окислы титана, сульфиды (пирит, пирротин) и гидроокислы железосодержащих минералов понижают УЭС низкоомных пластов [30, 31, 38, 39, 144].

В свою очередь, изучение причин низкоомности верхнеюрских и нижнемеловых отложений Оленьего, Онтонигайского, Катальгинского, Западно-Крапивинского, Северного, Первомайского, Даненбергского и многих других месторождений Томской области позволило выделить условия влияния твердой фазы породы на электрическое сопротивление пласта [130, 136]. Авторы неоднократно подчеркивают, что влияние железосодержащих минералов на УЭС возможно только при их значительном количестве (> 5%) и определенном распределении в объеме породы. Также, в другой работе был назван комплекс не учитываемых геофизиками факторов, влияющих на электрическое сопротивление пласта [132]. Это качественное и количественное содержание и распространение глинистой компоненты в породе, наличие проводящих минералов, текстура и структура породы, размеры и форма зерен и пор. Их влияние может оказаться весьма значительным, но по материалам ГИС определить их степень воздействия порой не представляется возможным.

Уже в следующей статье авторы описали исследования низкоомных коллекторов горизонта Ю₁ васюганской свиты в пределах одного из участков ОАО «Томскнефть» [131]. Проведенные многопрофильные исследования позволили им обозначить следующие общие причины появления низких УЭС в продуктивных горизонтах:

- условия осадконакопления, предопределяющие состав аутигенных минералов и цемента пород;
- диагенетические и катагенетические преобразования акцессорных минералов и цемента;
- характер переслаивания разностей коллектора;
- глинистость песчаников;
- особенности распределения глинистых минералов;
- характер распределения токопроводящих минералов;
- распределение переходных зон нефтеностности в зависимости от ФЕС пласта.

В результате петрофизического изучения каменного материала авторы обнаружили прямо пропорциональную связь остаточной водонасыщенности с алевролитовой фракцией и удельной поверхностью. На основании этих данных был сделан вывод о влиянии остаточной водонасыщенности (обусловленных наличием таких глинистых минералов как монтмориллонит, вермикулит, глауконит, хлорит) на УЭС пластов.

Ряд авторов связывают появление низкоомных интервалов с увеличением содержания связанной воды (остаточной водонасыщенности) в результате преобразования полевых шпатов в глинистые минералы, повышающие сорбционную способность среды [10, 12, 55, 130].

Влияние глинистости на электрическое сопротивление песчаных коллекторов рассмотрено в работе А. С. Ошлаковой, на основе анализа каротажных диаграмм как низкоомных, так и типичных продуктивных интервалов 330 скважин Катайгинского месторождения и результатов их

испытаний [101]. Показано, что низкоомные интервалы имеют более низкую пористость и значительную глинистость.

В терригенных отложениях месторождения Каракудук Западного Казахстана причину низкоомных интервалов объясняют поверхностной проводимостью глинистых прослоев [15].

В штатах Луизиана и Арканзас США, в маломощных песчаных русловых отложениях через 50 лет эксплуатации ранее открытых месторождений были обнаружены низкоомные пласты [6]. Причиной понижения удельного сопротивления продуктивных горизонтов явились глинистые пропластки.

В работах А. В. Теплоухова и др. причиной понижения УЭС называется связанная вода в глинистой фракции, а также текстурно-структурные особенности песчаных пород [121, 122]. Достаточно подробно в статьях М. Ю. Зубкова описан механизм образования связанной воды при межслоевой проводимости, обусловленной присутствием в трехслойных глинистых минералах минерализованной воды с высокой концентрацией катионов [38, 39]. Выделяются и другие причины понижения сопротивления, а именно:

– Значительные содержания пиритов и минералов, содержащих двухвалентное железо причем, в этот список включен сидерит. Хотя этот карбонатный минерал не может служить причиной уменьшения УЭС, потому что его электрическая проводимость на порядок ниже проводимости водонасыщенных глинистых минералов, составляющих основную проводимость породы при ее УВ насыщении.

В 1974 году вышла статья Е. И. Леонтьева и др., где на основе результатов петрофизических исследований керна показано, что при концентрации раствора менее 0.3-0.5 н УЭС связанной воды глинистой поверхности ниже сопротивления раствора [55]. Это приводит к понижению параметра пористости, при повышении глинистости. В свою очередь, при концентрации раствора более 0.5 н электрическое сопротивление связанной воды становится ниже сопротивления раствора, что и приводит к повышению УЭС пласта при увеличении глинистости.

Так и в работе В. Г. Виноградова приводятся обоснованные доказательства, что УЭС образцов полиминеральных песчаников (250 образцов), при одинаковой пористости и УЭС пластовой воды 0.065 Ом·м (1.036 н), повышается с увеличением содержаний каолинита и хлорита [12].

В кандидатской диссертации О. Г. Никифоровой показано, что вторичные процессы в нефтенасыщенных терригенных интервалах могут послужить причиной значительных изменений минерального состава пород приводящих не только к сульфатизации и пиритизации, но и к образованию галита и интенсивному засолонению пласта [98, 99]. Это может явиться причиной понижения электрического сопротивления породы. Здесь же отмечается, что по данным авторов А. С. Дзонн и А. Д. Дзюбло генерация удлиненно-пластинчатой гидрослюды приводит к спутано-волокнутой структуре порового пространства с соответствующим уменьшением радиуса пор и увеличением их удельных поверхностей, понижающих УЭС породы.

О.Г. Зарипов и В. П. Сонич в 2001 году также указывали на то, что электрическое сопротивление породы зависит не только от ее структурно-морфологических особенностей, но и от степени и характера вторичных изменений [37]. Одной из причин понижения УЭС в продуктивных полимиктовых песчаниках авторы называют процесс крустификации хлорита по стенкам пор, увеличивающего водоудерживающую способность коллектора. В итоге при формировании залежи в нефтенасыщенной породе образуется электропроводящий слой (10-15 % объема межзерновых пустот). Это явление было обнаружено в песчаниках пласта БВ₈ Повховского месторождения. В свою очередь, в нефтенасыщенных коллекторах горизонта Ю₁ Грибного и Восточно-Придорожного месторождений понижение сопротивления связывают с титанисто-железистыми минералами.

На примере Западно-Катальгинского месторождения низкоомного пласта Ю₁ Е. А. Евдокимовой были проведены исследования по вычислению приращенного УЭС, в зависимости от содержания пиритов [28]. Сопоставления откорректированного УЭС с результатами опробования интервалов

подтвердили результативность предлагаемой методики в случае пиритизации коллектора.

В карбонатных коллекторах низкоомные интервалы могут быть обусловлены литологическим фактором [17]. Как пишут авторы, при определенных условиях углеводороды заполняют трещины коллектора, а раствор воды его поры. В этом случае удельное сопротивление пласта будет соответствовать водонасыщенному, а при испытании пласта по трещинам пойдет нефть.

Ряд зарубежных авторов понижение удельного электрического сопротивления связывают с присутствием в породе трехслойных глинистых минералов, содержащих межслоевые катионы [141-143]. Пирсон С. Дж. отмечает, что иллит понижает сопротивление УВ насыщенного пласта [105]. Грим Р. Э. в монографии «Минералогия и практическое использование глин» указывает на то, что иллит и хлорит в дегидратированном состоянии, по своим свойствам уменьшают УЭС породы, соизмеримы с монтмориллонитом. Это связано с повышенной способностью калия и магния, при дегидратации, переходить в ионную форму [20].

Таким образом, отечественные и зарубежные исследователи такое явление как низкоомные интервалы в терригенных пластах связывают с влиянием электропроводящих минералов и структурно-морфологическим, т.е. геометрическим фактором. Однако никто из вышеприведенных авторов не рассматривал первопричину проявления низкоомности. В первую очередь, для глинистых минералов, данное явление (понижение УЭС) обусловлено увеличением плотности зарядов и их подвижности в двойном электрическом слое. Это возможно при метаморфизме (наложенном эпигенезе) породы во время поступления флюидов и изменения окислительно-восстановительных условий среды. В результате геохимических реакций в раствор поступают свободные катионы, диффундирующие и адсорбирующие в двойной слой глинистых минералов тем самым увеличивая плотность зарядов ДЭС, а при

замещении на катионы с меньшей валентностью – и их подвижность [11, 19, 129].

Итак, исследуем природу низкоомности в рамках ее геохимической модели.

4.2. Теоретическое обоснование образования низкоомного коллектора.

Проводимость электрического тока в горной породе обусловлена наличием ионов в растворе и в двойном электрическом слое глин, а также электронами и дырками в проводниках и полупроводниках твердой фазы породы. Вместе с тем в песчаниках-коллекторах доминирует ионная проводимость, а ее величина определяется, главным образом, характером насыщения, пористостью, фазово-минеральным составом породы, ее текстурно-структурным строением, температурой и давлением.

Выделяют три типа электрических токов:

- 1) сквозной ток проводимости;
- 2) абсорбционный (связанный с релаксационной поляризацией);
- 3) емкостной (ток смещения) [8, 44].

В постоянном электрическом поле измеряют сквозной ток i , а абсорбционный и емкостной токи практически равны нулю. Поэтому, используя закон Ома, удельное электрическое сопротивление образцов породы можно описать следующим выражением [8, 40]:

$$\rho = S\Delta U/(il) = \psi S/l,$$

где S – сечение образца, ΔU – разность потенциалов (напряжение), l – длина образца, ψ – электрическое сопротивление.

В скважных условиях истинное УЭС пласта определяют по результатам различных электрических методов, таких как боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК) и микрозонд. При отсутствии проникновения бурового раствора истинное УЭС можно определить обычным зондом, после введения поправок на мощность

пласта. Но если буровой раствор сильно минерализован и порода имеет большое сопротивление, то УЭС определяют по данным БКЗ. В случае сухих скважин и низких сопротивлений истинное УЭС определяют по ИК [40].

В настоящей технологии, как правило, применяются результаты измерения двухметрового градиент зонда. Между парными приемными электродами N и M измеряют разность потенциалов при постоянном токе питающего электрода A . Получается, что кажущее УЭС записывается по формуле [40]:

$$\rho = k\Delta U/i,$$

где k – коэффициент, зависящий от расстояния между электродами в зонде и он равен: $k=4\pi AN \cdot AM/NM$. Разность потенциалов определяет кажущее УЭС породы.

Рассмотрим теоретический вывод данного равенства. В однородной изотропной среде на поверхности сферы радиуса r плотность тока определяется согласно дифференциальному уравнению [26]:

$$J = E/\rho = -\rho^{-1}dU/dr,$$

где E – вектор напряженности электрического поля. В свою очередь, плотность тока зависит от площади поверхности сферы $4\pi r^2$, поэтому запишем [26]:

$$j = i/4\pi r^2.$$

В этом случае дифференциал потенциала электрического поля искусственного источника

$$dU = -\rho i/4\pi r^2 \times dr,$$

$U = \int dU = -\rho i/4\pi \int dr/r^2$, при $r \rightarrow \infty$, $U = 0$, следовательно постоянная интегрирования также равна нулю. Выражение для потенциала, созданного точечным электродом, имеет вид [26]:

$$U = \rho i/4\pi r.$$

Здесь имеем разность потенциалов между любыми точками изучаемого пространства: $\Delta U = \rho i/4\pi(1/r_1 - 1/r_2)$. Обозначим $\Omega = (1/r_1 - 1/r_2)$ и запишем [26]:

$$\Delta U = \Omega \rho i / 4\pi,$$

$$\rho = X \Delta U / i, \text{ где } X = 4\pi / \Omega.$$

Таким образом, измеряя разность потенциалов электрического поля исследуемого пласта в разрезе скважины между двумя точками r_1 и r_2 и постоянную силы тока, можно определить кажущееся сопротивление пласта. В силу того что фактическая среда не может быть однородной и изотропной, измеренное УЭС не является истинным. Соответственно, кажущееся сопротивление от «истинного» будет отличаться отношением плотности токов в неоднородной и однородной средах.

На показание БКЗ влияют скважина, вмещающие породы и проникновение фильтрата бурового раствора. После учета их влияния, измерения температуры пласта и минерализации воды определяют истинное сопротивление породы. Но иногда «истинное» УЭС не соответствует действительности. Например, присутствие пирита в больших концентрациях при замкнутой электрической цепи может значительно понизить электрическое сопротивление породы, а его вклад в электрическую проводимость невозможно учесть при стандартной технологии интерпретации ГИС [30]. В итоге мы получаем низкоомный коллектор, продуктивный по сути, но интерпретируемый геофизиками как водонасыщенный.

Рассмотрим основные, в известном смысле традиционные факторы, влияющие на электрическое сопротивление горной породы. Важнейшее влияние на сопротивление оказывает жидкая фаза (флюиды) среды. Известно, что электросопротивление нефти очень высокое (до 10^{14} Ом·м). В свою очередь, сопротивление поровой воды может меняться в больших пределах в зависимости от минерализации и температуры. Это связано со следующей зависимостью [140]:

$$J = nev,$$

где n – число носителей заряда в единице объема, e – заряд, v – средняя скорость теплового движения заряда, зависящая от температуры, массы и длины свободного пробега. Связь с температурой флюида объясняется

изменением вязкости поровой воды и гидратацией ионов ее электролита, увеличивающая их подвижность, а также чем больше количество зарядов, т. е. чем более минерализована вода, тем меньше сопротивление породы [44]. Средняя длина свободного пробега в большей степени зависит от структуры порового пространства (извилистости), текстурного строения твердой фазы и ее температуры. Твердая фаза обычно полиминеральная и делится на диэлектрики (кварц, полевой шпат и др.) и электропроводящие минералы (пирит, глауконит и др.). В зависимости от их долевого содержания меняется сопротивление породы. В случае двухкомпонентной модели породы с различной укладкой включений, как показали вычисления, удельное сопротивление зависит от типа укладки (кубической, эллипсоидной, игольчатой) включений. В тонкопереслаиваемых слоях удельное сопротивление будет зависеть от направления измерения, т. е. вдоль слоя сопротивление меньше, чем поперек (явление анизотропии).

Поверхностная проводимость двойного электрического слоя вызвана наличием избытка ионов на разделе двух сред – твердой и жидкой фаз [124]. Что характерно, при большой минерализации воды (>30 г/л) электрохимический фактор может увеличить сопротивление породы, при малой минерализации с увеличением ДЭС (т.е. глинистости) сопротивление породы уменьшается [25, 92]. В случае глинистых коллекторов, на изменение электрического сопротивления по вертикали может оказывать сильное влияние измененная емкость катионного обмена, обусловленная геохимической трансформацией минерального состава глин (см. главу 2).

Итак, определив «истинное» УЭС и сравнив его с граничными значениями электрического сопротивления ρ_{gp} исследуемого интервала, геофизики устанавливают его характер насыщения (водонасыщенный, либо нефтегазонасыщенный интервал). Однако невозможность определения содержания электропроводящих минералов исследуемого коллектора, а также их вклад в понижение УЭС ($\Delta\rho$ – *приращение УЭС*) приводит к явлению низкоомности и ошибочной интерпретации в его характере насыщения.

Дадим определение низкоомного коллектора. Низкоомным коллектором называют такой коллектор, который:

- В традиционной интерпретации каротажных диаграмм определяемое УЭС пласта меньше граничного УЭС с признаками УВ, т.е. $\rho < \rho_{gp}$.
- Приращенное УЭС больше нуля, т.е. $\Delta\rho > 0$.
- Сумма приращенного УЭС с «истинным» удельным сопротивлением пласта, определяемого по стандартной методике, больше граничного УЭС ($\rho_D > \rho_{gp}$). Эту сумму ρ_D назовем действительным УЭС.

Точность определения исходных величин удельных сопротивлений нефтегазонасыщенной породы ρ_{nn} , породы при полной насыщенности водой ρ_{en} и сопротивления пластовой воды ρ_w , необходимых при оценке характера насыщенности коллектора, в первую очередь зависят от знания выше перечисленных характеристик горной породы.

Но на практике, по данным интерпретации ГИС, простые малоглинистые нефтеносные коллекторы выделяют без детальных петрофизических и петрографических исследований породы. Применяв зависимость $\rho_{en} = P_n \rho_w$ и параметр пористости согласно равенству Дахнова–Арчи $P_n = a/k_n^g$, где для данного типа коллекторов с определенной цементацией (извилистостью) коэффициенты g , a соответствуют термобарическим условиям залегания пласта, определяют УЭС породы, насыщенной водой [9]. Далее сравнивают значения ρ_n и ρ_{en} . Если $\rho_n \approx \rho_{en}$, то пласт водоносный, при $\rho_n > \rho_{en}$ коллектор нефтегазонасыщен. В этом случае для каждого типа пород, для различной минерализации, глинистости, карбонатности, температуры и давления пласта коэффициенты g и a имеют свои табличные значения. В сущности, они выражают геометрические и электрохимические факторы коллектора.

Рассмотрим нефтеводонасыщенный коллектор с различными типами проводимости, где электрическая проводимость песчаной породы, в основном, задается остаточным раствором воды (объемной проводимостью электролита в породе $1/\rho_w$), а также электрическим слоем глинистой компоненты с ионной

проводимостью $1/\rho_{сл}$. Матрица и углеводороды служат изолятором. При параллельном соединении электропроводящих слоев порового канала получаем измеряемую проводимость (согласно уравнению Б. Ю. Вендельштейна) [9]:

$$1/\rho = (1 - \phi)/\rho_г + \phi/\rho_{сл}, \quad (4.1)$$

где ϕ - доля ДЭС глинистой компоненты в песчаной породе, $(1 - \phi)$ - доля объема канала, занимаемого свободным раствором.

Однако, в уравнении (4.1) сопротивление глинистой компоненты $\rho_{сл}$, обусловленное двойным электрическим слоем (ДЭС), может зависеть еще и от степени геохимического метаморфизма породы, при котором образующиеся ионы, диффундируя и адсорбируясь в ДЭС, повышают его электропроводность.

В главе 2 показано, что в кислых средах ($pH=4-5$) происходит каолинизация, как полевого шпата, так и глинистых минералов. Наряду с растворенной углекислотой гидротермальные воды могут содержать и растворенный сероводород. Вследствие стадийного (в слабокислой среде, через гидротроилит) взаимодействия трехвалентного гидроксида железа с сероводородом в породе образуется пирит [49]. В этом случае проявляется парагенез пирита с каолинитом, что приводит к положительной корреляции между статистическими данными содержания этих минералов.

В щелочной среде, особенно при водонефтяном контакте в процессе наложенного эпигенеза, либо в раннем диагенезе в результате преобразования органического вещества в породе образуются сульфиды (пирит, халькопирит). Вкрапления сульфидов в глинистой компоненте песчаной породы могут значительно понизить общую УЭС пласта. Это обусловлено их низким электрическим сопротивлением, например, для пиритов $\rho_{пир} \sim 10^{-3}-10^{-4}$ Ом·м, что на два порядка ниже УЭС водонасыщенных глин.

Так же исследования различных авторов выявили следующую зависимость - электрическое сопротивление глин прямо пропорционально радиусу капилляра [21]. При замещении грубодисперсной глины на более мелкодисперсную компоненту с уменьшением радиуса капилляров УЭС породы будет уменьшаться. Причем, как правило, емкость катионного обмена

тонкодисперсной глины значительно превышает емкость ее грубой компоненты (например, емкость катионного обмена монтмориллонита порядка 80-150 мг-экв/100 г, а у каолинита – 3-5 мг-экв/100 г). Что может явиться еще одной причиной понижения УЭС породы при неизменной глинистости [79].

Используя только материалы промысловой геофизики, невозможно традиционным способом определить долю вторично преобразованного минерала, соответственно искомую долю порового пространства. К тому же, электропроводящие Fe и K содержащие минералы находятся как в последовательном, так и в параллельном электрическом соединении с поверхностью глинистого слоя. Сам ДЭС с объемом поровой воды подключен параллельно. Поэтому электрическое соединение данных минералов будет смешанным (как параллельным, так и последовательным) (рис. 4.1; 4.2).

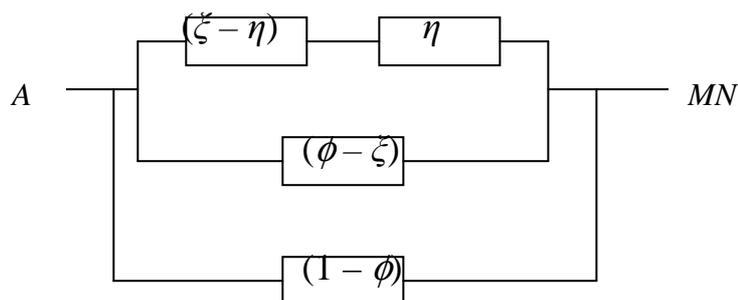


Рис. 4.1. Эквивалентная электрическая схема электропроводящих пород эпигенетически преобразованного песчаника, где A, MN – электроды БКЗ, η – доля высокоэлектропроводящего слоя в объеме смеси, $(\phi - \xi)$ – доля глинистой компоненты вне смеси, $(\xi - \eta)$ – доля глин в смеси, $(1 - \phi)$ – доля объема канала.

Таким образом, в уравнении (4.1) электропроводность глинистого слоя необходимо разделить на две компоненты, параллельно соединенные между собой:

$$\phi / \rho_{сл} = (\phi - \xi) / \rho_{гл} + \xi / \rho_{см}, \quad (4.2)$$

где ξ – доля глинистой смеси с минералами повышенной электропроводности, $\rho_{гл}$ – УЭС массовой (основной) глинистой компоненты, $\rho_{см}$ – УЭС глинистой смеси.

Предлагаемая модель называется геохимической потому, что в основе изменения электрической проводимости пласта лежат процессы метаморфизма породы и геохимических реакций, приводящих к образованию избыточных катионов (и других зарядов), увеличивающих электропроводность пласта.

Параллельное соединение глинистой компоненты и смеси обусловлено, прежде всего, поверхностным преобразованием, при котором вновь образованные высокопроводящие минералы (например, кристифицированный хлорит, либо ДЭС локально обогащенный катионами близко расположенных реорганизованных минералов) распределены на поверхности пор, совместно с первичной неизменной глиной (рис. 4.2). В электрической цепи поверхности твердой фазы породы образуются два параллельных элемента с различным сопротивлением.

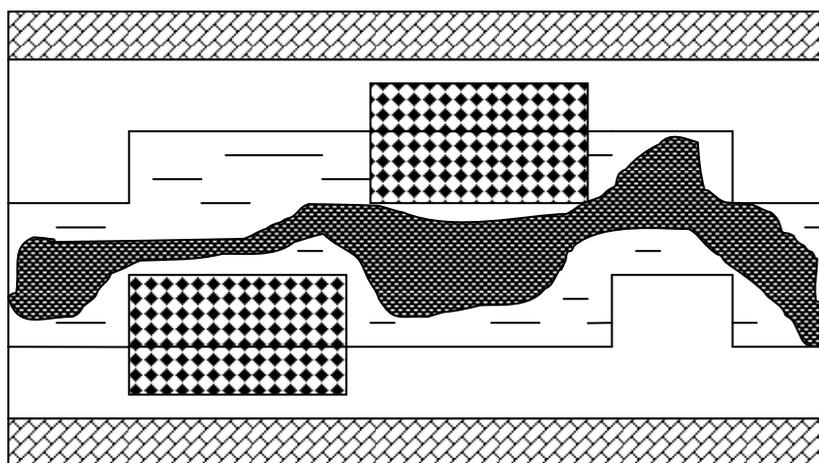


Рис. 4.2. Модель порового канала низкоомного пласта, где
 – матрица,  – поверхностный глинистый слой,
 – геохимически преобразованный слой,
 – вода,  – нефть.

В свою очередь, высокопроводящий слой (минерал) не может быть замкнутым непрерывно в одну цепь. Соединение высокопроводящих минералов происходит через массовую глинистую компоненту (например, вкрапления пиритов в глинистом слое). Поэтому образуется смесь минералов с

высокой и низкой (т.е., соответствующей минерализации раствора) электрической проводимостями последовательного соединения. УЭС смеси будет выглядеть следующим образом:

$$\rho_{см} = \rho_{гг} (\xi - \eta) / \xi + \rho_{вс} \eta / \xi, \quad (4.3)$$

где $\rho_{вс}$ – УЭС высоко – электропроводящего слоя (минерала), η – доля высокопроводящего слоя в объеме смеси.

Итак, подставив зависимости (4.2) и (4.3) в формулу (4.1) мы получим уравнение, описывающее электрическую проводимость водо-минерального состава породы, учитывающее наличие высокопроводящих минералов:

$$1/\rho = (1 - \phi) / \rho_3 + (\phi - \xi) / \rho_{гг} + \xi^2 / (\eta \rho_{вс} + (\xi - \eta) \rho_{гг}). \quad (4.4)$$

Данное уравнение выражает физико-геохимическую модель низкоомного коллектора. Полученную зависимость можно отразить эквивалентной электрической схемой (рис. 4.1). В уравнении (4.4) $(\phi - \xi)$ – доля глинистой компоненты вне смеси, а $(\xi - \eta)$ – доля глин в смеси (очевидно, что $\eta < \xi$). При отсутствии метаморфизма полевых шпатов или глинистого цемента, либо включений пирита в глинистом цементе, сопротивление $\rho_{вс} = \rho_{гг}$ и электрическая схема реорганизуется в обычное параллельное включение УЭС раствора и ДЭС (уравнение (4.4) преобразуется в (4.1)).

При наличии высоко – электропроводящих минералов в твердой фазе породы и условии $\rho_{вс} \ll \rho_{гг}$ получим:

$$1/\rho = (1 - \phi) / \rho_3 + (\phi - \xi) / \rho_{гг} + \xi^2 / ((\xi - \eta) \rho_{гг}). \quad (4.5)$$

На основании зависимости (4.5) можно сделать следующее важное замечание – электропроводность низкоомного коллектора в значительной степени обусловлена не столько концентрацией электропроводящих минералов η , сколько отношением $\xi^2 / (\xi - \eta)$ третьего члена уравнения, отвечающего за неучтенную электропроводность высокопроводящих минералов в низкоомном коллекторе. При малой величине разницы доли глин в смеси (даже при незначительных концентрациях высокопроводящих минералов) величина третьего члена может намного превышать сумму первых двух членов.

Покажем на примере теоретических исследований уравнения (4.5) изменение УЭС водо-минерального состава породы $d\rho$ в зависимости от содержания пиритов и минерализации пласта.

Удельное сопротивление электролита вычисляется по эмпирической зависимости [75]:

$$\rho_e = 0.5M^{-0.79} \exp(75/T), \quad (4.6)$$

где M – минерализация пласта (г/л), T – температура пласта ($^{\circ}C$).

Определим уравнение зависимости УЭС глин $\rho_{zл}$ от минерализации и температуры.

Известно, что электрическая проводимость диффузионного слоя ДЭС записывается следующим образом [140]:

$$1/\rho_{zл} = Fzqu/N_A, \quad (4.7)$$

где F – число Фарадея ($F=96485$ кг/моль), N_A – постоянная Авогадро, z – валентность катиона, u – линейная скорость движения катионов в диффузионном слое, q – концентрация катионов в единице объема ДЭС. Изменение линейной скорости движения катионов в большей мере обусловлена изменением дзета-потенциала диффузионного слоя ДЭС [23, 44]:

$$u = \varepsilon \zeta E / (4\pi\eta),$$

где ε – диэлектрическая проницаемость, ζ – дзета-потенциал диффузионного слоя, E – тангенциальное электрическое поле, η – вязкость раствора. Диэлектрическая проницаемость в основном зависит от влажности породы, соответственно может менять свою величину в зависимости от водонасыщенности, пористости и характера насыщения. Пусть изменение линейной скорости обусловлено переменной величиной дзета-потенциала.

Дзета-потенциал в дифференциальной форме можно получить путем интегрирования объединенного уравнения Пуассона – Больцмана [11, 129]:

$$\zeta = - \sqrt{\frac{kTM}{\varepsilon\varepsilon_0}} \left(\exp\left(\frac{zF\phi}{2kT}\right) - \exp\left(-\frac{zF\phi}{2kT}\right) \right),$$

где k – универсальная газовая постоянная ($k=8.31$ Дж/(моль·К)), T – температура, $^{\circ}K$, M – концентрация электролита в растворе (минерализация,

д.ед.), ϵ_0 – диэлектрическая постоянная ($\epsilon_0=8.85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м), z – валентность катиона, φ – потенциал ДЭС.

Из уравнения дзета-потенциала вытекает, что в пределах исследуемого интервала песчаника, при постоянных температуре, потенциале ДЭС и концентрации электролита дзета-потенциал в большей степени зависит от валентности катионов (с увеличением z , ζ – потенциал резко снижается), и гораздо меньше от диэлектрической проницаемости (при уменьшении ϵ , модуль потенциала снижается как корень квадратный). Например, при $\varphi=50$ мВ, $T=373$ °К и $z=1$ разность $\exp(\frac{zF\varphi}{2kT}) - \exp(-\frac{zF\varphi}{2kT})=1.72$, а при $z=3$ разность $\exp(\frac{zF\varphi}{2kT}) - \exp(-\frac{zF\varphi}{2kT})=10.3$, что в 6 раз увеличивает потенциал диффузионного слоя. В свою очередь, величина изменений диэлектрической проницаемости полимиктовых песчаников (в зависимости от водонасыщенности), как правило, не превышает 2-2.5 раз, т.е. $\sqrt{2.5} \approx 1.6$.

Или, например, сравним численные значения влияния изменений диэлектрической проницаемости среды и валентности заряда на линейную скорость катионов в диффузионном слое. Представим изменения вычисляемых параметров в идеализированном варианте.

Пусть влажность исследуемого песчаного интервала с 50% нефтегазонасыщенностью и температурой $T=100$ °С меняется в пределах 0.1-0.12 д.ед., тогда $\epsilon=5.5$ -6.6 отн. ед. Отношение скоростей катионов возросла $u_{0.12}/u_{0.1}=1.3$. В тоже время, при равных условиях (при постоянной $\epsilon=5.5$ и с замещением двухвалентного магния на ион калия) с переменной валентностью с $z=2$ на $z=1$, отношение скоростей увеличится $u_1/u_2=13$.

Базисную поверхность глинистых минералов (для гидрослюды, монтмориллонита, хлорита) можно рассматривать как потенциалопределяющую, несущую отрицательный заряд, образующийся в результате изоморфных замещений. Величина заряда не зависит от концентраций ионов во внешнем растворе. И в данном случае некомпенсированные катионы являются основным носителем заряда в ДЭС.

Для сколов (особенно у каолинитов) атомы алюминия октаэдрического слоя рассматриваются как потенциалопределяющие и процессы диссоциации соединений алюминия контролируются внешним раствором, т.е. его окислительно-восстановительным потенциалом [23, 100].

Если поверхность слабо заряжена (например, для песчаников $\varphi \sim 25\text{мВ}$), то уравнение диффузионного потенциала в интегральной форме можно упростить до выражения [23, 100]:

$$\zeta = \varphi \exp(-\kappa x), \quad (4.8)$$

где $\kappa = \sqrt{\frac{2(zF)^2 M}{\varepsilon \varepsilon_0 k T}}$, $\chi = 1/\kappa$ – эффективная толщина диффузионного слоя, x –

переменная величина, определяющая расстояние до границ диффузионного слоя. Интегрируя дзета- потенциал от расстояния x (в пределах эффективной толщины) можно определить его усредненное значение.

Преобразуем зависимости (4.7) и (4.8) следующим образом:

$$\rho_{2л} = \text{const}/zqu,$$

$$u \sim \int_0^{\chi} \zeta dx \approx 0.63 \varphi \chi = \text{const} \cdot \chi = \frac{\text{const}}{z} \sqrt{\frac{T}{M}},$$

где в результате подстановки и сокращения z получаем редуцированную формулу для удельного сопротивления электропроводящего поверхностного слоя эпигенетически преобразованного песчаника:

$$\rho_{2л} = \text{const} \sqrt{\frac{M}{T}} / q. \quad (4.9)$$

Если глинистая поверхность не несет в себе высоко – электропроводящей компоненты, то при условии $q=1$ и $\rho_{2л} = \rho_3$ можно определить константу УЭС глин. На основании проведенных исследований [25], при минерализации ~ 30 г/л и температуре $\sim 40^\circ\text{C}$ равенство $\rho_{2л} = \rho_3 \approx 0.22$ Ом·м сохраняется. В таком случае константа в формуле (4.9) равна: $\text{const} = 0.254$.

Итак, покажем изменения УЭС водо-минерального состава породы в присутствии переменной величины (содержания) высоко – электропроводящей компоненты по уравнениям (4.5), (4.6) и (4.9) в зависимости от минерализации

пласта. В уравнении (4.5) доли глинистой компоненты, глинистой смеси и высоко – электропроводящих минералов определялись генератором случайных чисел при следующих условиях: $0.1 < \phi < 0.6$; $\xi < \phi$ и $\eta < \xi$. Температура соответствовала $T=80^0C$, но с различной минерализацией.

Пусть электрическая проводимость водо-минерального состава без высоко – электропроводящей компоненты вычисляется на основе формулы (4.5) при $\eta=0$:

$$1/\rho_0 = (1 - \phi)/\rho_s + \phi/\rho_{эл}.$$

Тогда относительную разницу УЭС породы без учета и с учетом высокопроводящей компоненты можно определить как:

$$d\rho = 100\%(\rho_0 - \rho)/\rho_0, \quad (4.10)$$

а содержание пирита в породе вычислить по зависимости:

$$C_{пир} = 100\% \eta k_n p_{пир} / p_n = 48\% \eta,$$

где k_n – общая пористость породы ($k_n=0.22$ д. ед.), $p_{пир}$ – плотность пирита ($p_{пир}=4.8$ г/см³), p_n – плотность породы ($p_n=2.2$ г/см³). В силу того, что пирит образуется в поровой среде, то он занимает долю порового пространства равную η , а его концентрация в основном зависит от этой доли.

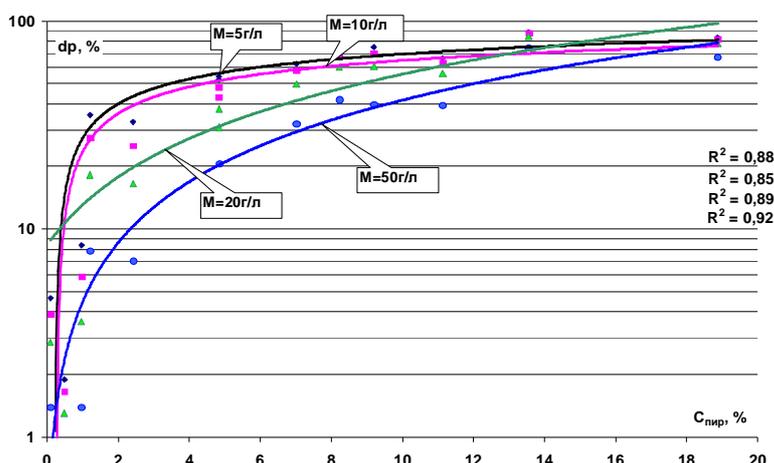
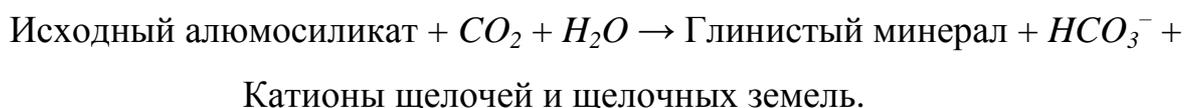


Рис. 4.3. Зависимость изменения УЭС породы (dp) от содержания пиритов ($C_{пир}$) для различной минерализации пласта, M – минерализация пласта, R^2 – коэффициент аппроксимации при минерализации от 5 г/л до 50 г/л.

Результаты теоретического анализа представлены на рис. 4.3. В данном случае мы видим, что при минерализации раствора 5 г/л и незначительном содержании пирита ($C_{\text{пир}}=0.1\%$) УЭС понижается на 4.7%, а при $C_{\text{пир}}=1.2\%$ понижение сопротивления на $d\rho = 35.4\%$. С повышением минерализации влияние электропроводящих минералов уменьшается. Например, при $M=50$ г/л и $C_{\text{пир}}=1.2\%$ относительная разница УЭС – $d\rho = 7.8\%$. На рисунке заметно, что с уменьшением минерализации линейная зависимость $d\rho(C_{\text{пир}})$ трансформируется в логарифмическую с соответствующим увеличением степени влияния на УЭС при низких концентрациях электропроводящих минералов.

При геохимических преобразованиях породы (например, углекислотный метасоматоз) электропроводность ДЭС в локальных пространственных областях может увеличиться в несколько раз, вследствие увеличения количества катионов в диффузионном слое. А в силу того, что содержание глинистой компоненты в породе достаточно велико, то и его влияние на понижение УЭС будет сравнимо с влиянием высокопроводящих минералов. Например, в случае увеличения зарядов в слое ДЭС всего в два раза ($\rho_{\text{гл}}/\rho_{\text{вс}}=2$), при 10%-ной минерализации и 10%-ном содержании глин с увеличенной электропроводностью, УЭС породы понизится на 30%.

Рассмотрим возможность образования ионов калия в результате главной реакции эпигенеза (Б. А. Лебедев, 1992):



Например, в результате пелитизации калиевого полевого шпата с дальнейшим углекислотным метасоматозом и каолинизацией песчаника образующие ионы калия диффундируют в ДЭС и частично выносятся раствором. В зависимости от величины поверхности глинистых минералов песчаника и их емкости катионного обмена плотность зарядов диффузионного слоя увеличивается. Однако, адсорбционная способность двойного слоя глин зависит от степени гидратации катиона. Чем больше степень гидратации, тем меньше вероятность адсорбции. Например, в зависимости от ионного радиуса и

заряда по степени гидратации катионы располагаются следующим образом: $Al^{3+} > Mg^{2+} > Ca^{2+} > Na^+ > K^+$ [21, 100]. Поэтому, адсорбционная способность калия выше, чем у натрия, в результате происходит как обмен ионов в поверхностном слое, так и увеличение общей плотности заряда.

По мере метаморфизма породы, наряду с каолинизацией идет процесс вторичной гидрослюдизации. В сравнении с каолинитами емкость катионного обмена гидрослюд на порядок выше (с соответствующей сорбцией), поэтому плотность зарядов катионов калия в диффузионном слое гидрослюд больше чем у каолинитов. Поверхность гидрослюды, совместно с каолинитом, представляет собой электрическую цепь, как с параллельным, так и с последовательным соединением. Повышение плотности заряда в локальном объеме поверхностного слоя понижает УЭС породы в этом объеме.

В работах М. М. Элланского, Б. Ю. Вендельштейна и др. исследователей показано [21, 25], что при минерализации пласта $>20-30$ г/л (в зависимости от температуры, до 100 °С) УЭС двойного слоя пересекает график удельного сопротивления электролита и становится выше его величины. Но в результате появления минералов и включений с большей электрической проводимостью точка инверсии должна сдвигаться в большую сторону минерализации.

Для подтверждения предложенной гипотезы, на основании электрической модели эпигенетически преобразованного песчаника (рис. 4.1) были проделаны вычисления по уравнению (4.9) электрических сопротивлений ρ_2 и ρ_1 в зависимости от минерализации пласта. Вводились следующие постоянные величины: температура пласта $T=80$ °С, валентность заряда $z=1$, количество образованных катионов в результате вторичных процессов: $q_x=0; 0.1; 1$ н. УЭС раствора вычислялось согласно выражению (4.6). В итоге были получены теоретические кривые полностью подтверждавшие, что точка инверсии пересекающихся зависимостей УЭС электролита и ДЭС от минерализации сдвигается в правую область ее оси, в зависимости от количества образующихся катионов (рис. 4.4).

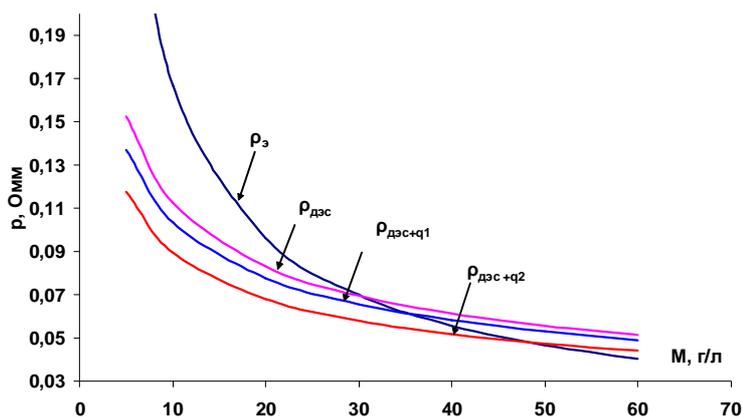


Рис. 4.4. Теоретические зависимости УЭС электролита ($\rho_э = \rho_6$) и ДЭС ($\rho_{дэс}$) глинистого цемента от минерализации коллектора, где количество образованных зарядов понижающих сопротивление ДЭС: $q_1=0.1$ н, $q_2=1$ н.

На рис. 4.4 хорошо заметно, что с увеличением количества зарядов (образованных в результате вторичных процессов) в диффузионном слое ДЭС, УЭС пласта понижается и $\rho_j < \rho_э$ даже при минерализации $M > 30$ г/л. Например, если $q=1$ н (соответствует минерализации раствора ~60 г/л) точка инверсии лежит на оси минерализации 48 г/л. На основании проведенного анализа можно сделать следующий вывод: в зонах повышенной минерализации раствора ($M > 30$ г/л) в результате метаморфизма горной породы и соответствующего образования избыточных зарядов в ДЭС, УЭС поверхностного слоя глин понижается относительно сопротивления раствора. Это является причиной появления обратных регрессий УЭС и глинистости в статистической интерпретации каротажных диаграмм, даже в коллекторах с повышенной минерализацией.

Прослеживается следующая закономерность, с увеличением глубины увеличивается минерализация пластов, соответственно уменьшаются проявления низкоомных интервалов. Очевидно, что в меловом нефтегазовом комплексе (в сравнении с юрскими отложениями) можно ожидать увеличение концентрации продуктивных интервалов с пониженным электрическим сопротивлением.

В свою очередь, различная зависимость электрической проводимости глинистых минералов и порового раствора от минерализации должна соответствующим образом повлиять на величину статистических параметров.

Исследуем зависимости изменения величин статистических параметров обратной корреляции УЭС с глинистостью и открытой пористостью (т.е. например, вычисляется $R^2_{kn, \rho}$, при условии $R_{kn, \rho} < -0.6$) водонасыщенных объектов от его минерализации M . Выбирались водонасыщенные пласты юрско-меловых отложений по результатам их испытаний. В таком случае, если существуют зависимости коэффициентов аппроксимации глинистости и УЭС, а также пористости и УЭС с минерализацией, то они являются подтверждением того, что статистический параметр аппроксимации данной корреляционной связи отражает электрические характеристики раствора и ДЭС. Причем, связь должна быть нелинейная, т.к. при минерализации пласта менее 30 г/л на электропроводность песчаника оказывает сильное воздействие двойной электрический слой глин.

На рис. 4.5 высказанные утверждения проиллюстрированы на примере полученных зависимостей. Мы видим, что с увеличением минерализации до 30 г/л параметр аппроксимации для пористости с УЭС ($R^2_{kn, \rho}$) уменьшается, а для ДЭС ($R^2_{Kgl, \rho}$) пропорционально увеличивается (увеличивается плотность катионов в диффузионном слое ДЭС). В другом случае, при минерализации более 30 г/л с ее дальнейшим ростом (до 60 г/л), $R^2_{kn, \rho}$ пропорционально увеличивает свое значение, а влияние ДЭС уменьшается (нет зависимости от минерализации). Причем, статистические исследования показали, что при минерализации от 20 г/л до ~35-40 г/л – $R^2_{Kgl, \rho} > R^2_{kn, \rho}$, т.е. для данного интервала минерализации электрическая компонента проводимости слоя глин значительнее компоненты поровой проводимости.

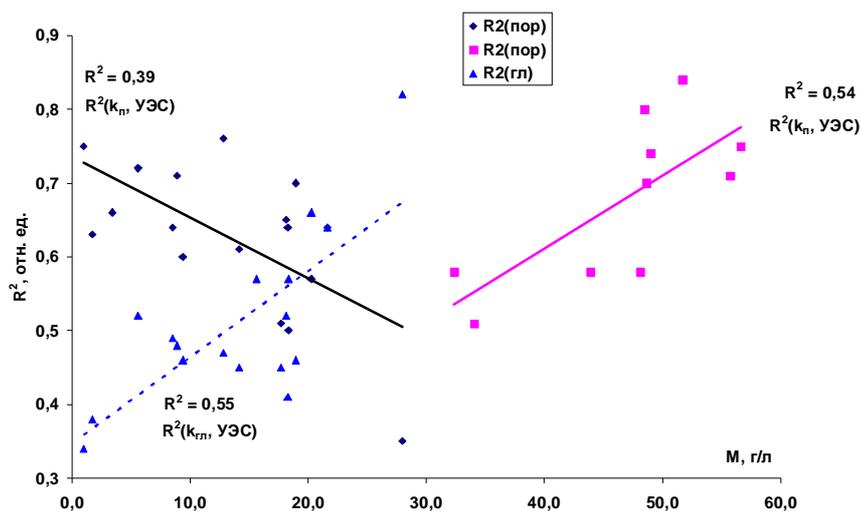


Рис. 4.5. Зависимости параметров аппроксимации открытой пористости ($R^2_{kn, \rho}$) и глинистости ($R^2_{Kgl, \rho}$) с УЭС от минерализации (M) водонасыщенных пластов.

Итак, сопоставления полученных статистических параметров с минерализацией, подтвердившие опыты различных исследователей на предмет влияния минерализации на электрическое сопротивление ДЭС и раствора, позволяют связать соответствующие коэффициенты аппроксимации с электрическими характеристиками исследуемых веществ. Величины статистических параметров отражают степень преобразования вещества и влияния на УЭС ДЭС вторичных минералов.

Повышение электропроводности двойного слоя возможно не только при пелитизации полевых шпатов, но и при метаморфизме глинистого цемента. Например, деградация гидрослюд сопровождается процессом выноса из глинистого минерала катионов калия и появлению монтмориллонитовых слоев [93, 100, 102, 110]. Вполне очевидно, что ионы калия диффундируют в образованный поверхностный слой монтмориллонита, емкость катионного обмена которого в несколько раз превышает емкость гидрослюды. В результате электрическая проводимость ДЭС глинистого цемента увеличивается.

Так же, при углекислотном метасоматозе железистый хлорит трансформируется в глиноземный хлорит с образованием двухвалентных

катионов железа [54]. Глиноземный хлорит, в отличие от железистого, хорошо гидратируется и обладает повышенной (в 4 раза) емкостью катионного обмена. Свободные катионы железа, увеличивая плотность заряда ДЭС глинистых минералов, приводят к понижению электрического сопротивления породы коллектора. Процесс крустификации хлорита по полевым шпатам и обломкам пород (являющихся диэлектриком) повышает электропроводящую площадь поверхности по периферии пор, в результате чего УЭС породы понижается [37].

В свою очередь, для случая цилиндрической капиллярной проводимости глинистых минералов их поверхностная электропроводимость равна [21, 60, 108]:

$$1/\rho_{\text{дэс}}=2K_s/r,$$

где K_s – удельная поверхностная проводимость, r – радиус цилиндрического капилляра. С уменьшением радиуса капилляра, т.е. с увеличением дисперсности проводящей системы уменьшается УЭС ДЭС. Это обусловлено увеличением сорбционной поверхности с соответствующим ростом плотности зарядов в объеме породы. Здесь мы видим, что геометрический фактор играет не последнюю роль в образовании низкоомных коллекторов.

Таким образом, в случае традиционной интерпретации каротажных диаграмм невозможно учесть влияние геохимического фактора на электрическое сопротивление исследуемого интервала. Рассмотрим преимущества и ограничения статистического метода интерпретации материалов ГИС, позволяющего решать проблему низкоомных коллекторов.

4.3. Обоснование применения геохимической модели низкоомного коллектора при вычислении приращенного УЭС.

Проведем сопоставления результатов петрографического анализа керна, геофизической интерпретации материалов ГИС двух скважин Столбовой площади нефтенасыщенного пласта Ю₁ с результатами вычислений по предложенному алгоритму. Столбовая площадь (Томская область),

расположена на северо-восточной части Каймысовского свода, возле Колтогорского мегапрогиба.

Скважина №77 от ближайшего разлома, секущий юрский горизонт, расположена на расстоянии 0.4 км, а скважина №75 на расстоянии 1 км [51]. Близкое расположение к разлому предполагает повышенное проявление интенсивности процессов наложенного эпигенеза. Это приводит к значительным образованиям как высоко – электропроводящих минералов, так и вторичных глин, с соответствующим их влиянием на электрические и петрофизические свойства исследуемых пород. Например, сопоставление содержания каолинитов с пористостью песчаника выявило их положительную регрессию с коэффициентом корреляции $R=0.63$ для скважины №77, в отличие от скважины №75, где такой зависимости не оказалось. Положительная регрессия содержания каолинитов и пористости указывает на их вторичность, обусловленную процессом углекислотного метасоматоза [133].

На рисунках 2.9 и 2.14 показаны сопоставления точечных показаний кажущего УЭС бокового зондирования от содержаний пирита и гидрослюд (определенных лабораторным методом в ФГУП «СНИИГГиМС») в песчаниках исследуемого пласта. Видно, что данные минералы понижают электрическое сопротивление продуктивного горизонта даже при небольших содержаниях, хотя минерализация пласта равна 38 г/л, при температуре 99 °С.

Для пласта Ю₁ скважины №75 УЭС породы определенное по материалам ГИС равно $\rho_{n(ГИС)}=7-8$ Ом·м, средний коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нт}=0.55$ (т.е. водонасыщенность $k_в=0.45$) и коэффициент пористости $k_n=0.17$. Используя уравнение Дахнова-Арчи: $\rho_n=\rho_в(k_n k_в)^{-m}$, при коэффициенте цементации (извилистости) $m=1.9$ и УЭС воды (4.6) $\rho_в\approx 0.06$ Ом·м, определяем УЭС породы $\rho_n=7.9$ Ом·м. Полученная величина выше граничного значения УЭС данного горизонта ($\rho_{гп}=5.6$ Ом·м), разделяющего на водоносный и нефтеносный характер насыщения и сопоставима с $\rho_{n(ГИС)}$. Что подтверждает результат интерпретации материалов ГИС (нефтенасыщенность).

В свою очередь, данный пласт скважины №77 отличается пониженным электрическим сопротивлением, порядка $\rho_{n(ГИС)} = 4.6-5.6$ Ом·м, хотя $K_{нт} = 0.62$ и $k_n = 0.19$. Этот пласт является низкоомным, т.к. по результатам испытания он продуктивен, а величина УЭС породы, определенного по материалам ГИС, меньше граничного значения. По формуле Дахнова-Арчи УЭС породы $\rho_n = 8.9$ Ом·м. Как видим, в сравнении со скважиной №75 показания УЭС породы (по материалам ГИС) должны быть выше, но здесь (в отличие от скважины №75) электрическое сопротивление сильно понижается гидрослюдой (рис. 2.14).

Если в уравнении Дахнова-Арчи вместо сопротивления ρ , подставим значение ρ вычисленного по формуле (4.4), то это позволит определить относительную разницу УЭС породы по формуле (4.10), в зависимости от содержания высокопроводящих минералов. При среднем содержании гидрослюды 5.2% (соответственно, $\eta = 0.27$) она понижает УЭС породы на 40%. Очевидно, что электрическая проводимость ДЭС гидрослюд увеличилась вследствие накопления образованных некомпенсированных катионов в диффузионном слое, в результате вторичной каолинизации породы. К тому же, при среднем содержании пирита 1.5% УЭС породы понижается еще на 8%. В совокупности данные минералы уменьшают показания УЭС на 48%, т.е. $\rho_{n(ГИС)} = \rho_n - d\rho = 8.9 - 4.3 = 4.6$ Ом·м.

Таким образом, на основании предложенной физико-геохимической модели низкоомного коллектора в терригенных отложениях получено уравнение (4.4), позволяющее определять УЭС породы с учетом содержания высоко – электропроводящих минералов твердой фазы. Показано, что в результате процессов наложенного эпигенеза вторично преобразованные минералы могут быть источником некомпенсированных зарядов, накопление которых в диффузионном слое ДЭС глинистых минералов приводит к понижению электрического сопротивления пласта.

Примем физико-геохимическую модель электропроводности коллектора с приращенным УЭС, где измеряемое геофизиками сопротивление равно [86, 91]:

$$\rho_{ГИС} = \rho_n - \Delta\rho_{ni}(C_i), \quad (4.11)$$

здесь ρ_n – среднее УЭС песчаного пласта, при отсутствии влияния электропроводящей компоненты, обусловленной вторичными процессами ($\rho_D = \rho_n$), $\Delta\rho_{ni}(C_i)$ – приращенное УЭС поверхностной проводимости электрического слоя, содержащего эпигенетически образованные некомпенсированные катионы определенного химического элемента C_i .

Определим приращенное УЭС. С этой целью в преобразованное уравнение (4.7) при $q \sim C_i^\alpha$ примем $\rho_i = \text{const } C_i^{-\alpha}$, где вместо константы подставляем среднее УЭС электролита исследуемого интервала $\langle\rho_\delta\rangle$ и получаем:

$$\rho_i = \langle\rho_\delta\rangle C_i^{-\alpha}. \quad (4.12)$$

При отсутствии диссоциированных зарядов показатель $\alpha = 0$, и в этом случае $C_i^{-\alpha} = 1$, т.е. $\rho_i = \langle\rho_\delta\rangle$, что соответствует точке инверсии электрических проводимостей по оси минерализации (~ 30 г/л при температуре $T \sim 40$ °C). Необходимым условием образования низкоомного коллектора является сохранение неравенства:

$$\rho_i < \rho_\delta. \quad (4.13)$$

Используя уравнение (4.12) и неравенство (4.13), а также осуществив преобразования, определим, что для сохранения условия (4.13) необходимо:

$$\alpha > 0 \text{ и } C_i > 1,$$

т.е. для вычисления приращенного УЭС необходимо определить относительную концентрацию, которая всегда будет больше единицы:

$$C_i = C_i' / C_{min}, \quad (4.14)$$

где C_{min} – минимальная концентрация вещества в исследуемом интервале (в данном случае величина отражает минимальное содержание, при котором

возможно проявление влияния на электропроводимость), C_i' – концентрация исследуемого вещества.

Определив удельное сопротивление исследуемого интервала с учетом поверхностной проводимости преобразованной породы как $\rho_{ni} = \rho_{n0} C_i^\alpha$, получаем $\rho_{n0} = \rho_{ni} C_i^{-\alpha}$ – определенное УЭС породы при влиянии i -го вещества, не учитываемого в традиционной интерпретации. В предельном случае, при отсутствии влияния (т.е. $\alpha = 0$) $\rho_{n0} = \rho_{ni}$, соответственно, приращенное сопротивление породы с проводимостью i -го заряда можно вычислить как разницу:

$$\Delta\rho_{ni} = \rho_{ni} - \rho_{n0} = \rho_{n0} (C_i^\alpha - 1). \quad (4.15)$$

Для определения приращенного сопротивления породы $\Delta\rho_{ni}$ вместо ρ_{n0} необходимо подставить среднее значение УЭС породы $\langle\rho_n\rangle$, представляющее собой среднюю определяемую величину УЭС исследуемого песчаного коллектора.

Таким образом, в силу аддитивной природы электросопротивления и его последовательного соединения в твердой фазе породы, приращенное удельное сопротивление пласта определяется как сумма приращенных сопротивлений среды для зарядов калия, железа и т.д., при условии их совместного влияния на УЭС в одном пространственном интервале среднего измеряемого сопротивления $\langle\rho_{ni\dots j}\rangle$:

$$\Delta\rho(C_\Sigma) = \Delta\rho_{ni} + \dots + \Delta\rho_{nj} = \langle\rho_n\rangle \{(C_i^\alpha - 1) + \dots + (C_j^\alpha - 1)\}. \quad (4.16)$$

Корреляционный метод анализа сопоставлений УЭС с концентрацией определенного элемента по материалам ГИС обусловлен следующим алгоритмом действий:

Во-первых, выделяется выборочный интервал исследуемого песчаного пласта *точечных* данных кажущего УЭС и поточечных относительных содержаний химических элементов определенных по инновационной программе, где сопротивление с увеличением концентрации элемента

уменьшается. Выборочные данные из формата *LAS* копируются в *Microsoft Excel*.

Во-вторых, на основании данных выбранного интервала в *Microsoft Excel* с применением его математического аппарата определяется линия тренда по степенной регрессии $\rho = bC_i^{-g}$, что позволяет получить степенной параметр g с параметром аппроксимации R^2 .

В этом случае $g \neq \alpha$, т.к. степенной показатель α меняет свою величину в каждой точке измерения. Однако средняя величина степенного показателя также не всегда может быть равна степенному параметру, поскольку значительные изменения смачиваемости s и извилистости m породы (степенные параметры водонасыщенности k_e и пористости k_n в уравнении Дахнова-Арчи: $\rho_n = \rho_0 k_n^{-m} k_e^{-s}$) приводят к изменению УЭС не связанного с соответствующим изменением степенного показателя. Чтобы удовлетворить условию зависимости УЭС только от степенного показателя α необходимо уменьшить влияние характеристик среды не входящих в уравнение (4.15). Для этой цели рассмотрим следующую систему равенств:

$$\begin{aligned} C^{(\alpha)} &= q^r, \\ C^g &= q, \end{aligned} \quad (4.17)$$

где коэффициент r отражает статистическую степень соответствия и обусловленности изменения УЭС породы от среднего степенного показателя, т.е. от концентрации электрических зарядов влияющих на проводимость, образованных в результате вторичных процессов. Очевидно, что величина этого коэффициента лежит в пределах $r = [0, 1]$. Прологарифмировав систему (4.17) и осуществив незначительные преобразования, получим следующее равенство:

$$\langle \alpha \rangle = rg. \quad (4.18)$$

В отрицательно-степенной выборочной зависимости УЭС от содержания элемента C_i параметр аппроксимации $R^2_{i, \rho}$ определяет статистическое соответствие выборочных данных уравнению регрессии. В физическом смысле, чем значительней влияние данного элемента на определяемое УЭС, тем больше

аппроксимация тренда, т.е. модуль $|R|$ может служить показателем степени соответствия. Функцию степени соответствия представим следующим образом:

$$r = \begin{cases} |R|, & \text{если } R_{i-p} < -0.6 \\ 0, & \text{если } R_{i-p} \geq -0.6 \end{cases}. \quad (4.19)$$

Степенной показатель концентраций элементов в формуле (4.16) обусловлен тремя факторами: Φ – фильтрационным, X – химическим, Ξ – электрокинетическим. Химический фактор степенного параметра отражает интенсивность процесса наложенного эпигенеза, т.е. в нашем случае применяя уравнения Гульдберга-Вааге и Аррениуса можно определить количество преобразованного вещества в гетерогенных средах [75]. Выражение скорости химической реакции выглядит следующим образом:

$$dq_+/d\tau = A \exp(-\gamma/kT) C_1^n C_2^w, \quad (4.20)$$

где C_+ – концентрация образованных катионов, τ – время преобразования, A – предэкспоненциальный множитель (константа реакции), γ – энергия активации, k – универсальная газовая постоянная, T – температура, C_1 – концентрация преобразующегося вещества, C_2 – концентрация флюидов участвующих в реакции, $n, w \geq 1$ – порядок реакции.

Концентрацию флюидов участвующих в реакции в гетерогенных средах можно выразить через объемный расход жидкости:

$$C_2 = \nu S k_{no}, \quad (4.21)$$

где ν – скорость фильтрации флюидов в трещиноватой породе, S – площадь удельной поверхности пор, k_{no} – коэффициент пористости. В силу того, что мы рассматриваем поток флюидов субвертикального направления обусловленного тектоническими процессами в уравнение движения флюидов вводим коэффициент трещиноватости коллектора k_{mp} , пропорциональный произведению густоты трещин и раскрытости, потому что скорость фильтрации ν связана со средней скоростью через трещиноватость [4]:

$$\nu = \Delta h k_{mp} / \Delta t, \quad (4.22)$$

где Δh – интервал заполняющегося коллектора.

Подставив формулы (4.21 и 4.22) в выражение (4.20) и проинтегрировав его от τ_1 до τ_2 , получим следующее уравнение концентрации катионов в растворах, образованных в результате процессов наложенного эпигенеза:

$$q_+ = A \exp(-\gamma/kT) (\Delta\tau/\Delta t^w) (\Delta h k_{mp} S k_{no})^w C_1^n. \quad (4.23)$$

При гидролизе глинистых минералов, глины в песчаном коллекторе представляют собой аниониты, адсорбирующие катионы, находящиеся в растворе. Поэтому, основное количество катионов в процессе диффузии и адсорбции распределяется на поверхности ДЭС согласно закону Больцмана [23]:

$$q = q_+ \exp(zF \zeta/kT), \quad (4.24)$$

где z – заряд (валентность) катиона, F – постоянная Фарадея, ζ – потенциал на внутренней границе диффузионного слоя.

Прологарифмировав эквивалентную связь $C^\alpha \sim q$, а также используя уравнение (4.24) получим следующее выражение для степенного показателя:

$$\alpha \approx \ln q_+ / \ln C + zF \zeta / (kT \ln C). \quad (4.25)$$

Аналитическая формула степенного показателя указывает на мультипликативно-аддитивную функцию перечисленных факторов влияния $\alpha \approx f(\Phi)f(X)+f(\Xi)$. Анализ зависимостей (4.23 и 4.25) обнаруживает, что степенной показатель по одному и тому же исследуемому интервалу пласта для железа – и – калий содержащих минералов будет отличаться, т.к. константа химической реакции, энергия активации и концентрация преобразующегося вещества (химический фактор), а также заряды ионов (электрокинетический фактор) для них различны.

В свою очередь, если мы рассматриваем интервал песчаного коллектора, в котором получилась зависимость $\rho = bC_i^{-a}$ с определенным параметром аппроксимации R^2 , как интервал с пониженным УЭС, то возникает необходимость исключить, либо учесть другие влияния на показания электрического зонда. Например, в *пресноводном* коллекторе повышение железосодержащей карбонатности (как правило, сидерит является диэлектриком) приводит к уменьшению пористости, соответственно согласно

уравнению (4.1) увеличивается доля проводимости ДЭС, что и приводит к увеличению общей проводимости. В исследуемом интервале содержание железа будет в обратной зависимости с УЭС, хотя железистые минералы на электропроводимость непосредственного влияния не оказывают (при отсутствии пирита). По результатам анализа в этом случае можно ошибочно принять полученную обратную зависимость как результат вторичных процессов и интерпретировать водоносный пласт как УВ насыщенный. Здесь необходимо разделить зависимость выборочных значений УЭС от пористости на зависимость пористости от карбонатности, т.е. $\rho_{nop} = \rho(k_{nop})/k_{nop}(k_{кар})$. И, если в дальнейшем анализе коэффициент корреляции $R(\rho_{nop}, C_{Fe}) < -0.6$, то в данном случае можно утверждать о присутствии пирита и его влиянии на УЭС, что позволит определить приращенное УЭС по корреляционной зависимости $\rho_{nop} = bC_{Fe}^{-ra}$.

Таким образом, используя известные выражения определения коэффициента нефтегазонасыщенности [9]:

$$K_{нг} = 1 - \sqrt[5]{\frac{\rho_в}{\rho_д k_{но}^m}}, \quad (4.26)$$

где $\rho_в$ – УЭС свободной воды, определяем сопротивление породы $\rho_д = \rho_{гис} + \Delta\rho(C_\Sigma)$ по уравнениям (4.11), (4.16) и (4.19) в результате которого приращенное УЭС увеличит величину $K_{нг}$. Если вычисленное УЭС породы больше граничного значения УЭС пласта ($\rho_д > \rho_{зр}$), разделяющего на водо – и нефтегазонасыщенный коллектор, то исследуемый интервал классифицируется как насыщенный углеводородами.

На территории Томской области были изучены более 200 скважин (около 5000 интервалов) на предмет выявления низкоомных коллекторов, пропущенных при традиционной интерпретации материалов ГИС. Что характерно, более 70% обнаруженных интервалов с признаками УВ принадлежат меловому комплексу отложений. Покажем, на примере нескольких десятков скважин юрско-меловых объектов, результаты

сопоставления теоретических исследований с данными лабораторного и геофизического изучения водо-нефтенасыщенных песчаных коллекторов.

Используя материалы дел скважин, были отобраны данные УЭС водо-нефтенасыщенных интервалов ($\rho_{экс}$). В свою очередь, применяя методы интерпретации ГИС, вычислялись по стандартным зависимостям изучаемого региона и стратиграфического горизонта такие параметры как минерализация, температура, водонасыщенность, открытая пористость и абсолютная глубина.

В уравнение Дахнова-Арчи введен коэффициент пропорциональности A отражающий, как индивидуальные характеристики зонда и литологические особенности породы, так и зависимость от глубины залегания пластов. По всей видимости, степенная зависимость от глубины появляется вследствие влияния пластового давления на неучтенные изменения деформации твердой фазы породы (извилистость), ее смачиваемости и изменения сопротивления двойного электрического слоя глин. Итак, в результате статистического анализа эмпирических данных был определен степенной коэффициент ($\beta=3$) зависимости A от абсолютной глубины H , т.е. $A=dH^\beta$ где $d - \text{const}$. Эмпирическим способом в песчаниках выявлена зависимость коэффициента извилистости и параметра смачиваемости в глубинах от 500 до 3000 м [14, 75, 88]:

$$\rho_n = dH^\beta \exp(j/\langle T \rangle) M^{-h} \langle k_{no}^{-m} k_e^{-s} \rangle,$$

$$s \approx m=2.2 - 1 \cdot 10^{-2} H^{0.5}. \quad (4.27)$$

Далее полученные параметры подставлялись в уравнения (4.27) и по формуле $\rho_{теор} = \rho_0 + \rho_n$ определялись теоретические величины УЭС без учета влияний ДЭС и вторичных процессов (при $d=1 \cdot 10^{-11}$). В этом случае ρ_0 отражает минимальное удельное сопротивление пласта, измеряемое в скважинных условиях ($\rho_0 = 2.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Сопоставления результатов стандартной интерпретации каротажных диаграмм (на основе БКЗ и индукционного каротажа, при отсутствии учета влияния на УЭС твердой фазы породы) с теоретическими величинами показали их хорошую сходимость (рис. 4.6).

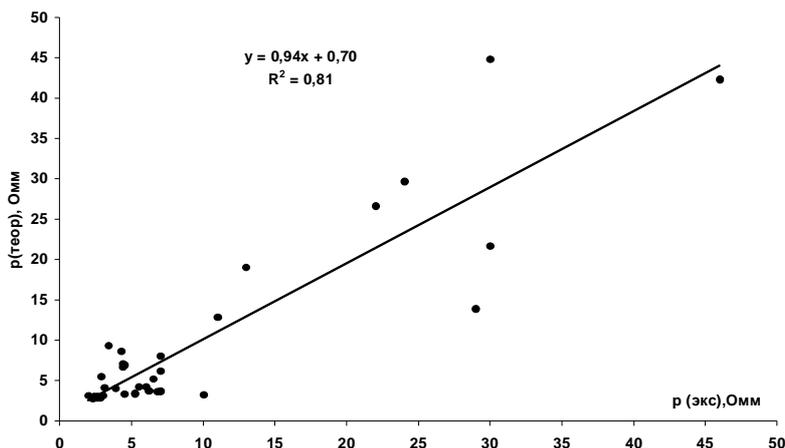


Рис. 4.6. Сопоставление средних УЭС исследуемых интервалов теоретических значений ($\rho(\text{теор})$) и величин вычисленных стандартными методами ГИС ($\rho(\text{экс})$).

Были отобраны результаты изучения 190 интервалов (с вероятным УВ насыщением) скважин расположенных в районе структуры Усть-Тымской впадины и ее зоны сочленения. В этих интервалах определено приращенное УЭС. Анализ результатов показал, что совпадения влияния железа и ДЭС в исследуемых интервалах соответствуют 80-ти %, где 14% оказал влияние и калий. Калий с глинистостью (без железа) составил 15%, а железа с калием всего 6% совпадений. Итак, мы видим, что железосодержащие минералы оказывают более значимое влияние на понижение УЭС (в сравнении с калийсодержащими минералами) и, как правило, их влияние интервально коррелирует с ДЭС, т.е. подтверждают следующий вывод:

– Даже незначительные содержания вкраплений электропроводящих минералов (пиритов) в глинистом цементе понижают УЭС исследуемого песчаного интервала.

В работе [74] обоснована прямая связь статистического интервального параметра $Y(i)$ и интенсивности процесса наложенного эпигенеза. Рассматриваемый интервальный параметр показывает *долю* интервала исследуемого коллектора, в котором вторично преобразованные минералы понижают электрическое сопротивление. Сопоставления различных значений

$Y(i)$ (влияющих на УЭС), т.е. $Y(Fe)$ и $Y(ДЭС)$, а также $Y(K)$ и $Y(ДЭС)$ указывают не только на значительную электрокинетическую обусловленность железа, но и на зависимость химического фактора преобразования железистых минералов с глинистостью породы (рис. 4.7 и 4.8). Также вкрапления пиритов в глинистом минерале в общей электрической цепи будет причиной положительной корреляции параметров $Y(Fe)$ и $Y(ДЭС)$. В отличие от железосодержащих минералов, интервальный параметр калия сильно связан с преобразованием калиевых полевых шпатов. Поэтому в общем случае никакой зависимости между $Y(K)$ и $Y(ДЭС)$ обнаружено не было.

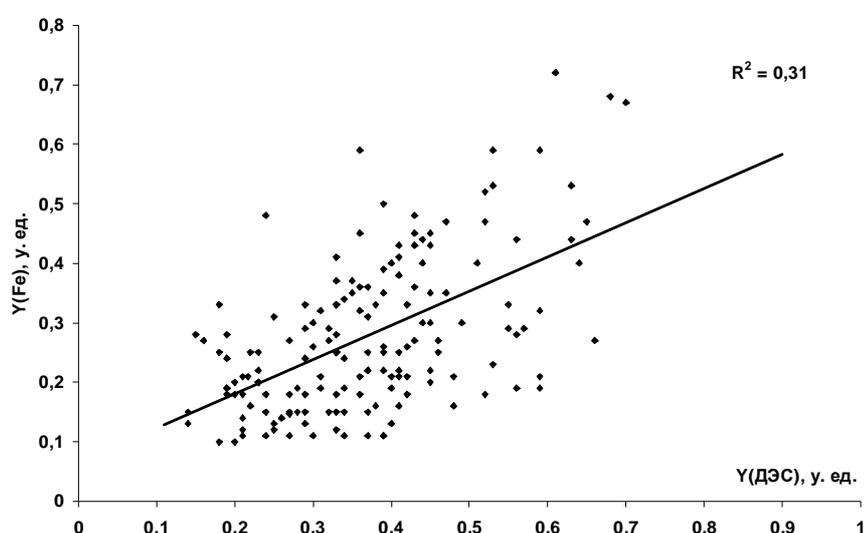


Рис. 4.7. Сопоставление интервального параметра влияния железосодержащих минералов на УЭС ($Y(Fe)$) с интервальным параметром влияния ДЭС ($Y(ДЭС)$).

В свою очередь, необходимо провести сопоставление степенного показателя $a_{теор}$ определенного согласно выражению (4.25) с этим же параметром, но определенным в корреляционных связях $\rho = bC_i^{-a}$.

С этой целью, используя данные материалов ГИС, были определены коэффициенты проницаемости, пористости, глинистости, температура и абсолютные глубины залегания пластов (Z_a) на основании которых вычислялись следующие эквивалентные величины:

– Скорость течения флюидов $dh/dt \sim \delta^2 dp/dl \sim \delta^2 \Delta Z$, где δ – раскрытость трещин, dp/dl – градиент давления флюида между источником и стоком миграции, т.е. $\Delta p \sim \Delta Z = \langle Z \rangle - Z_a$ ($\langle Z \rangle = 3450$ м).

– Объем пор $V \sim k_n$, плотность флюида $\zeta \approx 1$.

– Произведение коэффициента трещиноватости и раскрытости $k_{mp} \delta^2 \sim k_{np}$.

– Содержание $C_1 \sim C_i$.

– Удельная площадь поверхности пористой среды в единице объема определяется по известной зависимости [44]:

$$S_v = 6(1 - k_n)/d_3,$$

где k_n – коэффициент пористости, d_3 – средний диаметр одноразмерных сферических зерен с кубической укладкой.

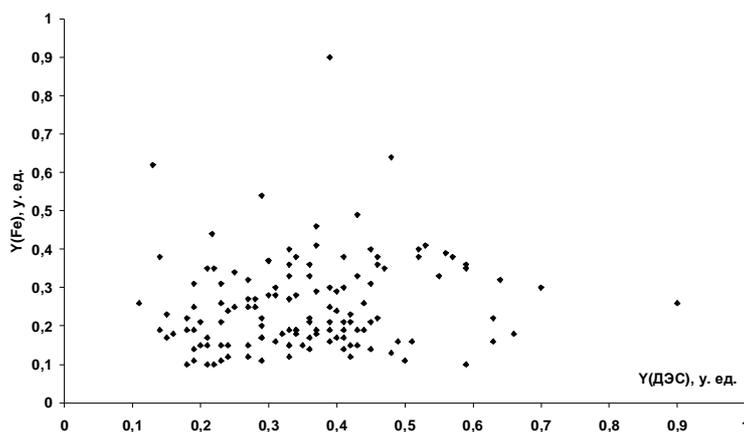


Рис. 4.8. Сопоставление интервального параметра влияния калийсодержащих минералов на УЭС ($Y(K)$) с интервальным параметром влияния ДЭС ($Y(ДЭС)$).

Диаметр зерен в глинистом песчанике можно вычислить согласно эмпирическим данным (О. А. Черников, А. И. Куренков) через коэффициент глинистости (k_{gl}) [44]. В результате удельная площадь поверхности пор размерностью $[1/м]$ оказалась равна:

$$S_v = 4 \cdot 10^3 (1 - k_n)/(1 - 2k_{gl}).$$

Итак, на основании использования уравнения (4.23) и вычисленных эквивалентных параметров определялась концентрация катионов железа в растворах в зависимости только от флюидодинамического фактора:

$$C_{ko} \sim \exp(-1/kT) (\Delta Z/1000 k_{np} S k_{no})^{1.6} C_i^{1.6}. \quad (4.28)$$

Теоретический степенной параметр вычислялся согласно формуле (4.25) и эквивалентному выражению (4.28):

$$a_{теор} = 0.08 \ln C_{k0} + 30/T. \quad (4.29)$$

При сопоставлении полученного теоретического степенного показателя (для железосодержащих минералов) со степенным параметром, определенным корреляционным методом выделяются три группы зависимостей (рис. 4.9), которые прежде всего отличаются средней проницаемостью; $\langle k_{np}(1) \rangle = 6 \cdot 10^3$ мДс, $\langle k_{np}(2) \rangle = 1.5 \cdot 10^3$ мДс, $\langle k_{np}(3) \rangle = 35$ мДс. Причем, в первую группу вошли интервалы верхнего (ПК₁₋₈), нижнего мела и 10% юрских отложений. Во второй и третьей групп интервалов юрских отложений по 35%, а остальное – нижний мел.

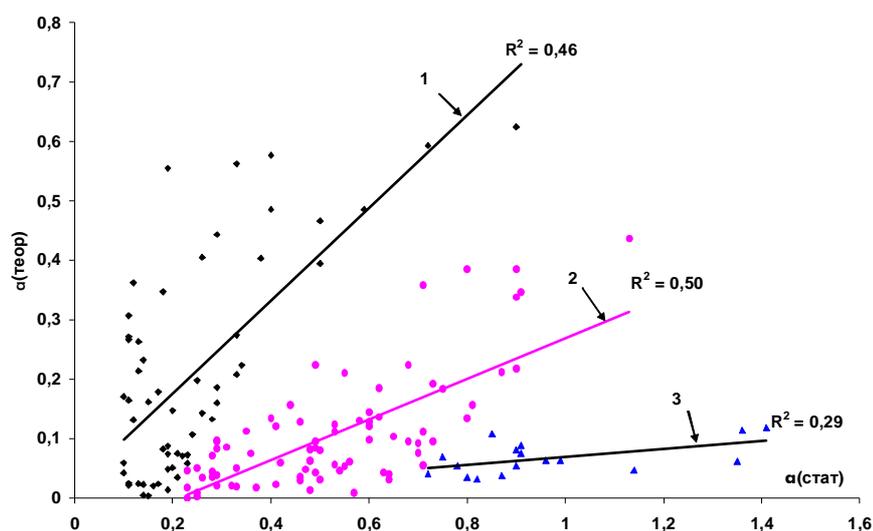


Рис. 4.9. Сопоставление теоретического степенного параметра со степенным параметром, определенным корреляционным методом.

Очевидно, что разделение сопоставляющих степенных параметров на группы обусловлено отсутствием в зависимости (4.28) химического фактора, оказывающего существенное влияние на образование концентрации катионов. Слишком значительная проницаемость для группы интервалов (1) относительно группы (3) сильно увеличивает скорость фильтрации флюидов, тем самым уменьшая время взаимодействия флюидов с породой, и понижая интенсивность ее преобразования. В работе [74] (глава 3) показана, что

интенсивность преобразования I в процессе наложенного эпигенеза прямо пропорциональна следующему параметру: $I \sim b' = \exp((Y_i - b_0)/\xi)$, где $\langle \xi \rangle = 0.042$, $b_0/\xi = 11.2$. Подставив средние значения $\langle Y_{Fe} \rangle$ в эту зависимость определим параметр b' . Для первой и третьей групп параметр равен $b'(1) = 0.035$, $b'(3) = 0.23$. Снижение интенсивности процесса вторичного преобразования горной породы понижает степенной параметр ($\langle a(1) \rangle = 0.26$, $\langle a(3) \rangle = 0.96$), соответственно уменьшается и влияние вторичных процессов на УЭС.

Итак, сопоставление теоретического степенного показателя (даже без учета химического и электрокинетического факторов) с корреляционным параметром g показало их неплохое соответствие, что указывает на легитимность использования корреляционных связей с УЭС для решения прикладных задач при интерпретации материалов ГИС.

4.4. Примеры определения низкоомных песчаных отложений на территории Западной Сибири.

Определим граничное значение УЭС пласта, разделяющего на водо- и нефтегазонасыщенный интервал. В нашем случае интервалы территории Томской области, наиболее полно охваченные испытанием, расположены в отложениях верхнеюрского литостратиграфического комплекса (Ю₁). По ним проведено сопоставление расчетного УЭС породы методами ГИС с результатами испытания скважин для 56 продуктивных и 20 водонасыщенных интервалов. Точка пересечения интегральных кривых УЭС породы водонасыщенного и продуктивного интервалов показывает граничную величину этого сопротивления (рис. 4.10).

Итак, при граничном значении $\rho_{ep} = 5.6$ Ом·м имеем 83% эффективность, где ошибочное отнесение 17% лежит в пределах стандартной значимой достоверности ($\leq 30\%$). Видно, что кривая сопротивлений водонасыщенной породы пересекает ось абсцисс в точке 11 Ом·м, т.е. если действительное УЭС превышает зону неоднозначности $\rho_d/\rho_{ep} > 2$, то можно с полной долей уверенности (с достоверностью $> 95\%$) утверждать о присутствии УВ в

исследуемом интервале. Очевидно, значительная зона неоднозначности менее 5.6 Ом·м обусловлена неучтенной компонентой поверхностной электрической проводимости нефтенасыщенных пластов.

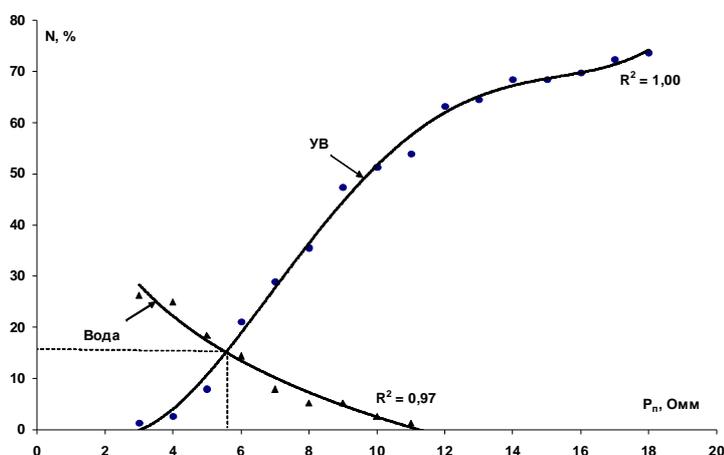


Рис. 4.10. Интегральные кривые УЭС продуктивных (УВ) и водонасыщенных (вода) пластов.

При отсутствии большой статистики по результатам испытаний граничные значения УЭС можно вычислить по данным ГИС на основании формулы Дахнова-Арчи, при условии 50% водонасыщенности. Это условие основано на предположении, что с достоверностью более 50% можно утверждать о присутствии углеводородов в исследуемом интервале, если коэффициент водонасыщенности менее 0.5 д. ед.

Зная температуру, минерализацию и коэффициент открытой пористости пласта можно вычислить граничную величину сопротивления по формуле:

$$\rho_{ep} = \rho_e (0.5k_{no})^{-m}. \quad (4.30)$$

Определив приращенное и действительное УЭС (4.11, 4.15) находим отношение $\rho_{д}/\rho_{ep}$, показывающее степень достоверности того, что интервал является низкоомным.

Если $\rho_{д}/\rho_{ep} < 1$, то достоверность менее 50%, при $\rho_{д}/\rho_{ep} > 1$ достоверность более 50%, а при $\rho_{д}/\rho_{ep} > 2$ достоверность низкоомного интервала более 95%.

Приведем пример 17 низкоомных интервалов различных месторождений Томской области (табл. 4.1). В таблице даны наименования скважин, кровля исследуемых интервалов верхнеюрских отложений, пористость, минерализация, температура, УЭС пласта, среднее граничное значение

Таблица 4.1

Вычисления приращенного УЭС в низкоомных интервалах юрских отложений

№	Наименование скважин	Кровля интервала, м	$k_{по}, \%$	$M, \text{г/л}$	$T, \text{°C}$	$\rho_{ГИС}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_{зр}, \text{Ом}\cdot\text{м}$	$\Delta\rho(C_{\Sigma})/\rho_{ГИС}$ отн. ед.	$\rho_{Д}/\rho_{зр},$ отн. ед.	Дебет, $\text{м}^3/\text{сутки}$
1	Киев-Еганская 355	2548,0	15,5	39,0	101	4,0	4,7	0,26	1,06	не исп., запах УВ
2	Мирная 412	2504,0	16,2	25,8	90	6,0	6,6	1,2	2,00	$Q_{н}=16,5$
3	Передовая 190	2535,0	19,1	38,0	95	3,0	3,5	0,70	1,44	битум, запах УВ, $Q_{в}=14$
4	Пинджинская 1	2532,0	16,1	39,0	105	5,2	4,3	0,28	1,55	пл. нефти
5	Пинджинская 7	2550,0	14,5	39,0	103	6,5	5,2	0,26	1,58	$Q_{н}=5,28$
6	Рыбальная 405	2436,0	14,8	28,0	98	6,0	6,9	0,18	1,02	не исп., запах УВ
7	Рыбальная 406	2421,0	16,0	28,0	100	5,4	6,0	0,93	1,74	$Q_{н}=4,2$
8	Рыбальная 407	2441,0	13,0	28,0	100	6,0	8,5	0,18	0,83	$Q_{н}=1,75$
9	Рыбальная 408	2425,6	16,4	28,0	100	8,0	5,7	0,70	2,37	$Q_{н}=1,12(15\%)$
10	Рыбальная 408	2444,0	16,6	28,0	105	3,8	5,4	0,10	0,77	$Q_{н}=7,7$
11	Селимхановская 5	2341,0	16,7	23,0	90	4,8	7,2	0,10	0,74	$Q_{н}=0,37$
12	Снежная 131	2470,0	15,9	37,0	102	5,0	4,8	0,36	1,43	$Q_{н}=1,5$
13	Снежная 134	2456,0	13,7	37,0	93	6,4	6,4	0,11	1,13	$Q_{н}=0,04$
14	Соболиная 178	2476,0	16,1	37,4	80	6,0	5,5	0,77	1,92	$Q_{н}=48$
15	Ступенчатая 5	2649,0	12,8	38,0	80	6,4	7,7	0,64	1,37	20% нефти
16	Ясная 21	2641,0	16,1	34,0	95	7,0	5,0	0,30	1,81	$Q_{н}=5,5$
17	Ясная 21	2661,0	18,9	34,0	95	4,6	3,8	0,97	2,38	$Q_{н}=6,1$

сопротивления интервалов (4.30), относительное приращенное УЭС:

$$\Delta\rho(C_{\Sigma})/\rho_{ГИС}=(C^{\alpha}-1) \text{ и отношение } \rho_{Д}/\rho_{зр}.$$

По результатам испытания пластов обнаружены углеводороды, либо их признаки. Если пласты не испытаны, то описания керна подтверждают присутствие углеводородов. Представленные интервалы были выбраны на

основании того, что в результате традиционной интерпретации каротажных диаграмм данные коллекторы определены как водонасыщенные.

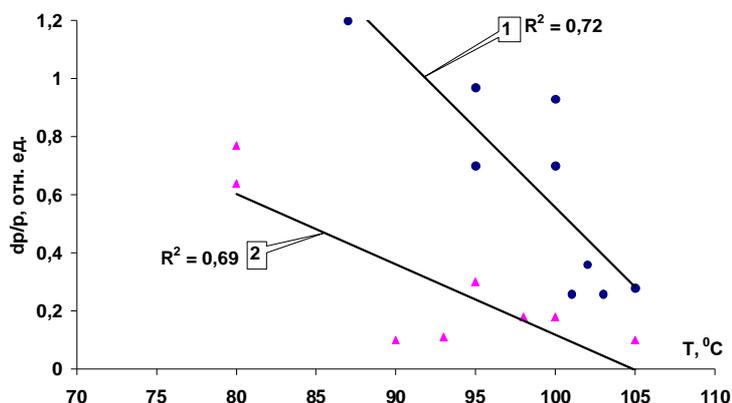


Рис. 4. 11. Сопоставления относительного приращенного УЭС от температуры пласта, где 1 и 2 – группы низкоомных интервалов обусловленных различной долей зарядов поверхностной проводимости, образованных в результате метаморфизма породы (1), либо в результате диссоциации катионов раствора (2).

Итак, анализ таблицы показал, что только 3 интервала характеризуются относительной величиной $\rho_{Д}/\rho_{zp} < 1$, но в тоже время, для 7 пластов $\rho_{Д}/\rho_{zp} > 1$. Этот факт не является определяющим, поскольку незначительное отличие их величин не дает основание считать то что пласт (с высокой степенью достоверности) содержит УВ. Только высокое показание $\rho_{Д}/\rho_{zp}$ может гарантировать с определенной достоверностью наличие углеводородов.

Сопоставление относительного приращенного УЭС с температурой пластов выявило обратную зависимость для двух групп интервалов (рис. 4.11). Что явилось подтверждением выводов на основании уравнений (4.25-4.29). Во-первых, с увеличением температуры степенной показатель α будет уменьшаться, это повлечет за собой уменьшение относительного приращенного сопротивления. Это мы и видим на диаграмме. Однако, если плотность зарядов диффузионного слоя ДЭС в значительной степени обусловлена катионами вторично преобразованных минералов, то с увеличением температуры увеличивается дзета-потенциал с соответствующим увеличением подвижности зарядов и приращенного сопротивления породы (если электропроводность слоя

выше электропроводности электролита). На диаграмме данная группа пластов обозначена номером (1). Во-вторых, если электрическая проводимость в большей степени обусловлена зарядами диссоциированного электролита и некомпенсированными катионами раствора (образованными при метаморфизме породы), то изменение величины дзета-потенциала не будет заметно сказываться на общей электропроводности. В свою очередь, с увеличением минерализации раствора увеличивается плотность зарядов (участвующих в проводимости) с соответствующим увеличением приращенного УЭС. Корреляционный анализ сопоставлений приращенного сопротивления с минерализацией пласта показал прямую зависимость пластов группы (2), с коэффициентом корреляции $R(2) = +0.69$ и обратную зависимость для группы интервалов (1), с коэффициентом $R(1) = -0.82$. Это подтверждает тот факт, что с увеличением минерализации уменьшается толщина ДЭС, с соответствующим уменьшением приращенного сопротивления для первой группы пластов.

Таблица 4.2
Средние значения приращенного УЭС для двух групп пластов

$\Delta\rho(C_i)/\rho_n$	№1	№2
$\Delta\rho(K)$	0,29	0,16
$\Delta\rho(Fe)$	0,24	0,16
$\Delta\rho(ДЭС)$	0,26	0,19

Сравнение средних значений приращенного УЭС по двум группам показало, что вклад калия в изменение электрической проводимости первой группы почти в два раза больше относительно второй группы пластов (табл. 4.2). Очевидно, для группы

пластов (1) это обусловлено более значимой поверхностной проводимостью зарядов образованных при деградации калиевых полевых шпатов и гидрослюд.

Вычисление поверхностного УЭС $\rho_i = \rho_{21}$ на основании уравнения (4.9) позволило определить относительную величину $\langle \rho_i / \rho_8 \rangle$ по каждой группе интервалов. Для первой группы – $\langle \rho_i / \rho_8 \rangle_1 = 0.84$ от. ед., для второй группы пластов – $\langle \rho_i / \rho_8 \rangle_2 = 1.07$ от. ед. Вычисленная средняя вероятность насыщения УВ для первой группы – $\langle P_1 \rangle = 60.3\%$, для второй – $\langle P_2 \rangle = 51.7\%$.

Итак, вычисление показало, что электрическая проводимость первой группы интервалов в большей мере обусловлена поверхностной

проводимостью, в отличие от второй группы пластов, УЭС которой в значительной степени зависит от проводимости электролита. Хотя средняя минерализация для первой группы больше чем для второй: $\langle M_1 \rangle = 35.3 > \langle M_2 \rangle = 31$ г/л. Все это является подтверждением идеи смещения точки инверсии пересекающихся зависимостей УЭС электролита и ДЭС от минерализации раствора (рис. 4.4), вследствие образования зарядов в диффузионном поверхностном слое в результате вторичных геохимических процессов.

Анализ результатов статистических исследований низкоомных интервалов показал явную связь между поверхностной проводимостью и вычисляемым параметром вероятности насыщения УВ. Очевидно, прослеживается следующая закономерность, при $\rho_i < \rho_e$ с увеличением глинистости измеряемое УЭС пласта будет уменьшаться. В свою очередь, с увеличением глинистости уменьшается открытая пористость, что и приводит к положительной регрессии $\rho_n(k_{no})$. А вследствие того, что в меловых отложениях минерализация, как правило, меньше 30 г/л (вплоть до 10^{-1} г/л), то с уменьшением глубины исследований можно ожидать увеличение искажения результатов статистического анализа. В частности, увеличение параметра P .

Для изучения этого явления отобраны 126 меловых интервалов, где в результате испытаний скважин была получена вода. Статистический анализ этих пластов определил в 52% случаях как УВ насыщенный интервал, что является ошибочным. Причем, средняя величина посчитанной вероятности насыщения УВ не отличалась от средней вероятности продуктивных интервалов юрского горизонта. К сожалению, в меловых отложениях исследуемых скважин старого фонда нет испытанных нефтегазонасыщенных пластов. В сравнительном анализе данных водонасыщенных меловых отложений с нефтенасыщенными пластами, были использованы результаты статистических исследований продуктивных верхнеюрских интервалов.

Возникает необходимость в разработке нового статистического критерия оценки характера насыщения коллектора, позволяющего учесть влияние поверхностной проводимости в зависимости от минерализации. Этот критерий

должен быть универсален, т.е. одинаково применим как для меловых, так и для юрских отложений. В идеальном случае он будет отражать относительную зависимость приращенного УЭС.

Например, отношение $\Delta\rho_{ni}/\rho_{ep}$ при использовании уравнений (4.9, 4.16 и 4.30) выражает характер насыщения, цементацию, смачиваемость породы и поверхностную проводимость в зависимости от минерализации и температуры:

$$\Delta\rho_{ni}/\rho_{ep}=0.5^m k_e^{-s} (C_i^a - 1).$$

Однако для массового статистического анализа материалов ГИС, по оперативному выявлению продуктивных интервалов, полученное равенство можно преобразовать в упрощенную зависимость. Во-первых, необходимо ввести параметр вероятности насыщения УВ, хорошо «работающий» в юрских пластах и, во-вторых, можно использовать вычисляемый параметр статистической интенсивности YR_i^2 (только в случае $R < -0.6$), пропорциональный $(C_i^a - 1)$. Например, сопоставление суммы параметров интенсивности по железу, калию и ДЭС с относительным приращенным УЭС (для 17 низкоомных пластов) показало положительную регрессию с коэффициентом $R = +0.63$. В итоге, получаем критерий определяющий характер насыщения песчаников по всему осадочному чехлу. Назовем его *низкоомный параметр насыщения* [68]:

$$\Theta = p(\rho_n/\rho_{ep}) \sum YR_i^2 = 0.5^m k_e^{-s} p \sum YR_i^2. \quad (4.31)$$

В меловых отложениях изменения электрической проводимости ДЭС играют основную роль в изменениях УЭС породы.

Зачастую, его влияние оказывает отрицательную услугу при статистическом анализе каротажных диаграмм. Появление положительной корреляции $\rho_n(k_{no})$ в исследуемых водоносных интервалах может быть обусловлено следующей причиной. Например, в результате эпигенетических процессов в осадочных породах образуются вторичные глинистые минералы – каолинит и гидрослюда. При этом повышается пористость и проницаемость породы и естественно, это приводит к увеличению радиуса водопроницаемых капилляров. Известно, что УЭС глинистой поверхности прямо

пропорционально этому радиусу, а при соотношении $\rho_i < \rho_e$ увеличение радиуса влечет за собой повышение УЭС породы. Формируются следующие положительные регрессии: глинистость–пористость–УЭС породы.

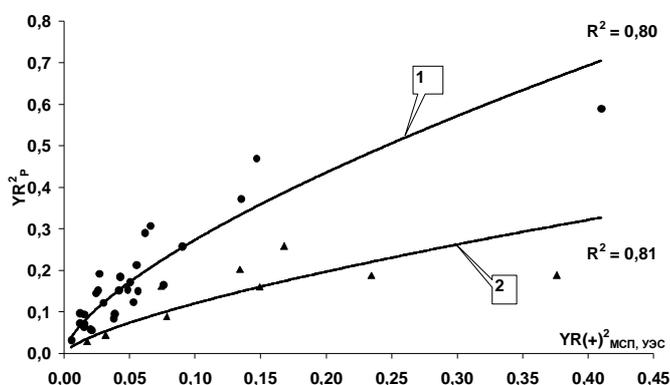


Рис. 4.12. Сопоставление положительных параметров статистической интенсивности вероятности насыщения УВ и МСП–УЭС в меловых водонасыщенных отложениях обусловленных каолинизацией, где 2– зависимость с наложением процесса карбонатизации.

На основании статистических результатов проиллюстрируем высказанное утверждение (рис. 4.12). Были отобраны 37 водонасыщенных интервалов мелового комплекса Б₁₁₋₁₉. На рисунке сопоставлены две выборки параметров статистической интенсивности для положительных регрессий $\rho_n(k_{no})$ и $\rho_n(\text{МСП})$, где МСП отражает глинистость. Получены две прямые степенные зависимости подтверждающие, что с увеличением глинистости увеличивается УЭС породы и пористость. Однако, кривая №2, расположенная ниже первой, обусловлена еще и наложенным процессом вторичной карбонатизации (сидеритизацией). С увеличением карбонатности уменьшается пористость и повышается сопротивление. Поэтому, снижение прямой зависимости $\rho_n(k_{no})$ приводит к уменьшению статистической интенсивности YR^2_p . Это удостоверяется сравнением интервальных параметров положительной регрессии содержания железа и УЭС Y^+_{Fe} (прямо пропорционально содержанию сидеритам) первой и второй кривой. Их средние значения:

$$\langle Y^+_{Fe}(2) \rangle = 0.33 > \langle Y^+_{Fe}(1) \rangle = 0.2,$$

а для статистической интенсивности положительной регрессии карбонатности и МСП (вторичные карбонаты):

$$\langle YR^2(2)_{МСП, карб} \rangle = 0.12 > \langle YR^2(1)_{МСП, карб} \rangle = 0.06.$$

Итак, определим граничные значения низкоомного параметра насыщения в меловых водонасыщенных отложениях и нефтегазонасыщенных низкоомных пластах верхнеюрского горизонта. Для решения этой задачи по формуле (4.31) были посчитаны низкоомные параметры 37 водонасыщенных интервалов и 17 низкоомных пластов скважин Томской области. Построены интегральные кривые, где точка их пересечения 0.46 отн. ед. определила граничную величину данного критерия с 88 % эффективностью (рис. 4. 13).

Пересечение кривой «водонасыщение» с осью абсцисс в точке 0.5 отн. ед. дает основание считать, что если низкоомный параметр по величине $\Theta > 0.5$, то исследуемый пласт с 95% достоверностью насыщен УВ. С целью проверки данного замечания были интерпретированы 22 водонасыщенных меловых интервала различных свит (покурская, киялинская, алымская) и расположенных на различных участках Томской области. Получены следующие результаты: $\langle \Theta \rangle = 0.16$ при единственном значении $\Theta_{max} = 0.58 > 0.5$, что для водонасыщенных пластов соответствует 95.5% вероятности совпадения низкоомного параметра в пределах граничного интервала.

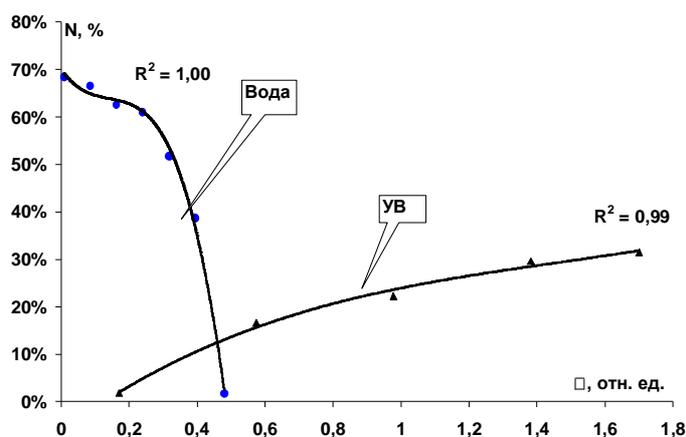


Рис. 4.13. Интегральные кривые низкоомного параметра насыщения Θ для водонасыщенных меловых отложений и низкоомных пластов юры.

Таким образом, низкоомный параметр может служить критерием характера насыщения песчаного интервала с пониженным сопротивлением, как в меловых, так и в юрских отложениях. Его применение позволяет избежать ошибочного определения характера насыщения при низкой минерализации пласта. Для песчаных отложений Томской области предлагаются следующие граничные величины: насыщение УВ – $\Theta \geq 0.5$; насыщение вода–УВ – $\Theta = [0.4-0.5]$; насыщение вода – $\Theta < 0.4$.

На других нефтегазодобывающих территориях Западно – Сибирской плиты граничные значения низкоомного параметра могут значительно отличаться от вышеприведенных величин. Например, исследования низкоомных интервалов в скважинах различных месторождений Тюменской области показали, что низкоомные параметры могут быть $\Theta \geq 0.12$ в случае насыщения УВ – вода (при $K_{нт} = 0.5$ д. ед.) (табл. 4. 3).

Очевидно, что для каждой изучаемой территории необходимо определять свои граничные величины Θ . В свою очередь, применяя вычисляемую характеристику действительного УЭС в качестве основного исследуемого параметра определяющего низкоомность интервала (4.11, 4.31), можно выделять пропущенные продуктивные пласты, изменение УЭС которых обусловлено изменением поверхностной проводимости (табл. 4.3, рис. 4.14-4.21).

Сравнительные определения характера насыщения исследуемых интервалов различными методами интерпретации материалов ГИС на месторождениях Тюменской области

№	Наименование скважины	Интервал, м	Индекс пласта	М, г/л	Стандартная интерпретация ГИС		Инновационная интерпретация ГИС				
					ρ_n , Ом·м	Характер насыщения, ($K_{нг}$, д. ед.)	ρ_{zp} , Ом·м	θ , отн. ед.	$\Delta\rho_{ni}/\rho_n$, отн. ед.	ρ_D , Ом·м	Характер насыщения, ($K_{нг}$, д. ед.)
1	Вынгаяхинская	2535-2543	БП ₁₂₋₁	19.0	11.2	нефть (0.51)	9.4	0.17	1.0	22.4	УВ (0.7)
2		2573-2583	БП ₁₂₋₂		11.0	нефть (0.42)	8.8	0.44	0.17	12.9	УВ (0.69)
3		2583-2593	БП ₁₂₋₂		7.0	неясно	9.5	0.15	0.6	11.2	УВ - вода (0.54)
4		2823-2833	БП ₁₇		17.0	неясно	17.0	0.22	0.3	22.1	УВ - вода (0.57)
5	Вынгапуровская	2510-2515	БВ ₇₋₁	20.0	4.0	вода	7.4	0.08	0.08	-	вода
6		2768-2778	Ач ₂₋₁		4.0	неясно	8.8	0.2	0.1	4.6	вода
7		2778-2788	Ач ₂₋₁		4.2	вода	8.8	0.17	0.5	6.3	вода
8		2880-2885	ЮВ ₁₋₁	56.5	2.8	неясно	3.8	0.43	0.45	4.1	УВ (0.54)
9		2900-2912	ЮВ ₁₋₂		3.0	вода	5.3	0.15	0.22	3.7	вода
10		2946-2954	ЮВ ₂		2.8	вода	4.8	0.25	0.88	5.2	УВ - вода (0.51)
11	Еты-Пуровская	2859-2865	БП ₁₂₋₀	20.0	5.8	неясно	9.2	0.2	0.59	9.3	вода - УВ (0.53)
12		3259-3269	Ю ₁₋₁	45.0	10.0	нефть (0.75)	3.7	1.27	0.08	10.8	УВ (0.73)
13		3506-3512	Ю ₁₋₂		6.8	неясно	6.4	0.16	0.24	8.4	УВ - вода (0.57)
14	Нижнедугинская	2377-2382	Ю ₁₋₁	50.2	6.6	вода	7.7	0.2	0.4	9.2	УВ - вода (0.55)
15		2406-2415	Ю ₁₋₃		3.8	вода	4.9	0.12	0.3	4.9	УВ - вода (0.5)



Рис. 4.14. Спиртобензольная вытяжка образцов Вынгаяхинского месторождения. Справа экспонируется бюкс с чистой спиртобензольной смесью.

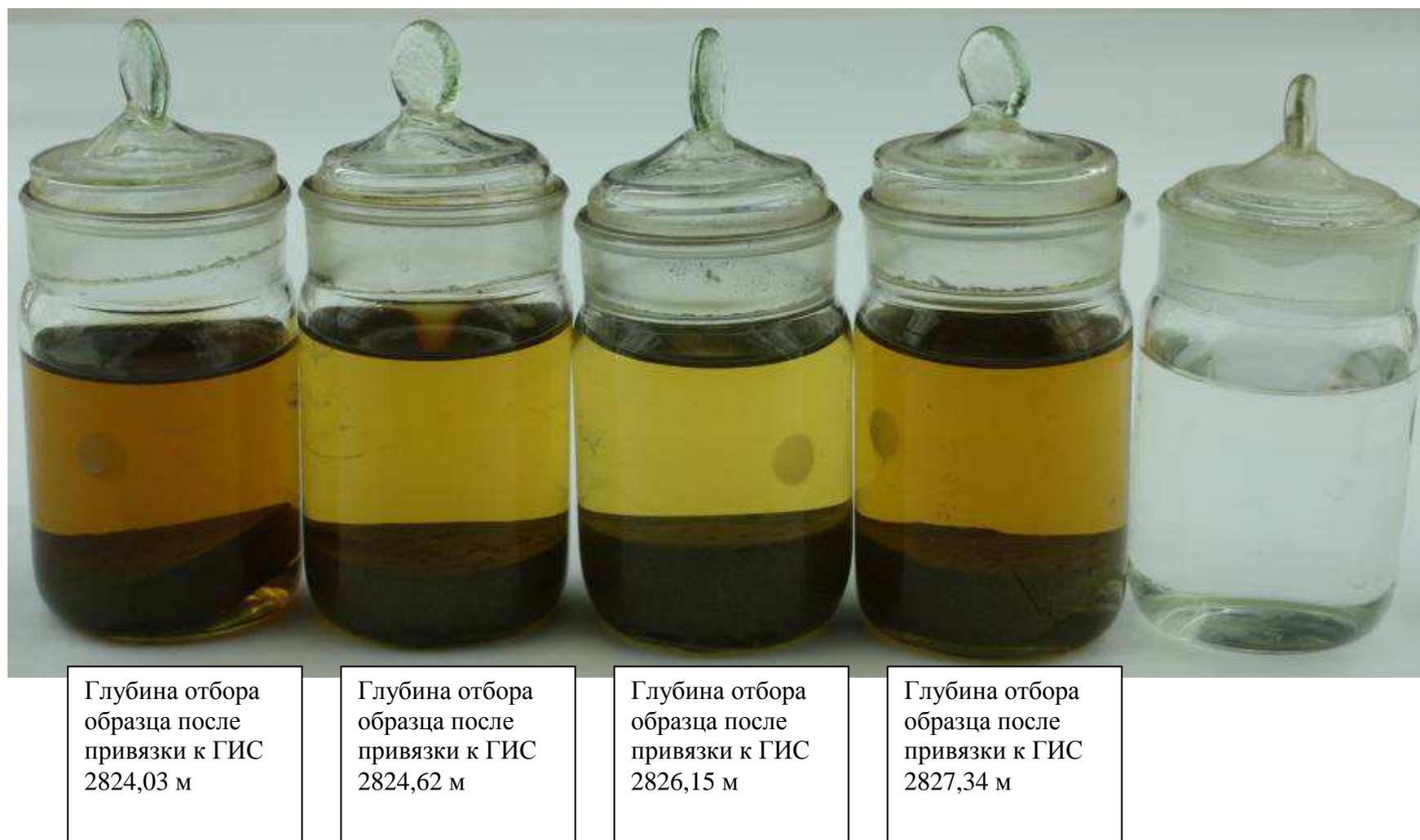


Рис. 4.15. Спиртобензольная вытяжка образцов Вынгаяхинского месторождения.
Справа экспонируется бюкс с чистой спиртобензольной смесью.

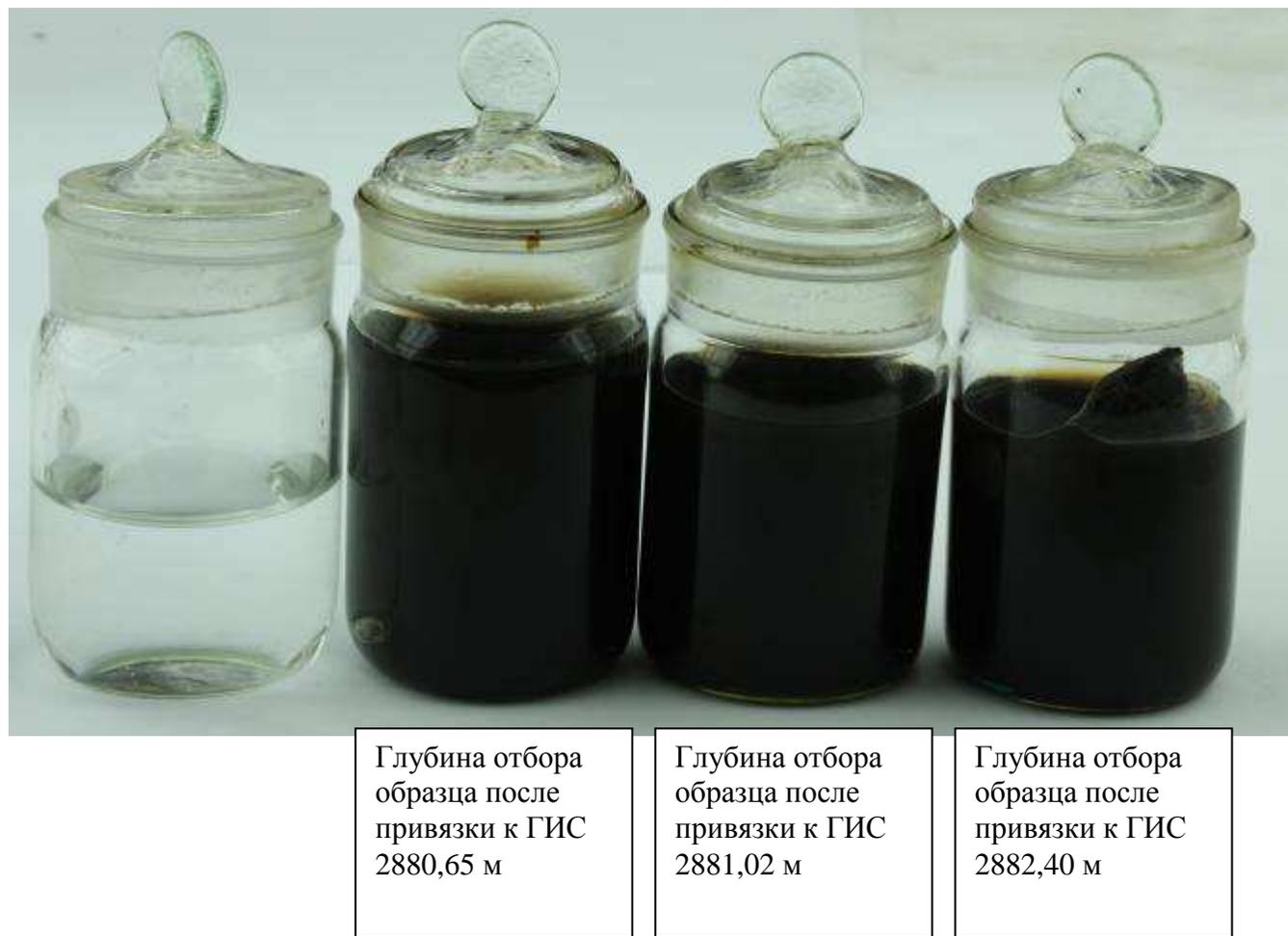


Рис. 4.16. Спиртобензольная вытяжка образцов Вынгапуровского месторождения.
Слева экспонируется бюкс с чистой спиртобензольной смесью.



Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2946,78 м

Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2947,37 м

Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2953,05 м

Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2953,62 м

Рис. 4.17. Спиртобензольная вытяжка образцов Вынгапуровского месторождения.
Слева экспонируется бюкс с чистой спиртобензольной смесью.



Глубина отбора образца после привязки к ГИС 2859,75 м	Глубина отбора образца после привязки к ГИС 2860,80 м	Глубина отбора образца после привязки к ГИС 2861,40 м
--	--	--

Рис. 4.18. Спиртобензольная вытяжка образцов Еты-Пуровского месторождения. Слева экспонируется бюкс с чистой спиртобензольной смесью.

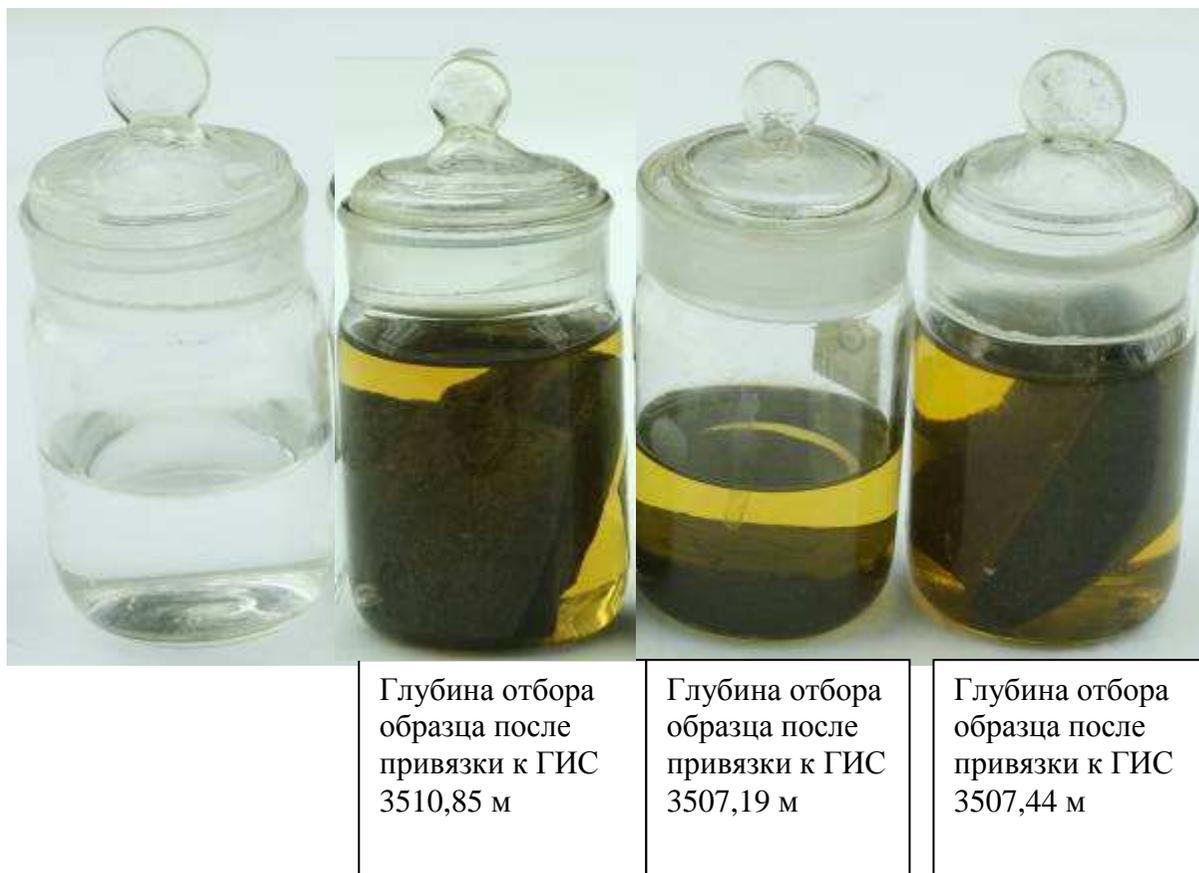


Рис. 4.19. Спиртобензольная вытяжка образцов Еты-Пуровского месторождения.
Слева экспонируется бюкс с чистой спиртобензольной смесью.



Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2378,88 м

Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2381,63 м

Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2381,81 м

Рис. 4.20. Спиртобензольная вытяжка образцов Нижнелугинецкого месторождения.
Справа экспонируется бюкс с чистой спиртобензольной смесью.



Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2407,02 м

Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2408,56 м

Глубина отбора
образца после
привязки к ГИС
2408,81 м

Рис. 4.21. Спиртобензольная вытяжка образцов Нижнелугинецкого месторождения.
Справа экспонируется бюкс с чистой спиртобензольной смесью.

В качестве примера в таблице 4.3 показаны геофизические и петрофизические параметры различных интервалов в четырех скважинах вычисленные различными методами, где действительное УЭС ρ_d , относительное приращенное УЭС $\Delta\rho_{ni}/\rho_n$, граничное УЭС ρ_{gp} и параметр Θ определялись согласно уравнениям (4.11, 4.16, 4.26, 4.30, 4.31). Результаты традиционных исследований были взяты на основании материалов отдела интерпретации материалов ГИС ООО «Газпромнефть – Восток». Работа выполнена совместно с ЗАО «Нефтеком» г. Тюмень.

В данном случае, для сопоставления результатов традиционного и инновационного методов интерпретации ГИС, были заданы интервалы юрских и меловых отложений с их различным характером насыщения. Очевидные (для традиционной интерпретации) нефтенасыщенные коллекторы также соответствуют УВ насыщению в инновационной технологии, но с повышенным коэффициентом нефтегазонасыщенности. Из шести интервалов с неясным характером насыщения пять оказались с УВ насыщением. Этот факт подтверждается результатами спиртобензольной вытяжки образцов керна (рис. 4.14-4.21). Так же три водонасыщенных (в стандартной интерпретации) коллектора оказались с признаками углеводородов.

Все продуктивные интервалы, которые в случае традиционной интерпретации не являются продуктивными, попадают под определение низкоомных коллекторов. Это обусловлено процессами геохимического преобразования вещества и соответствующей поверхностной проводимостью даже в случае высокой минерализации пласта ($M > 30$ г/л). Например, расчеты среднего содержания пирита по уравнению (2.5) в исследуемых пластах Ач₂₋₁ и ЮВ₁₋₁ Вынгапуровской скважины показали их повышенное содержание:

$$C_{nup}^{Aч} = 10\%; C_{nup}^{ЮВ} = 2.6\%.$$

В Вынгапуровской скважине выделены два низкоомных интервала, прежде всего, различающихся по величине низкоомных параметров. Причем, более нефтенасыщенный образец пласта ЮВ₁₋₁ (рис. 4.16 и 4.17) имеет

большую величину $\Theta_{ЮВ1}=0.43 > \Theta_{ЮВ2}=0.25$ относительно образца, взятого с пласта ЮВ₂.

В свою очередь, если усреднить низкоомный параметр Θ по характеру насыщения, то получим их следующие значения: $\langle \Theta \rangle_{УВ}=0.58$; $\langle \Theta \rangle_{УВ-вода}=0.18$; $\langle \Theta \rangle_{вода}=0.15$. Перечисленные факты могут являться подтверждением соответствия величины низкоомного параметра характеру насыщения исследуемого пласта. Чем больше параметр Θ , тем больше вероятность присутствия УВ. Для исследуемой территории Тюменской области граничные значения низкоомного параметра будут сдвинуты по ее оси в левую сторону. Общий анализ указывает на величину точки пересечения водонасыщенной и нефтенасыщенной кривых, приблизительно соответствующей $\Theta_{зр} \sim 0.2$ отн. ед.

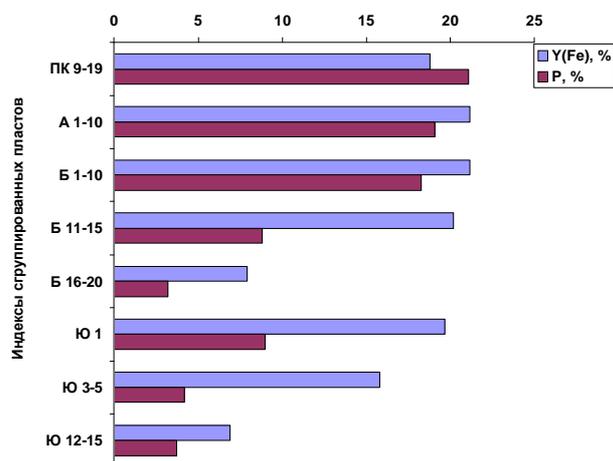


Рис. 4.22. Распределение усредненного интервального параметра понижения УЭС, обусловленного железосодержащими минералами Y_{Fe} и усредненной вероятности насыщения УВ $\langle p \rangle$ по сгруппированным пластам мела и юры на территории Томской области.

Вернемся к исследованиям низкоомных интервалов в скважинах территории Томской области. Общий анализ территории правобережья Оби показал (142 скважины), что корреляционная зависимость усредненных значений $\bar{p}(Y_{Fe})$ по разрезу скважины указывает на связь железосодержащих минералов с нефтегазонасыщенностью коллекторов (рис. 2.5). Причем, данная зависимость прослеживается только по стратиграфическим горизонтам (вертикально) (рис. 4.22).

В свою очередь, западная территория Томской области может значительно отличаться по форме распределения низкоомных пластов. Например, Столбовая площадь, расположенная на северо-восточной части Каймысовского свода, возле Колтогорского мегапрогиба, характеризуется высокой плотностью низкоомного параметра в нижнемеловой области (рис. 4.24). Каймысовский свод в основном формировался в ранний мел-туронский этап (51). Суммарный прирост амплитуды по отражающему горизонту Π^a составил 250 м.

В основании Столбовой структуры по отражающему горизонту Φ_2 (кровля доюрских образований) картируется локальный выступ фундамента, преимущественно, субширотного простирания. Изометрический контур террасы ограничен изогипсой минус 2880 м. Седловина, разделяющая локальные выступы, имеет ширину порядка 1,5 км и глубину до 30 м [145].

Столбовой локальный выступ фундамента осложняет северо-восточную часть террасы и оконтуривается изогипсой минус 2860 м. Размеры его в контуре этой изогипсы – 6,5x4,5 км, амплитуда около 70 м. Склоны Столбового выступа по отражающему горизонту Φ_2 осложнены тектоническими нарушениями северо-западного простирания [145].

На Столбовом месторождении проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д и МОГТ- 2Д с целью оптимизации заложения разведочно-эксплуатационного бурения [145]. На рис. 4.23 показан профиль ПР 28441 временного разреза пересекающий разлом, затухающий в верхней части осадочного чехла в кровле пласта A_1 .

Столбовую площадь пересекают два разлома (секущие отражающий горизонт Π^a), расположенных от скважины №91 к северу и востоку на расстояниях ~ 0.5 км [51]. В разломах скорость миграции флюидов достаточно высокая и в этом случае, при наложенном эпигенезе не хватает времени для значительного интенсивного преобразования породы. Поэтому степень вторичных геохимических преобразований нижнемеловых отложений низка. В свою очередь, в верхней части осадочного чехла миграция флюидов идет по

проницаемым разуплотненным пластам с меньшей скоростью. Это приводит к значительному росту интенсивности вторичного преобразования породы (вторичной карбонатизации, каолинизации). По результатам инновационной интерпретации материалов ГИС проявление существенного вторичного минералообразования в верхних горизонтах начинается с нижнего покура (рис. 4.26). В зоне юрских отложений значительная каолинизация обусловлена наличием плотных аргиллитов баженовской свиты, являющейся латеральной покрывкой, замедляющей скорость вертикальной миграции флюидов.

В скважине №91 Столбового месторождения промышленный приток нефти получен из нижнемелового горизонта ачимовского песчаного пласта (АчБ₁₃). Другие нижнемеловые отложения перфорации не подвергались. Очевидно, это связано с определением низких значений УЭС пластов, с соответствующей их традиционной водонасыщенной интерпретацией.

Анализ результатов инновационной интерпретации показал, что понижение электрического сопротивления породы обусловлено существенным содержанием пиритов и деградированных гидрослюд (и связанной с этим каолинизацией обусловленной углекислотным метасоматозом) (рис. 4.25, 4.26). На рисунках это проявилось в области нижнемеловых отложений.

По величине распределения низкоомного параметра можно выделить два продуктивных пласта с различным характером насыщения, это Б₁₀ (УВ, $\Theta=0.5$) и АчБ₁₃ (УВ-вода, $\Theta=0.4$). Здесь мы видим, что выявленный характер насыщения ачимовского пласта соответствует действительности. В свою очередь, низкоомный пласт Б₁₀ выделяется максимальной величиной параметра Θ . Статистический анализ материалов ГИС показал, что по всему выделенному песчаному интервалу пласта Б₁₀ электрическое сопротивление понижается в связи с сильным влиянием ДЭС глин и деградированных гидрослюд (либо пелитизированных калиевых полевых шпатов) (рис. 4.25).

На рис. 4.27 показаны каротажные диаграммы НГК, ГК, ПС, ГЗ-3 и

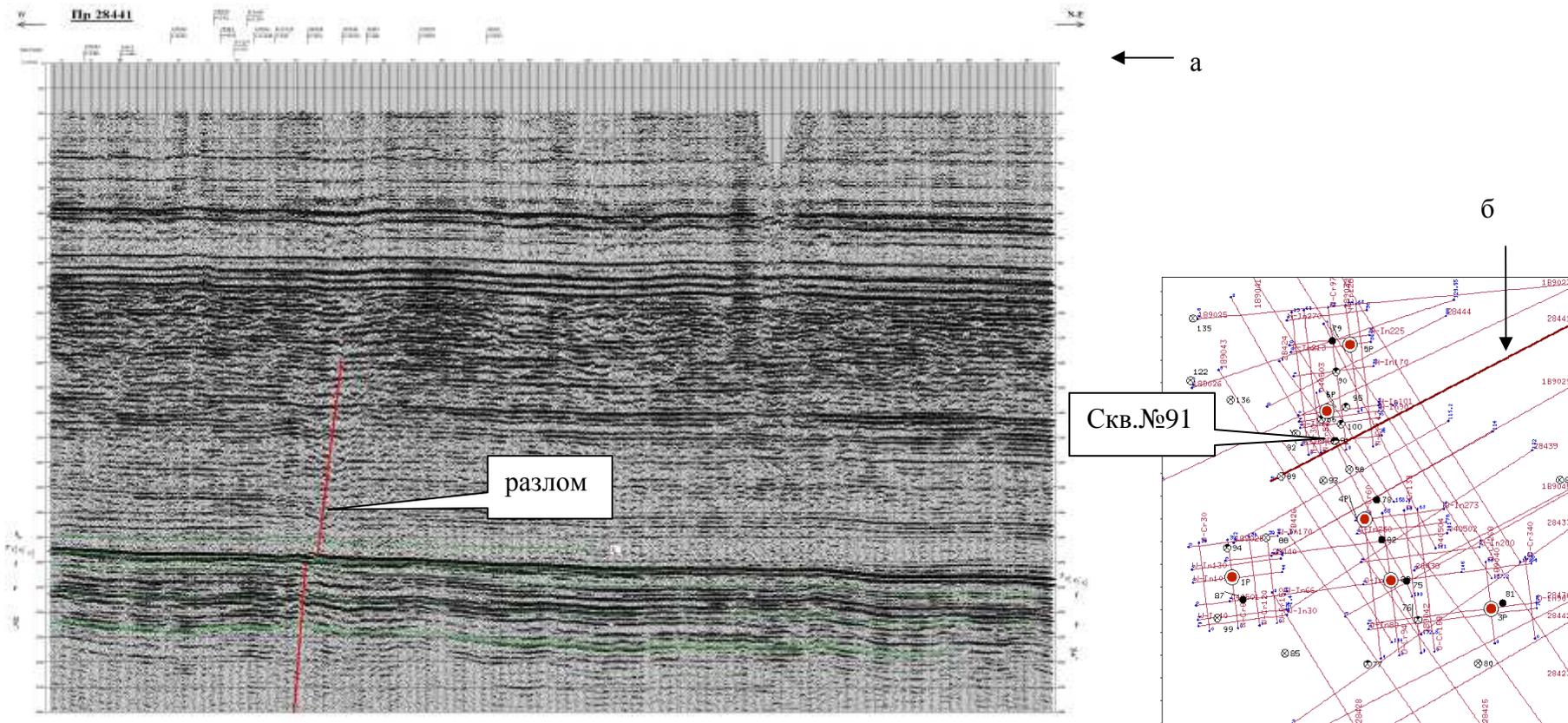


Рис. 4.23. Профиль временного разреза Столбовой площади, где а – сейсмограмма временного разреза, б – линия расположения профиля.

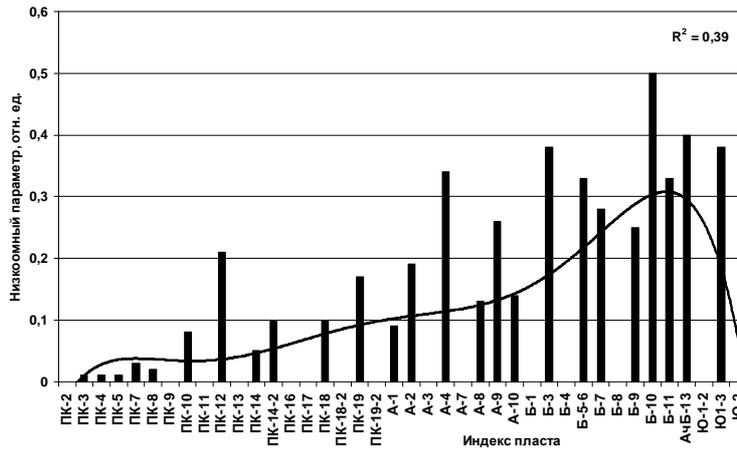


Рис. 4.24. Распределение низкоомного параметра Θ по глубине скважины Столбовая №91.

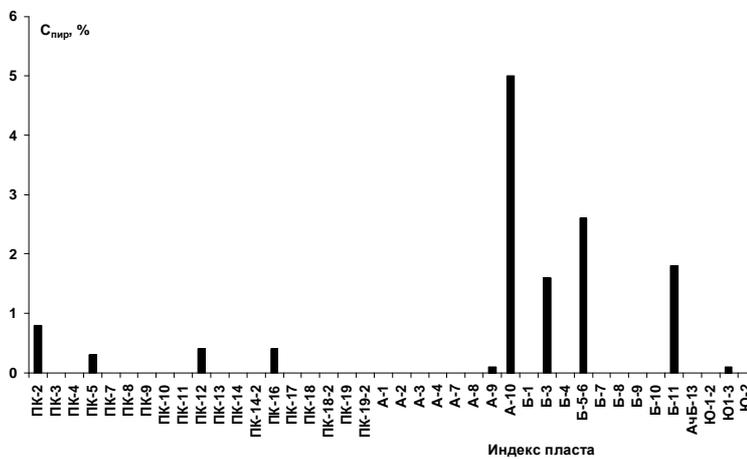


Рис. 4.25. Распределение содержания пиритов по глубине скважины Столбовая №91.

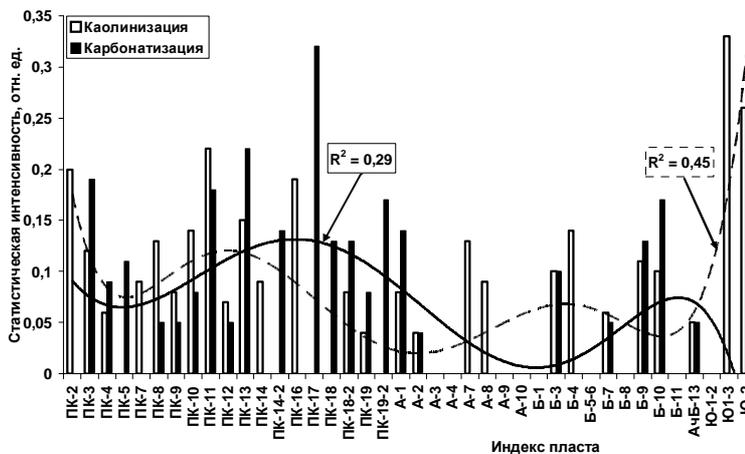


Рис. 4.26. Распределение статистической интенсивности YR^2 каолинизации и карбонатизации по глубине скважины Столбовая №91.

расчетные данные коэффициента корреляции МСП (глинистости) и УЭС ($R_{ДЭС}$), УЭС породы (ρ_n), граничное УЭС (ρ_{gp}) и действительное электрическое сопротивление (ρ_D) для двух песчаных интервалов, водонасыщенного – B_9 и с перспективным УВ насыщением – B_{10} . Прежде всего, эти пласты отличаются отношением действительного УЭС к граничному сопротивлению. Для перспективного пласта отношение $\langle \rho_D / \rho_{gp} \rangle_{УВ} = 2.07$, для водонасыщенного – $\langle \rho_D / \rho_{gp} \rangle_{вода} = 0.94$. Отрицательная регрессия МСП и УЭС всего песчаного интервала B_{10} подтверждает факт сильного влияния ДЭС на УЭС породы. Чего нельзя сказать о водонасыщенном интервале. Также величина низкоомного параметра водонасыщенного пласта лежит далеко за пределами граничного значения: $\theta_{B9} = 0.25 < \theta_{gp}^{УВ-вода} = 0.4$.

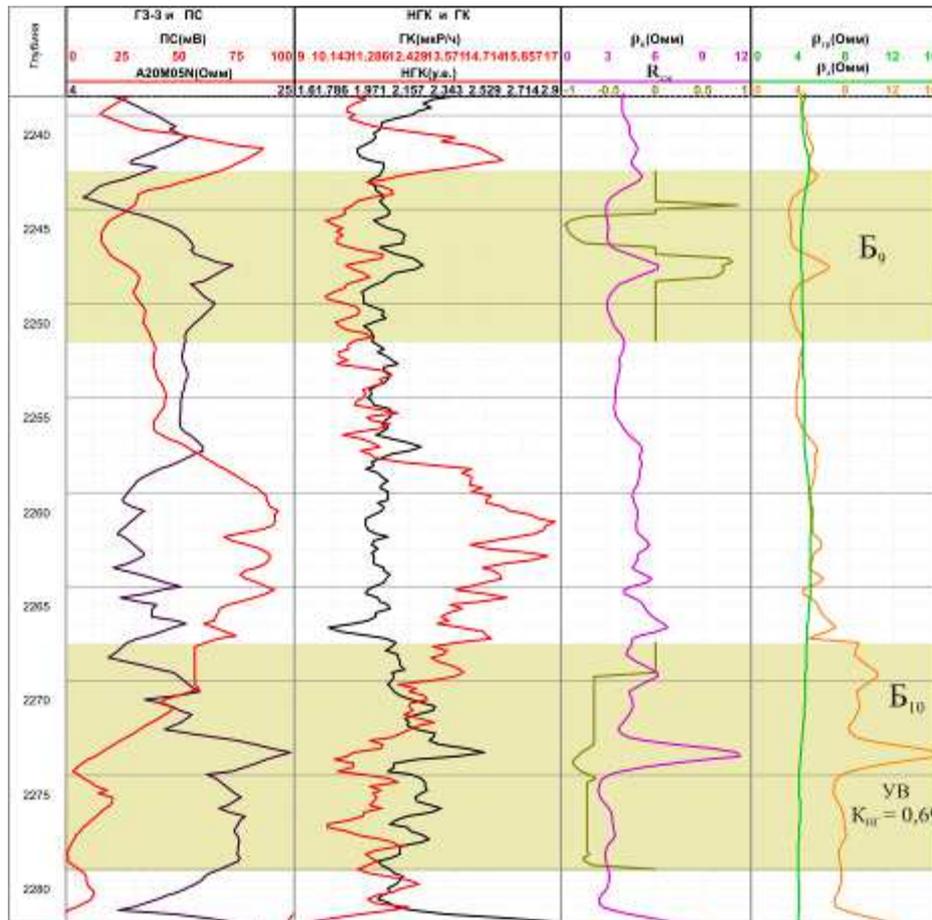


Рис. 4.27. Результаты инновационной интерпретации данных ГИС скважины №91 Столбовой площади, где низкоомный пласт B_{10} выделяется значительной величиной действительного УЭС породы.

Сопоставление величин вычисляемых параметров, характеризующих явление низкоомности для двух песчаных интервалов, дало возможность показать результативность предлагаемого метода. К сожалению рекомендуемый к испытанию пласт Б₁₀ еще не испытывался и его перспективность по характеру насыщения пока не может служить веским доказательством соответствия действительности. Но все же, проведенные исследования на других месторождениях дают основания полагать, что выявленный низкоомный интервал может оказаться весьма перспективным (с точки зрения его продуктивности).

Итак, анализ результатов инновационной интерпретации материалов ГИС скважины №91 Столбовой площади показал, что кроме выявления низкоомных интервалов инновационный метод еще позволяет выделять зоны вторично-преобразованной породы обусловленной наложенным эпигенезом и обнаруживать присутствие близко расположенных тектонических разломов, являющихся причиной интенсивной миграции флюидов.

4.5. Выводы.

На основе статистической интерпретации материалов ГИС показана геохимическая природа формирования низкоомного коллектора. В свою очередь, проведенные теоретические исследования выявили причину понижения УЭС, обусловленную увеличением количества некомпенсируемых зарядов на поверхности двойного электрического слоя глинистой фракции песчаника. Заряды образуются в результате эпигенетических процессов преобразования вещества под влиянием мигрирующих флюидных потоков.

Увеличения количеств зарядов на локальной поверхности ДЭС повышают общую электрическую проводимость породы, а поверхностная электрическая проводимость может оказаться выше проводимости воды даже при высокой минерализации электролита. Вкрапления пиритов и других электропроводящих минералов в электрическом слое глин также понижают УЭС породы.

Поверхностная проводимость глин может быть обусловлена как ДЭС, так и геометрическим фактором – уменьшением радиуса капилляров, приводящим к понижению удельного сопротивления породы. В этом случае, с увеличением мелкодисперсной фракции глин УЭС породы уменьшается.

Выявлены основные критерии определения низкоомного коллектора и их граничных значений. Критерии вычисляются на основе статистического анализа данных каротажа скважин и имеют следующие характеристики:

Во-первых, действительное УЭС песчаной породы определяется как сумма УЭС породы и приращенного сопротивления $\rho_d = \rho_{n(ГИС)} + \Delta\rho_{ni}$ причем, при УВ насыщении действительное сопротивление должно быть больше граничного УЭС, разделяющего на водонасыщенный и нефтенасыщенный пласт данного горизонта исследуемой площади.

Во-вторых, приращенное УЭС вычисляется на основе уравнения степенной регрессии отрицательных корреляционных зависимостей статистических данных по содержаниям железа, калия и МСП (глинистости) с показаниями кажущего сопротивления градиент-зонда. Приращенное сопротивление определяется как сумма приращенных УЭС каждого элемента влияния на электрическую проводимость: $\Delta\rho_{ni} = \langle \rho_n \rangle \left\{ \sum_{i=1}^N C_i^\alpha - N \right\}$, где C_i – относительное содержание i -го элемента влияния, α – степенной показатель, вычисляемый на основе уравнения регрессии, N – количество элементов влияния.

В-третьих, низкоомный параметр насыщения Θ (являющийся показателем характера насыщения исследуемого пласта) определяется как произведение вероятности насыщения УВ с отношением приращенного УЭС деленного на граничное сопротивление, т.е. $\Theta = p\Delta\rho_{ni}/\rho_{zp}$. В случае соответствия статистической интенсивности i -го процесса приращенному УЭС (т.е. $YR_i^2 \sim (C_i^\alpha - 1)$) параметр $\Theta = p(\rho_{n(ГИС)}/\rho_{zp}) \sum YR_i^2$ при этом, если $\Theta > \Theta_{zp}^{УВ-вода}$ исследуемый интервал характеризуется как УВ насыщенный. Для песчаных отложений Томской области предлагаются следующие граничные величины:

насыщение УВ – $\theta \geq 0.5$; насыщение вода–УВ – $\theta = [0.4-0.5]$; насыщение вода – $\theta < 0.4$.

Таким образом, метод статистической интерпретации каротажных диаграмм позволяет решать проблему поиска продуктивных низкоомных коллекторов, пропущенных в результате стандартной интерпретации, а также проводить уточнение параметров при подсчете запасов углеводородного сырья в зонах вторичных геохимических преобразований.

5. СВЯЗИ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ГИС С СЕЙСМИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ В ЗОНАХ МИГРАЦИИ ФЛЮИДОВ.

5.1. Критерии локализации перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных областях.

По мере накопления информации по низкоомным продуктивным пластам, полученной с помощью вышеописанной методики, наметились некоторые тенденции в размещении прогнозно-продуктивных скважин в пространстве и прогнозно-продуктивных пластов в разрезе на исследуемой территории. Понятно, что там, где развиты крупные разрывные нарушения, долгоживущие и периодически обновляющиеся, возникновение многопластовых месторождений неизбежно, хотя масштабы скоплений углеводородов в разных пластах могут быть разными и даже часть из них будут разрушенными. Тем не менее, эти тектонически-активные зоны наиболее перспективны для формирования низкоомных коллекторов с возможным углеводородным насыщением [2, 63, 107]. Не меньший интерес представляют зоны *сочленения* куполовидных поднятий и прогибов, а также тектонически-напряженных, с возможным развитием трещиноватости. Здесь формируются вторичные низкоомные коллекторы. Причем, чем «круче» склон этого сочленения, тем значительнее интенсивность вторичных преобразований, разуплотненность породы и, при наличии покрышки, вероятность формирования УВ коллектора в вышележащих пластах. В тоже время, было замечено, что в зонах сочленения большая часть прогнозно-продуктивных скважин размещается на относительно спокойных тектонических участках. Поэтому, критерием поиска в зонах сочленения будут участки с достаточно «гладким» склоном, т.е. там, где отсутствуют мелкие складчатые деформации более высокого порядка, образованные в позднее время. В этом случае вероятность расформирования образованной УВ залежи незначительна.

Возникает необходимость каким-то образом охарактеризовать перечисленные критерии с математической точки зрения и определить их

численные значения. В качестве основного инструмента можно использовать математический аппарат, применяемый при интерпретации временных сейсмических разрезов поверхности отражающих горизонтов. Наиболее информационными и значимыми, с точки зрения решения поставленной задачи, являются такие операторы как градиент и лапласиан [16].

Расчет градиента и лапласиана производился в геоинформационной системе *Golden Software Surfer* в модуле программы *Grid/Calculus/Differential and Integral Operators – Gradient Operator и Laplacian Operator*. *Grid/Calculus* предоставляет набор инструментов для интерпретации сеточных файлов. Сеточные исчисления могут помочь определить такие числовые характеристики сетки, которые не являются вполне очевидными на карте, построенной по этой сетке. После расчета сеточных поверхностей градиента и лапласиана, была сделана выборка этих значений в точках скважин, с помощью модуля *Grid/Residuals* и сформированы таблицы по скважинам для расчета статистики.

Градиент представляет собой векторную функцию скорости пространственного изменения от большего к меньшему значению исследуемого скалярного параметра. Это может быть температура, давление и т.д. Но нас интересует изменение поверхности изучаемого горизонта по глубине, его рельеф. Это означает – необходимо знать насколько быстро меняется высота, т.е. крутость склона. Поэтому в качестве исследуемого параметра мы возьмем поверхностную функцию рельефа от высоты f_z . В этом случае ***grad*** f_z – двухкомпонентная сумма частных производных f_z по ее аргументам X и Y .

В работе [123] рассмотрен аспект увязки касательного и нормального напряжения горной породы с наклоном структурной поверхности. Собственно говоря, отношение касательного к нормальному напряжению равно тангенсу угла наклона ($\tau/\sigma = tg \alpha$), соответственно прямо пропорционально градиенту амплитуд тектонических движений. Автор обосновал, что при $\tau \gg \sigma$ угол сдвига $\gamma \approx tg \alpha$ мы получаем равенство [123]:

$$\mathbf{G} = \mathit{grad} f_z = \mathbf{r} (2U/g)^{1/2}, \quad (5.1)$$

где \mathbf{r} – единичный вектор, U – энергия деформации, g – модуль упругости породы. Здесь мы видим, что с увеличением градиента поверхности, т.е. тангенса угла наклона, увеличивается энергия деформации на растяжение, следовательно, увеличивается не только плотность сколов, разломов, но и микротрещин в породе. Все это приводит к повышению проницаемости породы для миграции флюидных потоков.

Лапласиан (L) представляет собой дивергенцию от градиента, т.е. он является скаляром показывающим, насколько меняется плотность векторного поля в окрестности точки приложения. С геометрической точки зрения лапласиан указывает на то, как быстро меняется градиент, и меняется ли он в окрестности исследуемой точки, т.е. *если* крутость склона в окрестности точки не постоянна и увеличивается в силу определенных деформаций, то лапласиан увеличивает свое значение относительно нуля. Причем, минус означает выступ, поднятие, а положительное значение – впадину, прогиб, синклиналиную складку и т.д. В свою очередь известно, что микротрещины, как правило – вертикальные многопластовые трещины отрыва, образуются в местах повышенной пликативности, кривизны пласта. При таких условиях трещиноватость пропорциональна производной поверхности второго порядка (лапласиану) отражающего горизонта и зависит от мощности приуроченного (к отражающему горизонту) пласта [18, 107]. Следовательно, лапласиан в окрестности нулевого значения будет интерпретироваться как относительно «гладкий» и ровный, с отсутствием трещин отрыва, склон. Здесь, при определенных условиях, могут образовываться только трещины скола в пределах песчаного пласта, ограниченного глинистыми толщами.

Наложение зон с высоким градиентом на участок с почти нулевым лапласианом позволит определить участки хотя и напряженные, т.е. трещиноватые (трещины скола), но достаточно спокойные в тектоническом плане времени существования исследуемого склона. В таких тектонически-напряженных зонах породы, как правило, разуплотнены. Метод наложения

основан на выявлении совпадающих по площади зон двух множеств (предельных критериев). Совпадающие области предельных критериев назовем *тектонически-напряженной зоной* (ТНЗ). С позиций рассматриваемой нами флюидодинамической модели формирования низкоомных УВ залежей в тектонически-деформированных зонах, при наличии покрывки ТНЗ будут определяться как наиболее перспективные [63].

На примере 42 скважин (из 170 изученных) расположенных в районе Усть-Тымской впадины и Парабельского мегавала Томской области покажем сопоставления результатов переинтерпретации материалов ГИС программными комплексами «*Real Collector*» и «ПКА» с результатами обработки временных сейсмических разрезов.

На временных сейсмических разрезах территории Томской области основным отражающим горизонтом подстилающим меловые отложения является подошва баженовской свиты II^а. Определение градиента и лапласиана на структурном плане данного отражающего горизонта, а также их сопоставления со средней вероятностью насыщения УВ $\langle p \rangle$ и средним интервальным параметром $\langle Y \rangle$ юрско-меловых отложений по скважинам позволили выявить некоторые зависимости.

Переинтерпретация материалов ГИС каждой скважины проводилась по 20 – 22 пластам песчаных коллекторов в меловых и верхне-средне-юрских отложениях. Пласты выбирались в соответствии с их мощностью (более 4 м), а при их большом количестве (более 25 интервалов) предпочтение, для переинтерпретации ГИС, отдавалось более мощным пластам, либо интервалам с неопределенными результатами стандартной интерпретации материалов ГИС.

Рассмотрим полученную зависимость между средней вероятностью насыщения УВ $\langle p \rangle$ юрско-меловых отложений и градиентом G в зонах Усть-Тымской мегавпадины и Парабельского мегавыступа (рис. 5.1). Между этими характеристиками проявилась прямая логарифмическая связь что, в свою очередь, является подтверждением достоверности используемого алгоритма переинтерпретации материалов ГИС (на других структурах такая же

логарифмическая связь). На диаграмме данная зависимость разделилась на две группы скважин – с большей (*b*) и меньшей (*a*) средней вероятностью насыщения УВ. По всей видимости, на определение вероятности насыщения УВ оказывает влияние как минимум еще один процесс. Статистический анализ показал, что вероятность $\langle p \rangle$ для группы скважин (*a*) обратно пропорциональна *интенсивности* вторичных преобразований породы с УВ насыщением. Однако, данная зависимость $\langle p(I) \rangle$ прямо пропорциональна в группе скважин (*b*). Очевидно вторичные процессы в разрезе групп скважин (*a*) ухудшают коллекторские свойства исследуемых интервалов, что может служить относительным уменьшением их вероятности насыщения УВ.

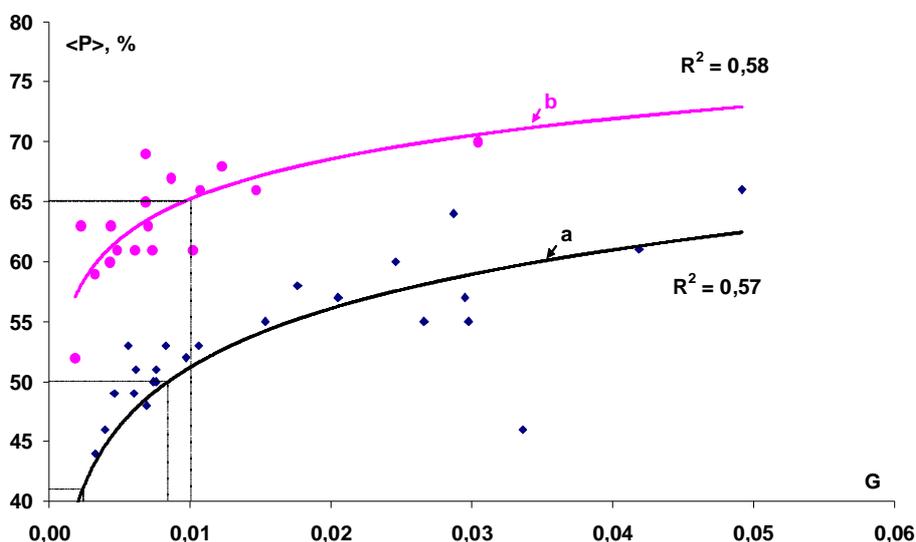


Рис. 5.1. Зависимость средней вероятности насыщения УВ скважины $\langle p \rangle$ от градиента (G) по отражающему горизонту Π^a слабоизученной территории Томской области где, *a*– группа скважин с меньшей вероятностью УВ насыщения; *b* – группа скважин с большей вероятностью УВ насыщения.

Определились две группы взаимосвязей, с большей (*b*) и меньшей (*a*) вероятностью насыщения УВ. По всей видимости, вероятность насыщения УВ связана не только с тектоническими явлениями, но и зависит от различных геохимических процессов, приводящих к изменению средней емкости пустот. Для подтверждения этой гипотезы были изучены дела скважин на предмет литолого-петрографических и петрофизических анализов керна.

Из 42 скважин, в которых пласты Ю₁¹⁻⁵ и Ю₂ пройдены с отбором керна, литолого-минералогический анализ и петрофизические исследования образцов керна в комплексе проведены только в 21 скважине. Как правило, проводились исследования только васюганской, либо наунакской свиты. В основном породы представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Нами были изучены описания 25 образцов песчаника и 9 образцов алевролита. Полученные материалы дают возможность оценить влияние вторичных процессов, а также уточнить характер изменения пород-коллекторов.

Процессы, связанные с выносом веществ, выявлены в 12 скважинах, которые оказались принадлежащими группе (b). Эпигенез выражен в каолинизации и в развитии вторичного каолинита, в гидрослюдизации и разложении слюд, в пелитизации и разложении полевых шпатов. В результате интерпретации материалов ГИС данной группы скважин было вычислено среднее значение открытой пористости для пластов с признаками УВ насыщения: $\langle k_{no} \rangle = 24.9\%$.

В 9 скважинах, принадлежащих группе (a), с меньшей вероятностью насыщения УВ, обнаружены вторичные процессы, развивающиеся с привносом вещества, а именно; карбонатизация, сидеритизация, регенерация кварца, слюд и полевых шпатов, а также растворение контуров зерен и замещение обломков зерен гидрослюдами. В этой группе скважин среднее значение открытой пористости уменьшается: $\langle k_{no} \rangle = 23.5\%$.

Перспективность изучаемых участков напрямую зависит от интенсивности вторичных преобразований горной породы причем, в зонах относительно градиента поверхности, где происходит разуплотнение, выщелачивание породы (углекислотный метасоматоз) вероятность УВ насыщения выше вероятности зон с наложенным уплотнением (карбонатизацией) коллектора (группа (a)). И, на основании проведенного анализа по отложениям юры (глава 2, рис. 2.2) и зависимости $p(G)$ (рис. 5.1), появляется возможность в юрских отложениях выделить по градиенту две

области перспективных с точки зрения УВ насыщения: $\zeta_2 > G_I \geq \zeta_1$ ($65\% > p \geq 42\%$) – перспективная зона; $G_2 \geq \zeta_2$ ($p \geq 65\%$) – высокоперспективная зона.

Определим скважинную интенсивность вторичных преобразований железосодержащих минералов ($I_{скв}$) в рамках проведенного корреляционного анализа вычисленных статистических параметров по интервалам. Интервальный параметр влияния железистых минералов на электрическое сопротивление породы (Y_{Fe}) является показателем доли интервала исследуемого коллектора, в котором происходят интенсивные вторичные преобразования обуславливающие понижение УЭС (пиритизация, деградация хлоритов). Положительная корреляция данного интервального параметра с отрицательным коэффициентом корреляции (R) железа и УЭС (в скважинах с признаками УВ насыщения) исследуемого интервала в разрезе выборочных интервалов скважины отражает положительную зависимость вторичных преобразований с вертикальной миграцией флюидов:

$$I_{скв} = \left(\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})(Y_i - \bar{Y}) / (n\sigma_R\sigma_Y) \right)^2 \sim \langle YR^2 \rangle. \quad (5.2)$$

Таким способом полученный параметр $I_{скв}$ будет отражать среднюю интенсивность вторичных процессов преобразования железосодержащих минералов, понижающих УЭС пласта.

Сопоставление параметра интенсивности вторичных преобразований $I_{скв}$ с лапласианом L в различных структурах выявило их обратную корреляционную зависимость (рис. 5.2). Чем больше лапласиан по модулю, т.е. в нашем случае – чем интенсивнее проявляется поднятие, антиклинальная складка горизонта Π^a (отрицательное значение лапласиана), тем больше трещиноватость (трещины отрыва) и межпластовая проницаемость флюидов. Это приводит к уменьшению интенсивности вторичных преобразований песчаников с УВ насыщением в разрезе скважины. Очевидно, значительная тектоническая подвижность (характеризуемая большим по модулю лапласианом) нарушает процесс формирования залежи, уменьшая тем самым время преобразования породы. Так же, уменьшение коэффициента

трещиноватости уменьшает фильтрацию флюидов, тем самым увеличивает время преобразования породы. В свою очередь, окрестность нулевого значения лапласиана (l) характеризует более спокойные тектонические условия ($-l < L_0 < l$), что и послужило определением предельного критерия по лапласиану для выявления стабильной зоны образованной УВ залежи.

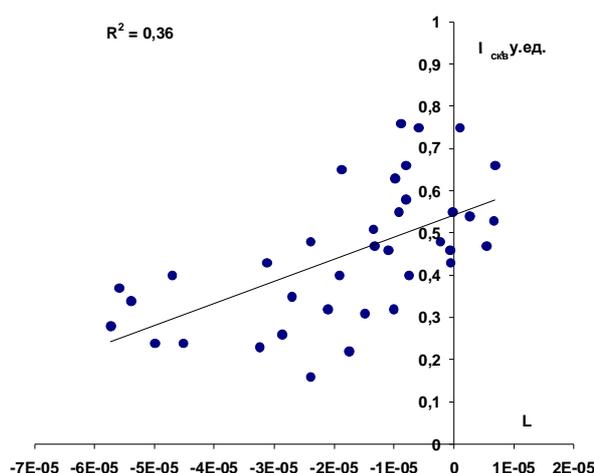


Рис. 5.2. Зависимость между скважинной интенсивностью преобразований породы с УВ насыщением ($I_{\text{СКВ}}$) и лапласианом (L) по отражающему горизонту Π^a в разрезе скважин исследуемой территории Томской области.

В пределах нулевого значения лапласиана проявилась положительная корреляция параметров $\langle p \rangle$ и L (рис. 5.3). В эту область попали 14 скважин (из 42 скважин, с вычисленными параметрами интенсивности вторичных преобразований) (табл. 5.1). Данный факт является подтверждением концепции *положительной зависимости* средней вероятности УВ насыщений по скважине от тектонической структуры (*от поднятия к прогибу*) в окрестности нулевого значения лапласиана в зонах интенсивных вторичных преобразований горных пород. И что характерно, в списке 14 скважин попавших в ТНЗ оказалось такое месторождение как Киев-Еганское, продуктивность мелового комплекса отложений, которого доказана результатами испытания и эксплуатации. В свою очередь, более 98% ТНЗ расположились в зонах сочленения прогибов и поднятий структур различного порядка.

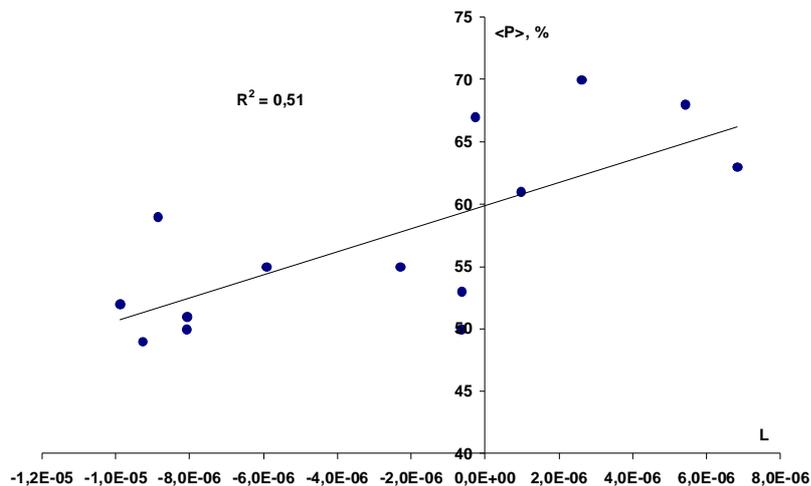


Рис. 5.3. Зависимость средней вероятности насыщения УВ скважин $\langle p \rangle$ от лапласиана в окрестности нуля (L) по отражающему горизонту Π^a на участках размещения скважин исследуемой территории Томской области.

Однако следует отметить, что генезис зоны сочленения не всегда обусловлен тектоникой. Он может быть связан и со склоновой частью клиноформного комплекса отложений, образованного в результате осадконакопления. В этом случае зона с большим градиентом и малым лапласианом не будет являться ТНЗ. Следовательно, предлагаемые критерии поиска залежей УВ «работают» только на тектонически-сформированных структурах при условии образования трещин скола, приуроченных к разломам.

В частности, исследуемая площадь Томской области подверглась влиянию активных постюрских тектонических процессов с формированием разрывных нарушений преимущественно меридионального простирания, по которым УВ могли мигрировать в меловые песчаные пласты [51]. Например, в Усть-Тымской впадине в раннее мел-туронское время центральная часть депрессии устойчиво прогибалась относительно северо-западного и юго-восточного бортов. Наличие двух регрессий – северо-западная (Александровский свод, Караминская мезоседловина) и юго-восточная

Наименование скважин с признаками УВ насыщения в окрестности нулевого лапласиана

№	Наименование скважин	$I_{\text{скв}}$	$\langle p \rangle$	L
1	Верхне-Комбарская 291	0.75	61	0,0000010
2	Воскресенская 1	0.76	59	-0,0000089
3	Восток 1	0.46	50	-6,43E-07
4	Громовская 1	0.55	49	-9,27E-06
5	Каргинская 1	0.66	50	-8,08E-06
6	Киев-Еганская 353	0.75	55	-5,92E-06
7	Мирная 412	0.54	70	2,61E-06
8	Мирная 413	0.47	68	5,41E-06
9	Парабельская 3	0.48	55	-2,30E-06
10	Поскоевская 1	0.66	63	6,82E-06
11	Солоновская 44	0.43	53	-6,32E-07
12	Тунгольская 2	0.63	52	-9,88E-06
13	Чачанская 2	0.58	51	-8,08E-06
14	Южно-Пыжгинская 1	0.55	67	-2,68E-07

Таблица 5.2

Наименование скважин без признаков УВ насыщения.

№	Наименование скважин	G	$ L $
1	Верхне-Карзинская 1	0,0030	4,93E-06
2	Восток 3	0,0223	1,28E-05
3	Западно-Колпашевская 1	0,0120	1,58E-05
4	Киндальская 440	0,0034	1,19E-05
5	Круглоозерная 1	0,0119	5,25E-06
6	Крыловская 2	0,0060	1,23E-05
7	Мартовская 431	0,0088	1,84E-05
8	Мыгытынская 306	0,0262	2,34E-05
9	Няргинская 1	0,0138	1,31E-05
10	Передовая 192	0,0174	4,61E-06
11	Солоновская 45	0,0155	6,85E-06
12	Тибинакская 241	0,0040	1,22E-05
13	Тибинакская 242	0,0027	8,69E-06
14	Трассовая 316	0,0095	3,15E-06
15	Тростниковская 281	0,0112	1,48E-05
16	Ураловская 302	0,0150	3,91E-05
17	Чарусная 190	0,0320	6,41E-05

(Тросниковский выступ, Вертолетная площадь), отражает общую концепцию тектонических движений с соответствующим генезисом и морфологией юрско-меловых пластов изучаемой территории.

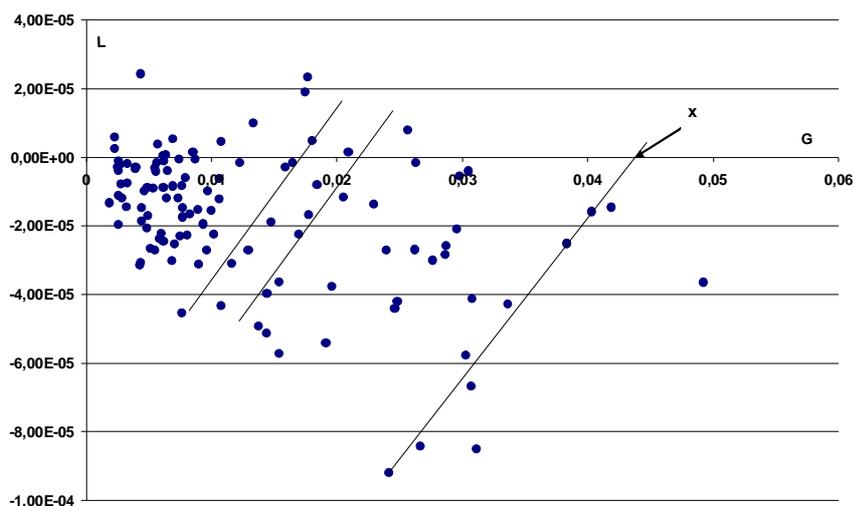


Рис. 5.4. Зависимость лапласиана (L) от градиента (G) по отражающему горизонту Π^a на участках размещения скважин исследуемой территории Томской области (линиями x обозначены обратные корреляционные зависимости).

Если сопоставить лапласиан и градиент 139 скважин, то на общем фоне прямой корреляции (чем больше градиент, т.е. чем «круче» и с большей амплитудой склон, тем значительно повышается складчатость склона) заметны отдельные ориентации корреляций в сторону понижения пликвативных деформаций (на рис. 5.4 обозначены линией x). Особенно это проявляется в окрестности нулевого значения лапласиана (рис. 5.5).

В этом случае имеет смысл провести сравнительный анализ зависимостей *модуля* лапласиана с градиентом по двум группам скважин – с вероятным УВ насыщением и при отсутствии данной вероятности. Дело в том, что при увеличении «крутости» склона и амплитуды изучаемого горизонта (градиента) складчатые деформации структурного склона более высокого порядка малости (лапласиан), как правило, увеличивают свою интенсивность. Соответственно, между данными характеристиками проявится *прямо пропорциональная* зависимость, что отразится на вероятности нефтегазонасыщенности исследуемого района – в данных скважинах вероятность УВ насыщения будет крайне низка, либо полностью отсутствовать (табл. 5.2). И наоборот, *обратно*

пропорциональная зависимость градиента и модуля лапласиана характеризует благоприятную тектоническую обстановку образования залежей УВ. Высказанные рассуждения проиллюстрированы на диаграммах (рис. 5.6, и рис. 5.7).

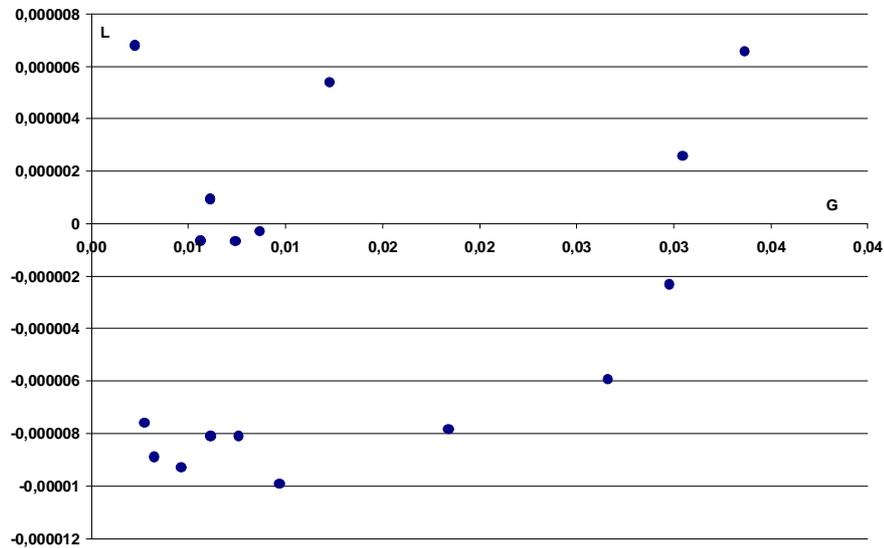


Рис. 5.5. Зависимость лапласиана в окрестности нуля (L) от градиента (G) по отражающему горизонту Π^a на участках расположения скважин исследуемой территории Томской области.

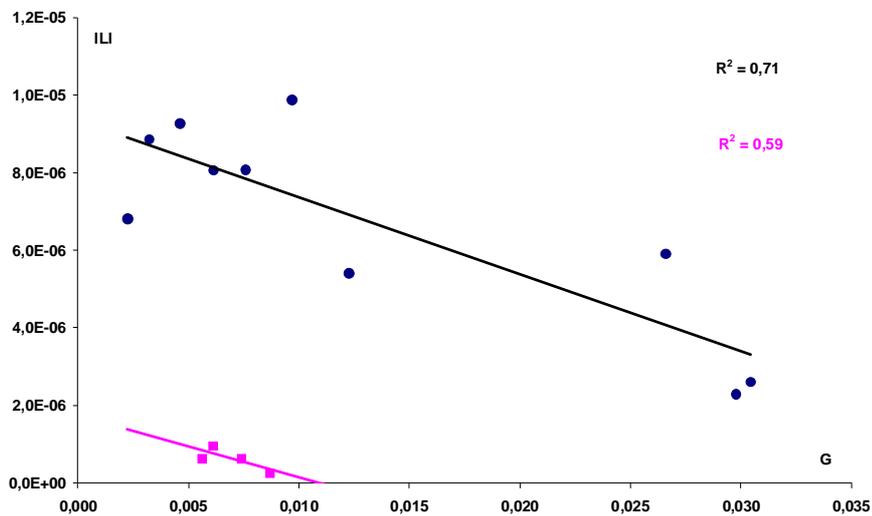


Рис. 5.6. Зависимость модуля лапласиана в окрестности нуля ($|L|$) от градиента (G) по отражающему горизонту Π^a на участках размещения скважин с прогнозным УВ насыщением исследуемой территории Томской области.

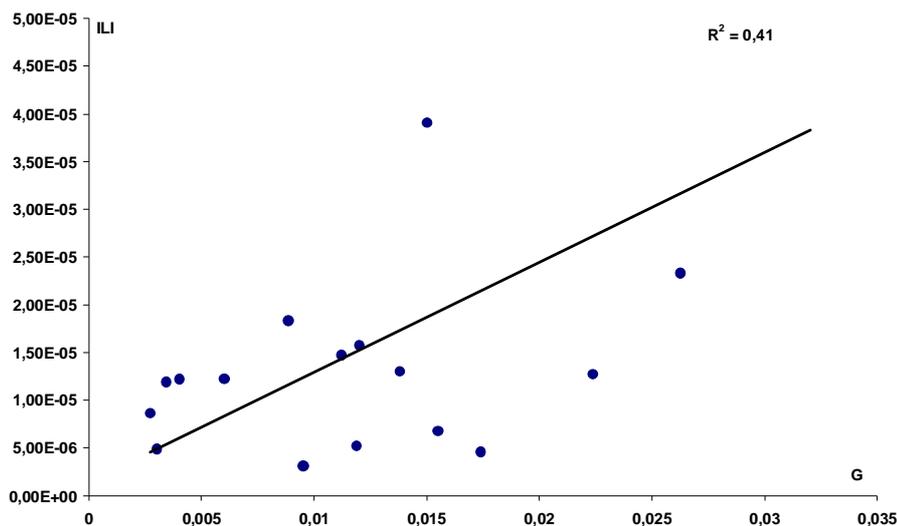


Рис. 5.7. Зависимость модуля лапласиана ($|L|$) от градиента (G) по отражающему горизонту Π^a на участках размещения скважин без признаков УВ насыщения исследуемой территории Томской области.

Таким образом, проведенный анализ полученных статистических результатов юрских отложений на территории Томской области позволил сформулировать территориальные критерии в численных величинах граничных значений ТНЗ при поиске перспективных зон распространения вторичных коллекторов с возможным УВ насыщением:

– Градиент скважин по отражающему горизонту Π^a , с точки зрения перспективной вероятности определения территории миграции УВ, имеет следующие граничные величины: – $0.01 > G_1 \geq 0.002$ ($65\% > p \geq 42\%$) – перспективная зона; $G_2 \geq 0.01$ ($p \geq 65\%$) – высокоперспективная зона.

– Лапласиан скважин по отражающему горизонту Π^a должен быть в следующих пределах – $0.00001 < L_0 < 0.00001$ (в идеале, предел $L_0 \rightarrow 0$).

5.2. Связь тектонической трещиноватости с низкоомным параметром.

Трещины скола и отрыва, как правило, генетически связаны с тектоническими процессами в земной коре. Величина деформации зависит от возникающих внутренних напряжений, коэффициентов упругости и вязкости тела причем, с увеличением угла наклона пласта в сводовых частях толщи, а также в антиклинально – синклиналиных складках пласта вдоль вертикальной

оси нормального напряжения образуются трещины отрыва. В свою очередь на склонах образующей структуры, в силу значительного влияния касательных напряжений, в большей мере формируются трещины скола [18, 123, 125].

Сформированные трещины образуют пустотное пространство. При их определенной связанности и раскрытости они могут служить проводниками флюидов, вплоть до заполняемых ловушек. Фильтрационные свойства породы в основном зависят от трех характеристик; густоты трещин, их раскрытости и связанности. В случае повышения касательного напряжения образованные сколы перерастают в разломы, секущие пласты. Фильтрационные свойства пород многократно увеличиваются, что может привести как к расформированию приуроченных к разломам древних залежей, так и к интенсивной вертикальной миграции УВ и воды. Вторичные процессы могут привести к «залечиванию» пустотного пространства, вследствие чего образуется непроницаемая зона, выступающая в роли изолирующего экрана.

Остаточная нефтегазонасыщенность (Q) заполняющегося коллектора на пути миграции УВ будет зависеть от емкости пустот (C) и относительной разницы поверхностной густоты трещин скола (разломов) подошвы и кровли пласта ($\Delta\Gamma/\Gamma$). В свою очередь, поверхностная плотность разломов, пропорциональная градиенту поверхности неотектонических движений ($G' = i dz/dx + j dz/dy$), рассматривается как количественная мера проницаемости и плотности флюидных потоков [123]. Таким образом, поверхностная густота трещин и разломов служит структурной формой и количественной мерой разрядки касательных напряжений и кратна величине градиенту амплитуд: $\Gamma \approx G = n/G > 1$, что позволяет определить остаточную нефтегазонасыщенность в зависимости от градиента поверхности отражающего горизонта [73]:

$$Q = b \int_G C dG / G = b C \ln(G) + const, \quad (5.3)$$

где b – коэффициент пропорциональности, зависящий от скорости фильтрации u флюида (УВ) и петрофизических характеристик пласта. Густота трещин, их связанность и раскрытость может зависеть от литологических

особенностей породы и эпигенетических процессов. Поэтому, коэффициент b для различных групп пластов будет отличаться. В полученном уравнении (5.3) емкость пустот обусловлена не только седиментационной зернистой пористостью породы и раскрытостью трещи, но и отражает вторичные процессы, связанные как с увеличением, так и с уменьшением пористости (каолинизация, вторичная карбонатизация и битуминизация).

Вычисления коэффициентов в формуле (5.3) для двух групп регрессий (рис. 5.1) на основе данных пористости по материалам ГИС выявили следующие величины: $C_b=0.25$; $b_b=19.2$ и $C_a=0.236$; $b_a=29.7$. Вследствие того, что предлогарифмический множитель задает угол наклона кривой, то можно утверждать о более значимой зависимости вероятности насыщения УВ от густоты трещин, следовательно, от скорости фильтрации флюида для групп скважин (а), в сравнении с группой (б). Причем, коэффициент пропорциональности $b \sim u$.

Емкость пустот можно характеризовать суммой коэффициентов открытой пористости (k_{no}), закрытыми пористостью и трещиноватостью (k_{nz}) и открытой трещиноватостью (k_{mp}). Формулу (5.3) в зависимости от пустот перепишем следующим образом:

$$Q = bLn(G)(k_{no} + k_{nz} + k_{mp}). \quad (5.4)$$

Известно, что емкость трещиноватости на два-три порядка меньше емкости открытой пористости, поэтому обычно принимают: $C \approx k_{no} + k_{nz}$. В свою очередь, согласно данному определению (3.2) интенсивность вторичных процессов I прямо пропорциональна скорости фильтрации флюидов и обратно пропорциональна трещиноватости пласта. Согласно уравнению Буссинеска скорость фильтрации флюидов по трещинам [18]:

$$u \sim \alpha \Gamma \delta^3 \text{grad } P \quad (5.5)$$

где δ – раскрытость трещин, P – давление, α – форма (геометрия) трещин ($\alpha=1$; 2; 3). Коэффициент трещиноватости можно определить двумя способами [6, 18]:

$$k_{mp} = \alpha \Gamma \delta,$$

$$k_{mp} = h/L/2.$$

В данном случае нас интересует усредненная интенсивность вторичных процессов по скважине в зависимости от градиента поверхности отражающего горизонта сейсмических данных. Поэтому, интегрируем среднюю интенсивность вторичных процессов в скважине по градиенту G :

$$I_G = \int_G IdG = const_1 |L| / (\xi \delta) \int dG/G = const_1 h |L| / (\xi \delta) \ln(G) + const_2. \quad (5.6)$$

Сравним полученное уравнение с зависимостями при сопоставлении средней интенсивности процесса каолинизации меловых отложений по скважине с градиентом поверхности отражающего горизонта Π^a (рис. 5.11). Видно, что уравнения регрессии совпадают с теоретической выкладкой (5.6) согласно которой предлогарифмический переменный множитель зависит от трех переменных характеристик – $|L| / (\xi \delta)$. На основании проведенных исследований (глава 3, рис. 3.1) можно взять известные параметры ξ и, вычислив лапласиан, при $\delta=1$ вычислить для одной кривой $const_1 h$. В этом случае при подстановке известных величин $\langle L \rangle$ и ξ для каждой группы скважин можно сопоставить полученный предлогарифмический коэффициент с уже определенным, для каждого уравнения регрессии. При $const_1 h = 900$, а также $\langle L \rangle_1 = 1.5 \times 10^{-5}$; $\langle L \rangle_2 = 2.2 \times 10^{-5}$; $\langle L \rangle_3 = 1.8 \times 10^{-5}$; $\langle L \rangle_4 = 1.8 \times 10^{-5}$ и $\xi_1 = 0.035$; $\xi_3 = 0.046$; $\xi_{2,4} = 0.062$ получили неплохое соответствие коэффициентам регрессии (табл. 5.3). Очевидно, что незначительное отличие теоретических и регрессионных коэффициентов (порядка $\pm 40\%$) для первой и четвертой групп скважин обусловлено их различием в величине раскрытости трещин.

Итак, на основании формулы (5.6) и проведенного анализа уравнение (5.4) приобретает двухчленный вид:

$$Q \sim b C \ln(G) + b const_1 \ln(G) (h/L / (\xi \delta)) = B \ln(G) + J \ln(G) |L| = Q' + I', \quad (5.7)$$

где $J = const_1 h b / (\xi \delta) = \chi const.$

Полученная формула достаточно груба, т.к. здесь не рассматриваются зависимости от градиента пластового давления, вязкости флюидов, нет связи с окислительно-восстановительным потенциалом, влияющего на скорость химических реакций. Но все же, она на качественном уровне показывает зависимость нефтенасыщенности в эпигенетически преобразованных коллекторах, от структурно-тектонических процессов земной коры с соответствующе образуемых классов трещин. Оба члена приобретают следующий смысл; Q' – остаточная (статичная) нефтегазонасыщенность коллектора, связанная с поступающими в резервуар мигрирующими флюидами в зонах с повышенным градиентом, I' – параметр, отражающий интенсивность преобразованной породы в зависимости от динамики флюидов, обусловленный

Таблица 5.3
Сопоставление теоретического и регрессионного коэффициентов

№ группы	Коэффициент регрессии	$const(L)/\xi$
1	0.055	0.039
2	0.032	0.032
3	0.034	0.035
4	0.19	0.26

трещиноватостью. Собственно говоря, из низкоомных параметров вероятность насыщения УВ $p \sim Q'$, а приращенное сопротивление хотя и пропорционально интенсивности $\Delta\rho/\rho \sim I'$, но не равно ему, т.к. параметр I' не связан с электрическими характеристиками.

Ранее было отмечено – если параметр $Q' \gg I'$ то Q эквивалентен Q' . Но нас интересует не столько «традиционная» нефтегазонасыщенность, сколько *низкоомный* УВ насыщенный интервал. Поэтому в формуле (5.7) необходимо ввести функцию зависимости от изменения электрического тока (Δi), т.е. $\chi = const \times f(\Delta i)$, приводящую в соответствие порядков величин Q' и I' , что позволит связать две низкоомные характеристики в формулу:

$$Q_{ин} = (p + \Delta\rho/\rho)/2. \quad (5.8)$$

Таким образом, на формально-логическом уровне получили низкоомный параметр $Q_{ин}$, отражающий как интенсивность вторичных преобразований, приводящий к понижению УЭС пласта, так и нефтегазонасыщенность коллектора. Покажем, на примере исследуемых скважин Томской области,

возможность применения низкоомных параметров, а также их связь с тектоническими процессами земной коры.

На временных сейсмических разрезах территории Томской области основным отражающим горизонтом подстилающим меловые отложения является подошва баженовской свиты Π^a . Определение модуля градиента и лапласиана на структурном плане данного отражающего горизонта, а также их сопоставление со средней вероятностью УВ насыщения $\langle p \rangle$ и средним, относительно приращенным УЭС $\langle \Delta\rho/\rho \rangle$, позволяют исследовать усредненные данные для юрско-меловых отложений.

Рассмотрим зависимости низкоомного параметра, вычисленного по формуле (5.8), со структурно-тектоническими условиями формирования УВ залежей. Сопоставление Q_{nm} с градиентом и лапласианом позволило выявить определенные корреляции в большей мере со второй производной поверхности отражающего горизонта (рис. 5.8). Очевидно, это связано с такими фактами как; во-первых, разброс значений (дисперсии) приращенного УЭС гораздо значительней дисперсии вероятности насыщения УВ и, во-вторых, приращенное УЭС в большей степени зависит от интенсивности вторичных преобразований, т.е. от лапласиана.

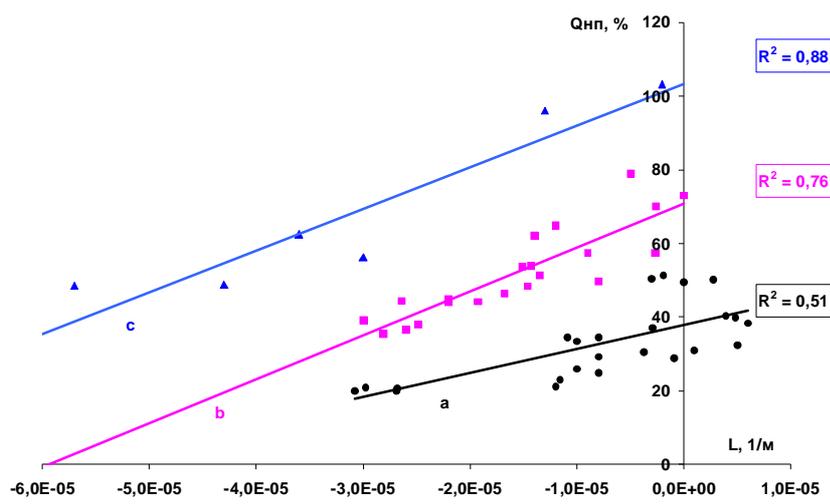


Рис. 5.8. Сопоставление низкоомного параметра для различных групп скважин с лапласианом отражающего горизонта Π^a на исследуемой территории Томской области.

На рис. 5.8 определились три группы скважин (a , b , c) с обратно пропорциональными зависимостями. Обратную зависимость с лапласианом можно объяснить следующим образом. Рассматриваемые скважины расположены на перспективных участках, т.е. подчиняются закономерности обратной корреляции градиента с лапласианом (рис 5.6). Поэтому с увеличением градиента (при $G>1$) увеличение его логарифма значительно отстает от величины уменьшения лапласиана, что приводит к обратной регрессии параметра Q с лапласианом (формула 5.7). Объединение скважин в группы обусловлено соотношением трех величин: $b/(\zeta\delta)$, являющимися переменными константами.

Опишем происходящие процессы для каждой группы скважин. Объединение скважин (a) вероятнее всего обусловлено закономерностью Чепикова [54]. В нефтегазонасыщенном объеме открытых пор и трещин коллектора вторичные преобразования приостанавливаются, заполненные УВ пустоты продолжают сохранять связанность и препятствуют снижению проницаемости в отличие от тупиковых пор с остаточной водонасыщенностью. Образование электропроводящих минералов и окисление УВ (битумы) происходят только в тупиковых пустотах. В этом случае разброс величин открытой пористости будет незначителен, а также приращенное УЭС и, следовательно, низкоомный параметр $Q_{ин}$ в данной группе скважин имеют минимальную величину.

Вторая группа (b) выделяется интенсивным наложенным эпигенезом, связанным в большей степени с процессами привноса вещества. Однако, в эту группу попали скважины и с незначительным проявлением вторичной пористости. Поэтому разброс и среднее значение низкоомного параметра в данной группе (относительно объединения (a)) будут увеличены. Изучение дел скважин показало, что встречаемость битумов в описании керна уменьшилось на 37 % относительно группы (a).

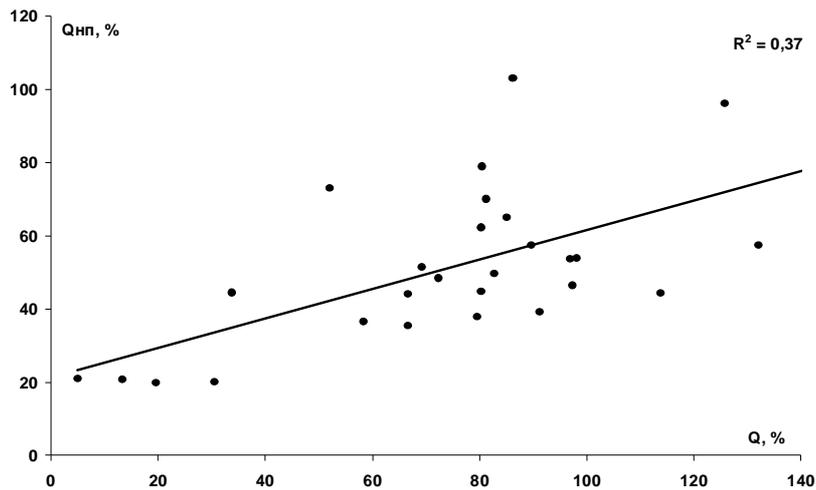


Рис. 5.9. Сопоставление низкоомного параметра ($Q_{нп}$) с остаточной нефтегазонасыщенностью (Q) мигрирующих потоков.

Третья группа скважин (*c*) образовалась вследствие аномально высокого значения приращенного УЭС. По всей видимости, в этих скважинах интенсивные вторичные процессы, относительно трещиноватости, в значительной степени привели к образованию электропроводящих минералов. С уменьшением густоты трещин скола, разломов параметр $\Delta\rho/\rho$ для этой группы увеличивается, что связано с обратной зависимостью интенсивности вторичных процессов от трещиноватости. В свою очередь, среднее значение $\langle\Delta\rho/\rho\rangle_c = 64.5\% > \langle\Delta\rho/\rho\rangle_b = 53\%$ (т.е. в скважинах (*c*) средне приращенное УЭС увеличивается на 22% относительно группы (*b*)).

Даже при сопоставлении вычисленных параметров для групп скважин (*b* и *c*) по формулам (5.8) и $Q=p+hLn(G)L$ было обнаружено их соответствие друг другу, с коэффициентом корреляции $R\approx 0.6$ (рис. 5.9). Этот факт является подтверждением тезиса о связи количества электропроводящих минералов, сформированных в результате вторичных преобразований при флюидомиграции, с трещиноватостью горных пород.

На карте положительных структур первого порядка исследуемой территории Томской области для верхнеюрских отложений каждой скважины нанесены низкоомные граничные параметры (рис. 5.10). Заметно, что юрские

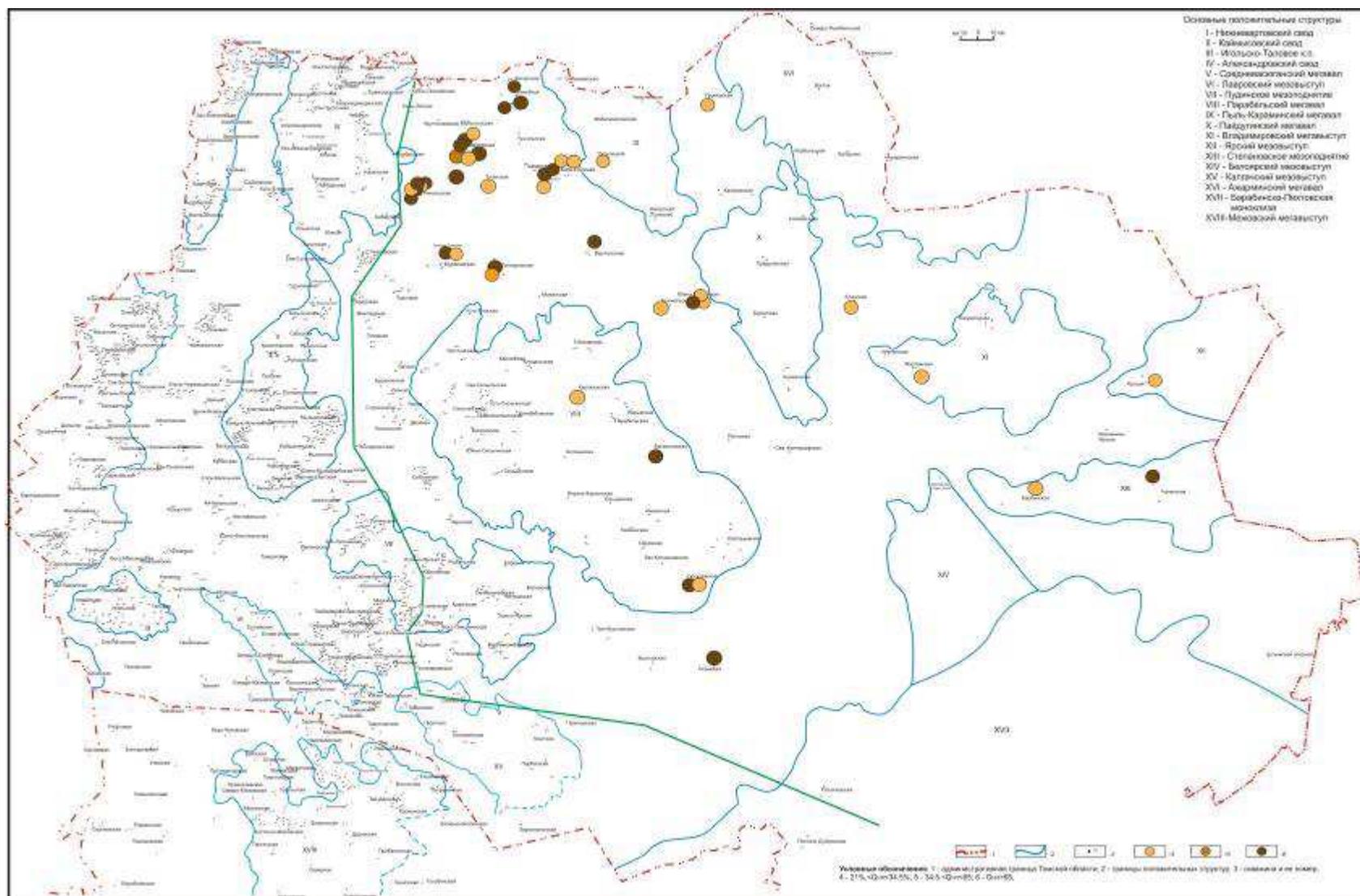


Рис. 5.10. Распределение среднего по скважине низкоомного граничного параметра верхнеюрского НГК слабоизученной территории Томской области.

низкоомные интервалы тяготеют к северо-западной части территории.

5.3. Зависимости средней интенсивности процесса наложенного эпигенеза в скважине от расстояния до тектонического разлома.

Вертикальная миграция флюидов в толще горной породы идет по разломам. Скорость фильтрации в основном зависит от раскрытости разлома и градиента давления между стоком и истоком. При достижении флюида трещиновато-пористой среды (например, песчаного коллектора) происходит латеральное заполнение коллектора и, в зависимости от изменения латеральной скорости фильтрации (соответственно от трещиноватости и их раскрытости), меняется интенсивность вторичных геохимических процессов. Прослеживается следующая закономерность, с увеличением расстояния от тектонических разрушений до места исследования (т.е. до скважины) увеличивается время латеральной фильтрации флюида, что и приводит к понижению интенсивности преобразования породы.

Докажем данную гипотезу на примере результатов обработки и статистических исследований материалов ГИС и их сопоставлений с расстояниями до разломов.

В третьей главе, для исследуемых песчаных интервалов и при $R^2Y > 0$ теоретическим и эмпирическим путем, была доказана следующая эквивалентная зависимость: $|I| \sim \exp(R^2Y)$. Но при усреднении интенсивности вторичных процессов по скважине и с учетом нулевых интервалов, где отсутствуют вторичные изменения, проинтегрируем отношение $d(R^2Y)/R^2Y$ при котором данная эквивалентная зависимость преобразуется в следующую эквивалентность:

$$\langle I \rangle \sim \langle R^2Y \rangle. \quad (5.9)$$

Что бы получить уравнение *параметра статистической интенсивности* вторичных процессов в скважине $\langle R^2Y \rangle$ в зависимости от расстояния до разлома x необходимо привести в соответствие рассматриваемые значения

интенсивностей. Для этого введем среднюю относительную величину интенсивности зависимой от раскрытости трещин:

$$\langle I \rangle / \langle \eta I_0 \rangle \sim j = \langle R^2 Y \rangle / \langle A \eta \rangle, \quad (5.10)$$

где η – переменная величина, зависящая от трещиноватости и их раскрытости, $I_0 = \mu/S$, A – постоянная статистической интенсивности определенного вторичного процесса. Далее интегрируем dj/j и получаем равенство:

$$\langle I / \eta I_0 \rangle = \text{Ln} \{ \langle R^2 Y \rangle / \langle A \eta \rangle \} \pm \text{const}. \quad (5.11)$$

Вследствие того, что мы исследуем корреляционные связи, то при сохранении равенства (5.11) вводим следующее условие: $\text{const} = 0$.

Используя определение (3.2) и зависимость (3.11), а также преобразуя их определенным образом с учетом (5.11), можно записать следующую формулу:

$$\text{Ln} \{ \langle R^2 Y \rangle / \langle A \eta \rangle \} = -Bx\xi / \eta, \quad (5.12)$$

где $x = h$, $B = \text{const} k_{mp} m \sigma S / (V_\zeta dp/dl)$, $\xi = \text{const} / (\delta^2 (C^m - C_0^m))$.

В итоге, преобразуя (5.12) получаем уравнение средней статистической интенсивности вторичных процессов по разрезу скважины в зависимости от расстояния до разлома x и величин η и ξ :

$$\langle R^2 Y \rangle = \langle A \eta \rangle \exp(-Bx\xi / \eta). \quad (5.13)$$

Покажем результаты сопоставления статистической интенсивности по скважине с расстоянием до разлома. Известно, что наиболее ярко выраженным наложено эпигенетическим процессом является каолинизация. Была проведена статистическая обработка материалов ГИС 30-40 песчаных интервалов меловых отложений в каждой из 50 скважин Томской области (порядка 1800 интервалов). По каждой скважине усреднялись параметры статистической интенсивности каолинизации. Расстояния от скважины до ближайшего разлома брались на основании сейсмических карт по тектоническим нарушениям исследуемых площадей.

Сопоставления полученных статистических результатов по скважине с расстоянием до ближайшего разлома выявили три экспоненциальные зависимости (рис. 5.11):

$$\langle R^2 Y \rangle_1 = 0.17 \exp(-0.0014x),$$

$$\langle R^2 Y \rangle_2 = 0.12 \exp(-0.0027x),$$

$$\langle R^2 Y \rangle_3 = 0.086 \exp(-0.0054x).$$

Причем, все три кривые прослеживаются приблизительно до 900-1000 м с достаточно высокими коэффициентами корреляции: $R_1=0.88$, $R_2=0.93$, $R_3=0.93$. Что характерно, отношения предэкспоненциальных коэффициентов равно: $0.17/0.12 \approx 0.12/0.086 \approx 1.4$. Эта величина соответствует отношению параметров обусловленных проницаемостью (глава 3): $\xi_1/\xi_2 \approx \xi_2/\xi_4 \approx 1.35$. Следовательно, при определении константы каолинизации $A=6 \cdot 10^{-3}$ [отн. ед.] переменная величина $\eta=1/\xi$, а уравнение (5.13) преобразуется соответствующим образом:

$$\langle R^2 Y \rangle_z = 6 \cdot 10^{-3} \eta_z \exp(-Bx \eta_z^{-2}), \quad (5.14)$$

где $B=1.3$, $\eta_1=28.57$, $\eta_2=21.74$, $\eta_3=16.13$. Произведения коэффициентов совпадают по величине с эмпирическими результатами: $B\eta_1^{-2}=0.0016$; $B\eta_2^{-2}=0.0027$; $B\eta_3^{-2}=0.005$.

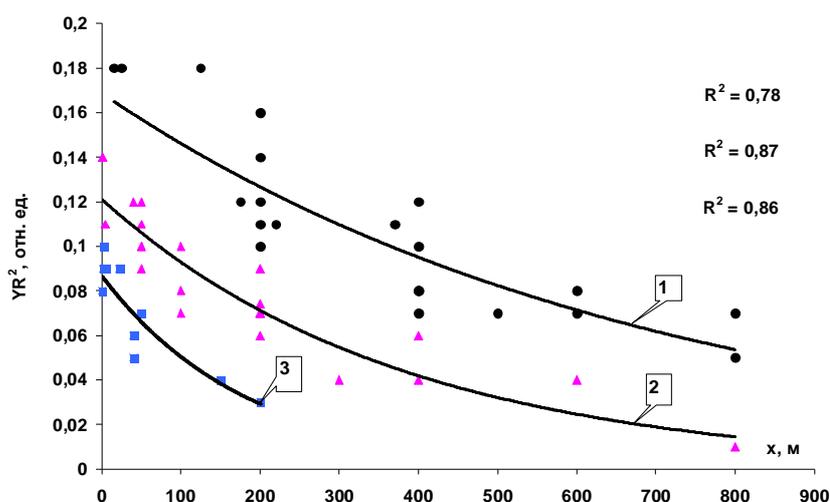


Рис. 5.11. Сопоставление средней статистической интенсивности вторичной каолинизации по скважине от расстояния x до ближайшего тектонического разлома. № 1, 2, 3 – группы скважин с различной переменной константой η .

Итак, данное уравнение (5.14) с вычисленными константами позволяет выявлять наличие тектонических нарушений вблизи скважины (на расстоянии не более 1000 м) и определять приблизительное расстояние от скважины до разлома. В этом случае величину η можно определять по усредненной

зависимости параметра Y_{Fe} в скважине от коэффициента трещиноватости применяя уже полученные уравнения регрессии (рис. 3.1, глава 3).

Вторичная каолинизация в большей степени обусловлена поступлением в коллектор химически агрессивных флюидов. Поэтому интенсивность каолинизации должна проявляться и в зависимости от градиента поверхности. На основании эквивалентности (5.9) и уравнения (5.6) проведено сопоставление полученной статистической интенсивности 50 скважин с градиентом поверхности отражающего горизонта Π^a (рис. 5.12).

Анализ выявленных эмпирических зависимостей показал, что они почти соответствуют ранее проведенным теоретическим исследованиям:

$$\langle R^2 Y \rangle_1 = 0.055 \cdot \ln(G) + 0.43;$$

$$\langle R^2 Y \rangle_2 = 0.032 \cdot \ln(G) + 0.24;$$

$$\langle R^2 Y \rangle_3 = 0.034 \cdot \ln(G) + 0.21;$$

$$\langle R^2 Y \rangle_4 = 0.19 \cdot \ln(G) + 0.67.$$

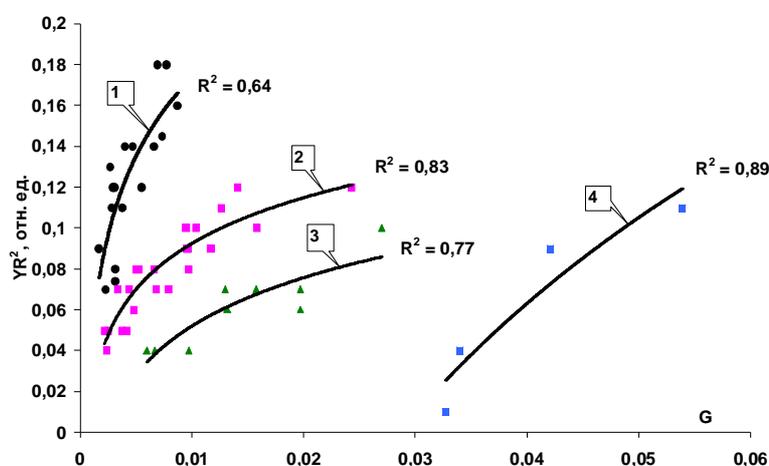


Рис. 5.12. Зависимости средней статистической интенсивности вторичной каолинизации по скважине в меловых отложениях от градиента поверхности отражающего горизонта бажендовской свиты (Π^a). Группирование скважин обусловлено значениями лапласиана поверхности и раскрытости трещин породы.

Несоответствие в ~40% предлогарифмического коэффициента для первой и четвертой кривой объясняется пониженной раскрытостью трещин для первой группы скважин ($\delta_1=0.7$ усл. ед.) и повышенной раскрытостью для четвертой группы ($\delta_4=1.37$ усл. ед.) (табл. 5.3). Очевидно, что незначительный градиент и

лапласиан (соответственно энергия деформации породы) первой группы скважин (относительно второй и третьей групп) понижает величину раскрытости трещин и, наоборот, повышающим фактором раскрытости для четвертой группы является значительная величина лапласиана, которая на порядок превышает средний лапласиан первой группы скважин.

Таким образом, вычислив среднюю статистическую интенсивность каолинизации по скважине и определив градиент с лапласианом отражающего горизонта, а также используя полученные зависимости (рис. 3.1 и 5.12) можно найти условную раскрытость трещин исследуемой площади.

5.4. Распределение интенсивности вторичных процессов на территории Томской области в отложениях мела и юры.

На основе критериев граничных значений ТНЗ была построена карта распределения данных зон на восточной территории Томской области (рис. 5.13). ТНЗ отражают те области, которые максимально напряжены, но еще пликативно не деформированы, т.е. такие зоны, в которых тектонические условия формирования УВ залежей наиболее благоприятны. В таких зонах породы, как правило, разуплотнены.

На рис. 5.13 видно, что по плотности распределения ТНЗ можно разделить на три площадные макроструктуры – это западная территория, с максимальной плотностью распределения «мелкодисперсных» зон; восточная область, с крупными, но более разряженными ТНЗ и средняя область, с весьма разряженным распределением элементов ТНЗ. По всей видимости, малая плотность «сейсмопрофилей» восточной и центральной области рассматриваемой территории укрупняет ТНЗ.

В случае наложения полученных зон на структурную карту по отражающему горизонту II^a мы видим, что на востоке Томской области ТНЗ приурочены к зонам сочленения разнознаковых структур (рис 5.14). Например, сочленения Барабинско-Пихтовской моноклизы, Белоярского мегавыступа и Восточно-Пайдугинской мегавпадины, или Степановского мезоподнятия и

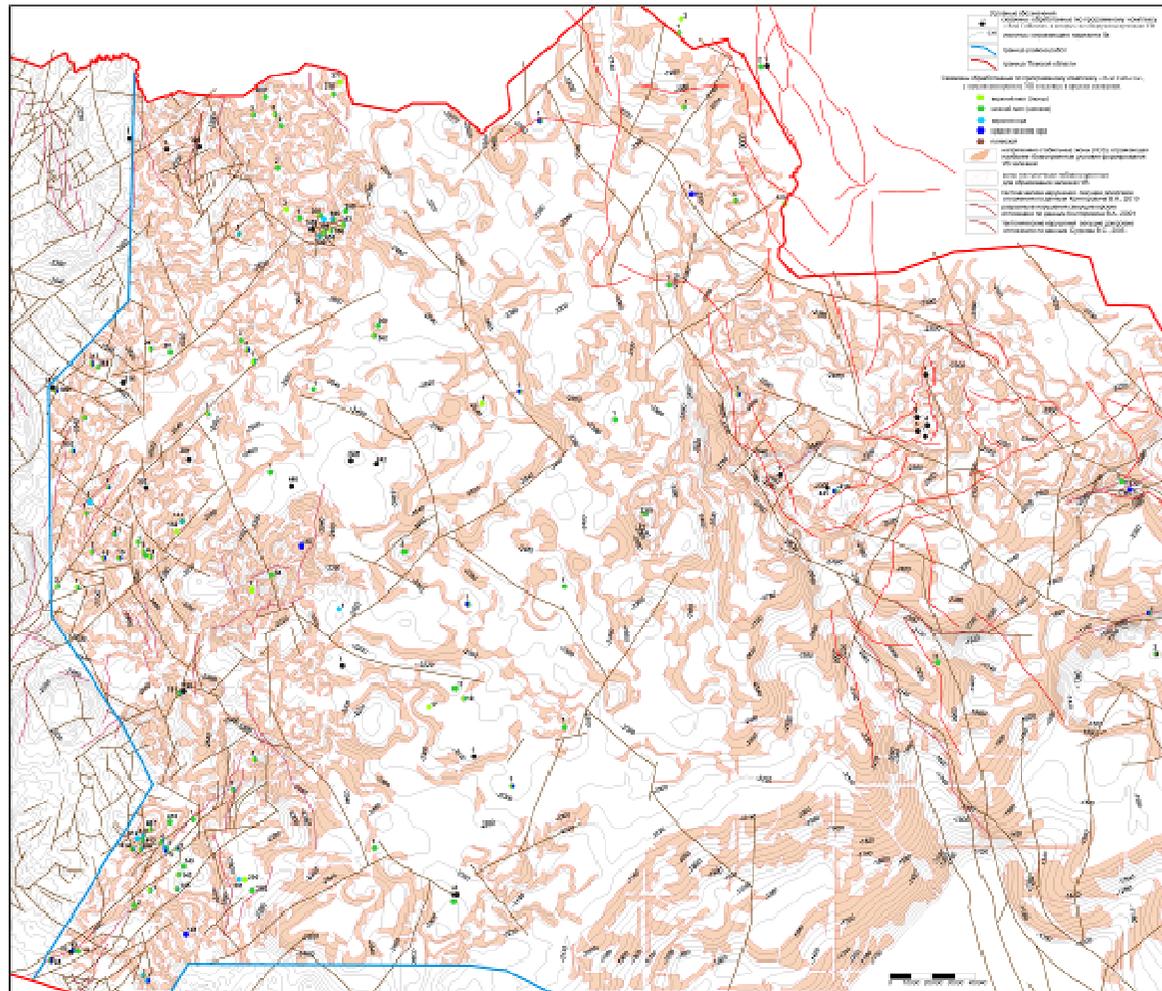


Рис. 5.13. Карта структур отражающего горизонта Π^a с наложением тектонически-напряженных зон, перспективных с точки зрения низкоомного нефтегазонасыщения в отложениях верхней юры на исследуемой территории Томской области.

Тегульдетского мезопргиба. В свою очередь, Парабельский мегавыступ, являющийся структурой первого порядка, разбивается на подструктуры большего порядка с соответствующими минizonaми сочленения, что является причиной «мелкодисперсного» распределения ТНЗ по площади. Также наблюдается приуроченность ТНЗ к тектоническим разломам, особенно это ярко проявилось в средней области изучаемой территории. Основная интенсивность проявления ТНЗ расположена в зонах сочленения Куржинской гряды, Усть-Тымской мегавпадины, Зайкинской мезоседловины и Парабельского мегавыступа. В этом же месте расположен тектонический разлом (В. С. Сурков, 2003 г.).

Западная область испещрена разломами и ТНЗ выделяется своей «мелкодисперсностью», по всей видимости, связанной с тектоническими процессами структур высшего порядка и, в основном, миниобъединения совокупностей ТНЗ располагаются вдоль соответствующих дизъюнктивов.

Таким образом, первые два критерия поиска распространения вторичных коллекторов с вероятными признаками УВ на площади исследуемой территории, в случае применения метода их наложений, приурочены к зонам сочленения разнознаковых структур различных порядков и соответствующих разрывных нарушений.

По всей видимости, интенсивности процессов наложенного эпигенеза должны быть связаны с характеристиками форм поверхности (т.е. градиентом и лапласианом) через трещиноватость (3.11, 5.5). Если лапласиан в большей мере характеризует трещиноватость породы, а градиент – густоту трещин, то отношение градиента к лапласиану $|G/L|$ будет обратно пропорциональна раскрытости трещин. В этом случае при большой статистике и усреднении интенсивности процессов можно получить зависимость интенсивности от данного отношения. Причем, необходимо сгруппировать данные изучаемых интенсивностей по углекислотному и щелочному метасоматозам.

Зная интенсивности вторичной каолинизации, пиритизации и карбонатизации можно определить тот, либо иной геохимический процесс, проходящий в разрезе скважины.

Например, наряду с растворенной углекислотой гидротермальные воды могут содержать и растворенный сероводород. Вследствие стадийного (в слабокислой среде, через гидротроилит) взаимодействия трехвалентного гидроксида железа с сероводородом в породе образуется пирит [49]. В этом случае проявляется парагенез пирита с каолинитом, что приводит к положительной корреляции между статистическими данными содержания этих минералов.

В свою очередь, при повышении pH среды отдельные растворенные элементы (как правило, карбонаты) выпадают в осадок. Метаморфизм породы в большей степени обусловлен вторичной карбонатизацией и пиритизацией коллектора с ухудшением его емкостных свойств. Если каолинизация песчаников обусловлена углекислотным метасоматозом в результате поступления гидротермальных флюидов по разломам и трещинам породы, то карбонатизация с пиритизацией песчаных пород только после процесса углекислотного метасоматоза, когда содержание растворенного в воде углекислого газа уменьшается, а содержание растворенных солей увеличивается (pH при этом повышается). Это может происходить вдали от тектонических нарушений (в результате латеральной миграции флюидов), либо в верхних горизонтах осадочного чехла.

В итоге, если исследовать регрессионные зависимости по разрезу скважин между статистическими данными содержания вторичных каолинитов и пиритов, а также между концентрациями вторичных карбонатов и пиритов, то можно выделить зоны вторичных процессов образованных в результате углекислотного и щелочного метасоматозов. Причем, образуются *три группы скважин с различными условиями вторичных преобразований, с кислой* (положительная корреляция каолинитов и пиритов), *щелочной* (положительная корреляция карбонатов и пиритов) и *смешанной* (либо нейтральной, при

отсутствии корреляций) средой. Очевидно, что в первой группе скважин в УВ насыщенных пластах проявится прямо пропорциональная связь карбонатности с нефтенасыщенностью. Прежде всего, это обусловлено резким переходом на восстановительные условия в УВ насыщенных коллекторах, на общем фоне окислительной среды в зонах вертикального метаморфизма. Поэтому в первой группе скважин одним из критериев УВ насыщения может служить интенсивность вторичной карбонатизации.

По рассматриваемой методике исследовались песчаные пласты меловых отложений 100 скважин (порядка 2500 песчаных интервалов), приуроченных к таким структурам первого порядка как: Ажарминский мегавал, Пайдугинский мегавал, Парабельский мегавыступ, Владимировский мегавыступ, Усть-Тымская мегавпадина, Каймысовский свод, Восточно-Пайдугинская мегавпадина, Северо-Межовская моноклиналь, Александровский мегавал, Пыль-Караминский мегавал, Нюрольская впадина, Среднеvasюганский мегавал и их зоны сочленения.

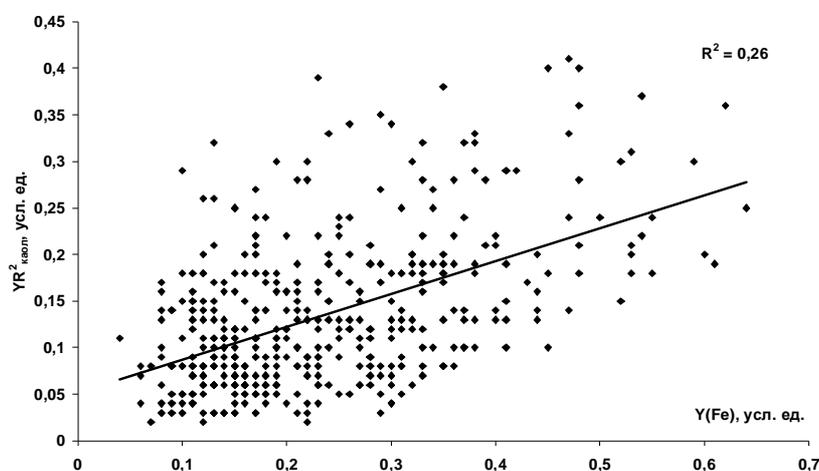


Рис. 5.15. Сопоставление статистической интенсивности каолинизации с интервальным параметром по железу (пириты) объединенной группы скважин, где тип скважин обусловлен их положительной регрессией по скважине.

Сводный анализ результатов по количеству выявленных интервалов в свитах с прогнозным УВ насыщением показал, что из 2500 изученных интервалов в меловых отложениях приблизительно 6% являются низкоомными. Из исследованных свит (покурская, киялинская, тарская, куломзинская и

алымская) наиболее перспективными являются покурская (38% от общего числа) и киялинская (32%) свиты.

Приведенное группирование основано на сопоставлениях статистических интенсивностей каолинизации с пиритизацией исследуемых скважин (средних значений в интервалах по разрезу) в которых для первой группы скважин были выявлены их положительные регрессии (рис. 5.15), для третьей группы выявлены положительные корреляции между карбонатизацией и пиритизацией (рис. 5.16).

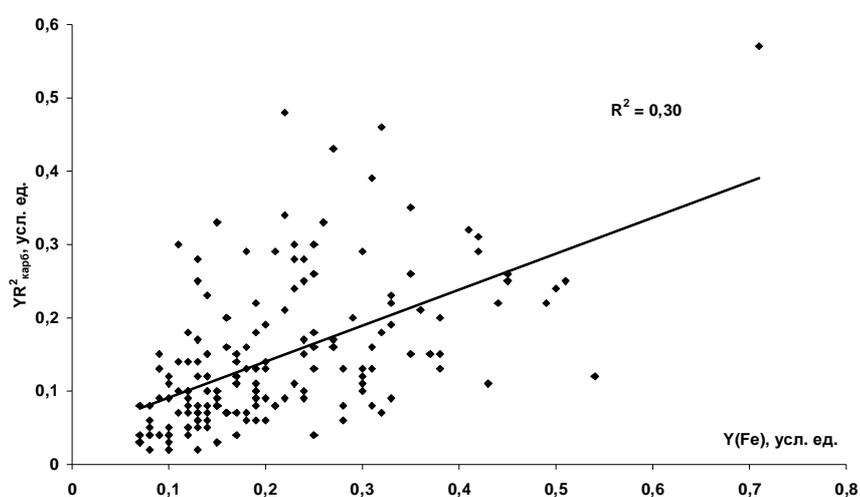


Рис. 5.16. Сопоставление статистической интенсивности карбонатизации с интервальным параметром по железу (пириты) объединенной группы скважин, где тип скважин обусловлен их положительной регрессией по скважине.

В свою очередь, средняя величина статистической интенсивности по скважине не всегда является показателем интенсивности проходящего процесса по всему разрезу. Существует и вероятность встречаемости исследуемых процессов в интервалах скважин, определяемая как [56]:

$$P_{66} = n/N,$$

где n – количество интервалов в скважине, в которых обнаружен исследуемый процесс, N – количество всех исследуемых интервалов в скважине. Поэтому, усредненные значения исследуемых интенсивностей по

скважине необходимо вычислять как произведение статистической интенсивности и вероятной встречаемости:

$$I_x = \langle R^2 Y_x \rangle P_{вв} \text{ (для пирита: } I_{пир} = \langle Y_{пир} \rangle P_{вв} \text{)}. \quad (5.15)$$

Усредненные значения интенсивностей по трем группам скважин показаны на рис. 5.17. Видно, что с уменьшением каолинизации понижается пиритизация и повышается карбонатизация. Это, с одной стороны подтверждает факт эпигенетической связи вторичной каолинизации с пиритизацией и, с другой стороны, доказывает, что положительная корреляционная связь пиритов с карбонатами в разрезе скважины (для третьей группы) говорит о формировании восстановительных условий в результате флюидной миграции.

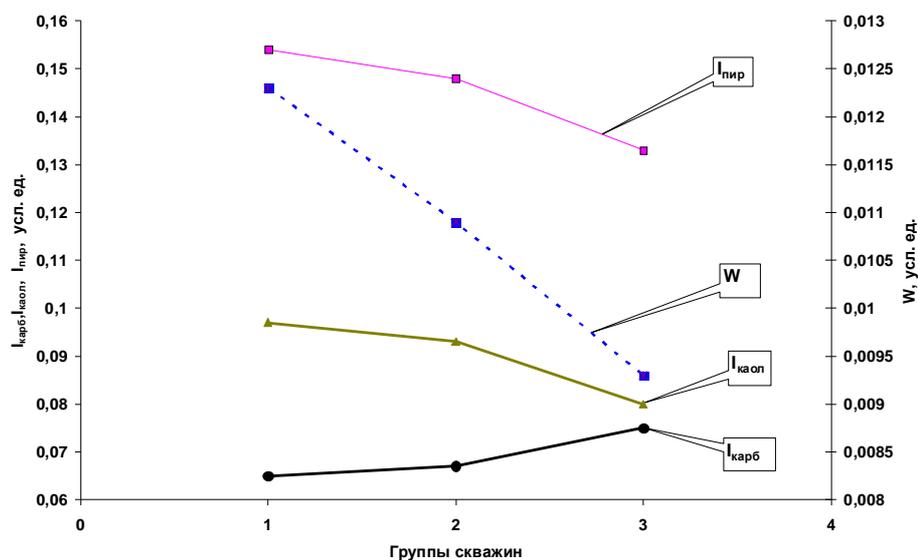


Рис. 5.16. Сопоставление по группам скважин средних интенсивностей карбонатизации, каолинизации, пиритизации и W в зависимости от группирования по скважинам, где 1 – группа скважин с положительной регрессией каолинизации и пиритизации; 3 – группа скважин с положительной регрессией карбонатизации и пиритизации; 2 – смешанная группа (с отсутствием корреляционной зависимости с пиритами).

Величина интенсивности вторичной каолинизации показывает степень вторичных преобразований породы в результате процессов наложенного эпигенеза. Умножая эту величину на параметр статистической интенсивности $\sum YR_i^2$, отражающий влияние на УЭС и пропорциональный $(C_i^\alpha - 1)$ (4.31), можно

получить еще один параметр ($W = \sum YR_i^2 \langle R^2 Y \rangle_{\text{каоол}}$), характеризующий *степень влияния флюидов (в миграционных процессах) на образование низкоомного интервала*. Очевидно, его величина связана с вероятностью образования низкоомной зоны. На рис. 5.17 параметр W явно уменьшается при повышении индекса группы скважин. Получается, что в сравнении с областями со щелочным эпигенезом в зонах вторичных геохимических преобразований обусловленных углекислотным метасоматозом продуктивные низкоомные интервалы будут встречаться гораздо чаще.

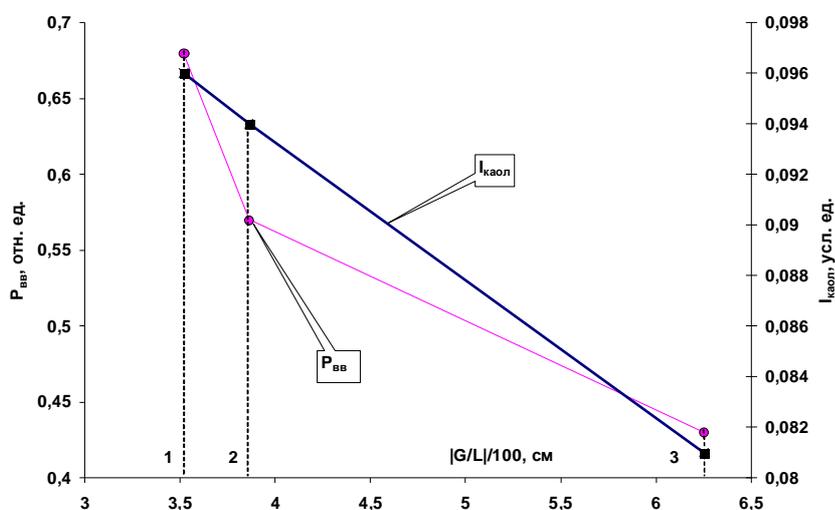


Рис. 5.18. Изменение по группам скважин средних интенсивности каолинизации и вероятной встречаемости перспективных скважин (с низкоомными интервалами) в зависимости от модуля отношения градиента к лапласиану горизонта Π^a исследуемой территории Томской области.

Если первопричиной образования окислительно-восстановительной зональности являются дизъюнктивно – пликативные нарушения породы, образованные в результате тектонических подвижек, то эпигенетическая зональность (соответственно и группирование по скважинам) будет связана с параметрами, характеризующими рельеф поверхности отражающих горизонтов в сейсмических разрезах осадочного чехла.

При сопоставлении усредненных (по 100 скважинам) величин каолинизации с отношением $|G/L|/100$ проявилась их обратная линейная зависимость (рис. 5.18). Очевидно, что ТНЗ будут характеризоваться

наименьшей величиной данного отношения, соответственно наибольшей интенсивностью каолинизации. В свою очередь, вероятность встречаемости перспективных скважин (с точки зрения УВ насыщения) с увеличением модуля отношения уменьшается не по прямой линии. Очевидно, что уменьшение $P_{вв}$ в точке (2) обусловлено еще и увеличением густоты трещин, сокращенной в отношении G/L . На рис. 5.18 рассматриваемые группы скважин распределились вдоль оси $|G/L|/100$ в соответствии с увеличивающимся индексом. Получается, что процесс углекислотного метасоматоза обусловлен высокой трещиноватостью (отрыва), а щелочной метасоматоз (со вторичной карбонатизацией) – понижением проницаемости породы. В случае миграции флюидов с низкой pH , с увеличением времени течения в толще породы происходит замена окислительных условий на восстановительную среду. За увеличенный период миграции (например, с повышением расстояния от разлома при латеральной миграции) увеличивается время преобразования и понижается содержание углекислого газа в воде, в свою очередь это приводит к повышению ее щелочного показателя и выпадению в осадок растворенных минералов. Поэтому более перспективным, с точки зрения вероятного местоположения залежи, будет считаться участок с кислой зональностью

Итак, если усредненная интенсивность вторичной каолинизации по скважинам прямо пропорциональна вероятной встречаемости перспективных скважин, то для первой группы скважин должна проявиться прямая зависимость количества перспективных интервалов в скважине от интенсивности каолинизации. Статистический анализ выявил положительную регрессию с коэффициентом $R=+0.55$, а для других групп эта зависимость не проявилась. В свою очередь, для первой группы скважин также определилась прямая связь нефтегазонасыщенности с вторичной карбонатностью пластов. Данная корреляция объясняется образованием вторичных карбонатов в зонах водонефтяного контакта на фоне углекислотного метасоматоза.

Проведенный анализ показал, что из всех меловых свит низкоомные интервалы чаще всего встречаются в покурской свите. И что характерно,

каолинизированные перспективные интервалы этой свиты на 80% связаны с вторичными карбонатами. Например, из 26 скважин с усредненными данными интенсивностей в перспективных интервалах в покурской свите данные 21 скважин «ложатся» на одну из трех прямо пропорциональных зависимостей интенсивностей каолинизации и карбонатизации (рис. 5.19).

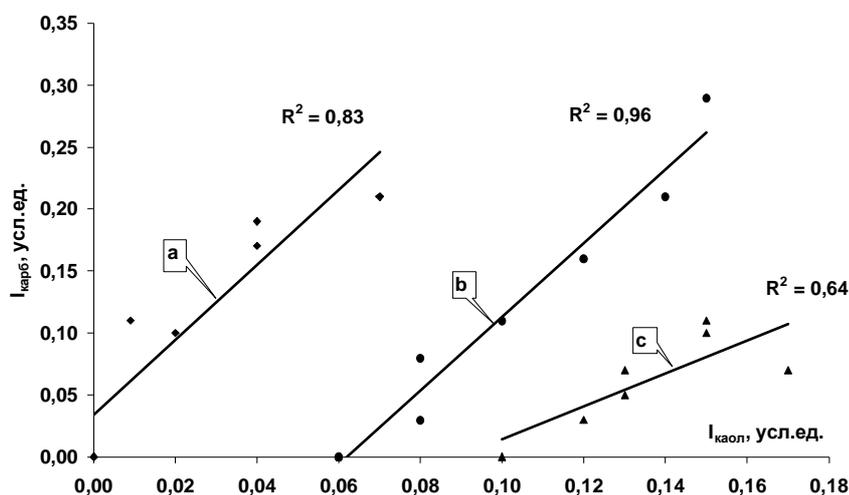


Рис. 5.19. Сопоставления интенсивностей вторичной карбонатизации с вторичной каолинизацией в покурской свите, на исследуемой территории Томской области, а, b, c – группы скважин.

На основании определения интенсивности наложенного эпигенеза, прямую регрессию карбонатизации и каолинизации можно объяснить через изменение времени течения флюида с соответствующим обратно пропорциональным изменением периода преобразования породы. Например, уменьшение трещиноватости (вследствие отдаленности «покура» от разломов) приводит к понижению времени миграции и прямо пропорциональному увеличению времени преобразования (см. уравнения 3.9, 3.10). Следовательно, увеличивается интенсивность вторичных процессов (каолинизации) причем, растворенный в воде углекислый газ, мигрирующий по нижележащим горизонтам (соответственно, вступающий в реакцию с породой) резко уменьшает свою концентрацию, что приводит к повышению щелочности среды и ускоренному выпадению осадков, т.е., к вторичной карбонатизации.

В свою очередь, группирование по трем регрессиям можно объяснить следующим образом. По всей видимости, существуют такие отношения времени преобразования породы к времени миграции флюида, при которых создаются оптимальные условия образования метасоматитов. При смене определенных условий (например, pH , соответственно $\Delta\tau$) нарушается стабильность состояний, и система приходит к стабилизации при соответствующем изменении ковариантного параметра (например, трещиноватости, соответственно Δt). В этом случае формирующиеся условия образования минералов (для их различных типов) могут привести к противоположным действиям. Например, при условии увеличения

Таблица 5.4

Наименования скважин с наибольшим усредненным относительным УЭС в песчаных интервалах покурских отложений.

№	Наименования скважин	Индекс пласта	$I_{\text{као.}}$, усл.ед.	$\rho_{\text{д}}/\rho_{\text{зр}}$, отн.ед.
1	2	3	4	5
1	Сев.-Лымбельская 1	ПК 9-15	0,08	3,32
2	Ажарминская 450	ПК 10-13	0,06	5,83
3	Западная 1	ПК 8-11	0,22	11,94
4	Еланская 1	ПК 2-19	0,08	2,98
5	Няргинская 1	ПК 8-10	0,08	4,66
6	Мартовская 431	ПК 6-9	0,07	1,78
7	Вездеходная 1	ПК 11-17	0,01	3,61
8	Чачанская 1	ПК 18-19	0,29	8,76

каолинизации содержания вторичных карбонатов в породе резко падают (группа *a* переходит в *b*). При определенных отношениях $\Delta\tau/\Delta t$ вновь образуются условия накопления рассматриваемых минералов, однако, с уже повышенным содержанием доминирующего минерала (каолинита).

Содержание вторичных каолинитов, прежде всего, обусловлено

течением углекислотных флюидов в проницаемых породах, следовательно, по распределению его интенсивности на исследуемой площади можно судить и о вероятности образования низкоомных продуктивных зон. Сопоставления относительного УЭС ($\rho_{\text{д}}/\rho_{\text{зр}}$) с интенсивностью каолинизации в песчаных интервалах покурских отложений рассматриваемой территории (рис. 5.14) для

групп скважин расположенных в направлениях юго-запад – северо-восток и северо-запад – юго-восток показали положительную корреляцию с коэффициентом $R=+0.74$. Причем, наибольшая величина относительного УЭС определилась на востоке территории, в районе Куржинской гряды (табл. 5.4).

Усреднение по свитам (100 скважин) показаний карбонатизации, каолинизации и пиритизации показало общую отрицательную зависимость вторичной каолинизации с пиритизацией и отсутствием связи вторичной карбонатизации с содержанием пиритов (рис. 5.20, 5.21). Очевидно, это обусловлено в большей мере прохождением процесса углекислотного метасоматоза и малой встречаемостью скважин с мигрирующими сероводородными флюидами.

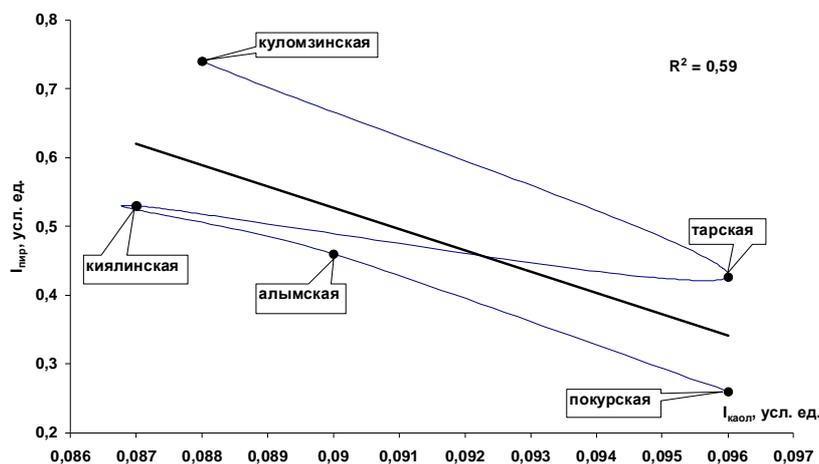


Рис. 5.20. Зависимость средних (по свитам) интенсивностей пиритизации от каолинизации исследуемой территории.

Однако проявление сильной каолинизации тарской и покурской свит связано с различными причинами. Вторичная каолинизация тарской свиты обусловлена значительным содержанием растворенного в воде углекислого газа, а покурская свита – большой концентрацией исходных минералов (полевых шпатов). К тому же, значительная вторичная карбонатизация покурской свиты подтверждает щелочные условия метаморфизма породы, а также повышенная пористость песчаников приводит к дегазации гидротермальных растворов и осаждению находящихся в растворе веществ. Куломзинская свита характеризуется повышенным содержанием пиритов и

вторичных карбонатов, что позволяет предположить наличие щелочной среды связанной с зонами ВНК.

На рис. 5.20 резко меняется соотношение интенсивностей для тарской и киялинской свит. Этот факт объясняется тем, что в подошве киялинской свиты расположена 1-я глинистая регрессивная пачка, относящаяся к морским отложениям. Она выдержана на всей исследуемой территории. Поэтому в кровле тарской свиты вертикальная скорость течения углекислотных флюидов уменьшается. Это приводит к увеличению интенсивности преобразования породы, т.е. каолинизация песчаников повышается, а пириты растворяются. В свою очередь, в киялинской свите скорость течения высока вплоть до нижнего «покура» и интенсивность преобразования породы с уменьшением глубины увеличивается.

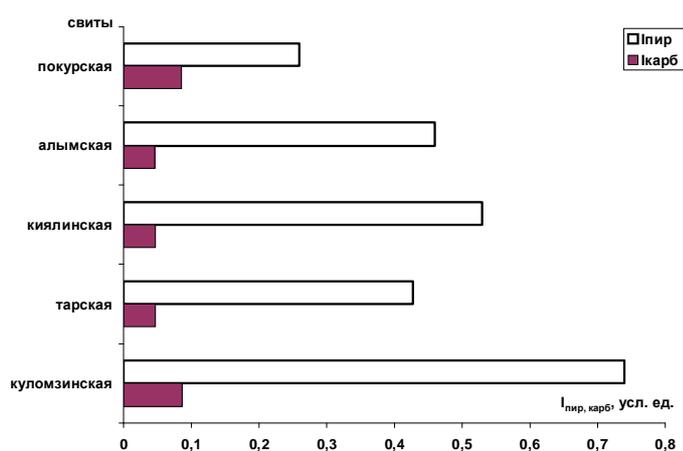


Рис. 5.21. Распределение средних (по свитам) интенсивностей пиритизации и карбонатизации исследуемой территории.

В качестве примера покажем распределения интенсивностей каолинизации и карбонатизации на площади Киев-Еганского месторождения в тарской, киялинской и покурской свитах (рис. 5.22-5.27). Судя по вертикальным распределениям интенсивностей наложенных процессов миграцию флюидов можно описать следующим образом, во-первых, снизу по разрезу, с восточной стороны тарской свиты рассматриваемой территории процесс углекислотного метасоматоза распространяется к северной стороне.

Далее, кислые флюиды, заполняя коллекторы киялинской свиты, распределяются вверх к центральной и северо-западной части территории уже в покурской свите.

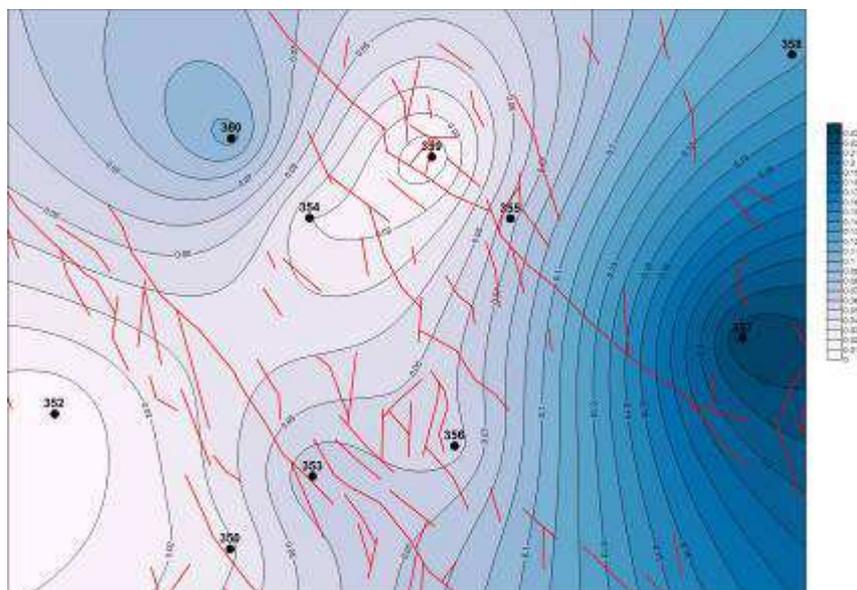


Рис. 5.22. Распределение средней интенсивности каолинизации тарской свиты на площади Киев-Еганского месторождения, где — — разломы, — — изолинии интенсивности.

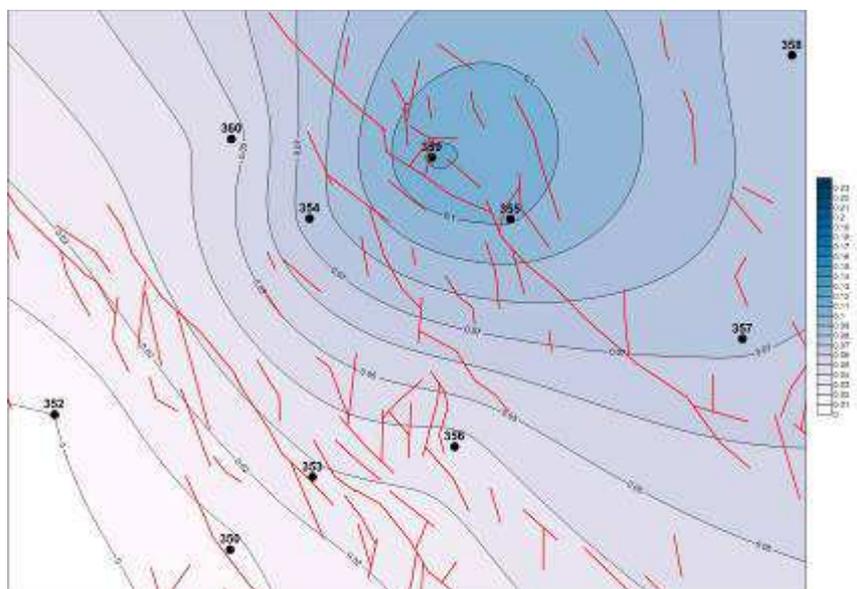


Рис. 5.23. Распределение средней интенсивности каолинизации киялинской свиты на площади Киев-Еганского месторождения, где — — разломы, — — изолинии интенсивности.

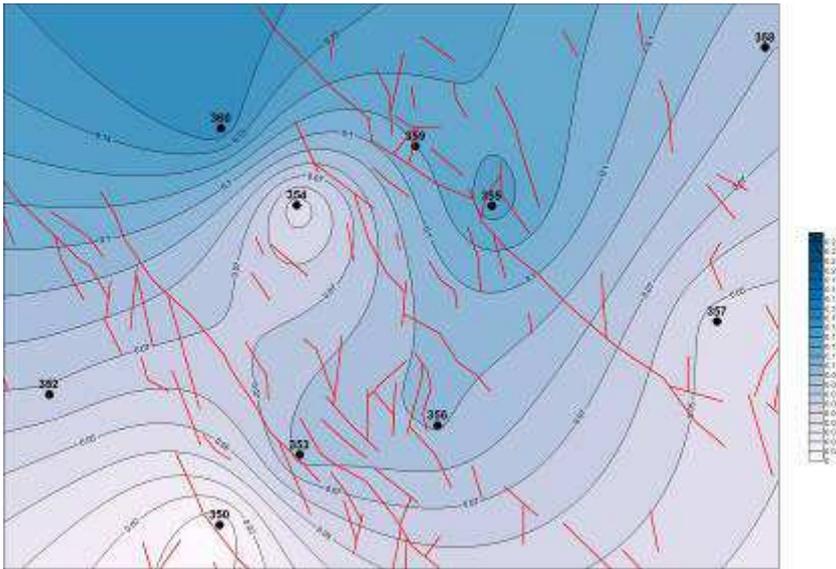


Рис. 5.24. Распределение средней интенсивности каолинизации покурской свиты на площади Киев-Еганского месторождения, где — — разломы, — — изолинии интенсивности.

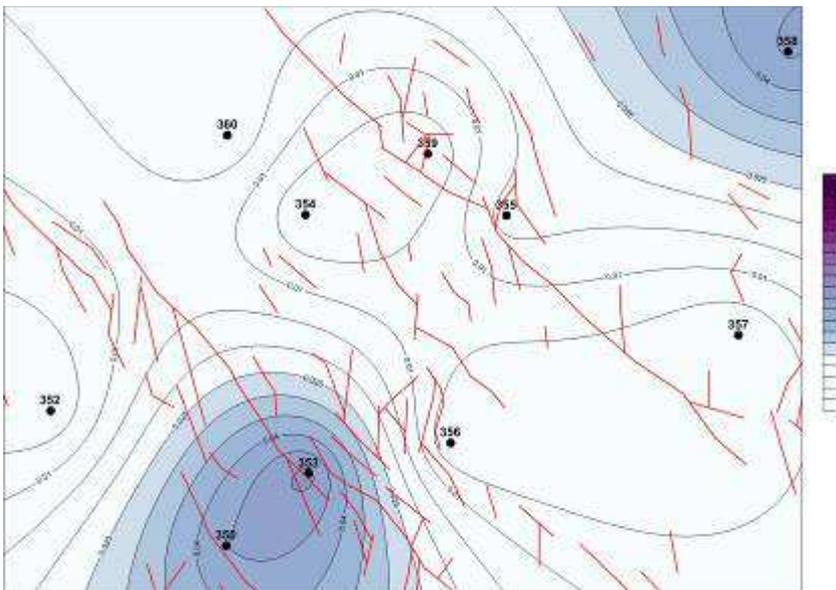


Рис. 5.25. Распределение средней интенсивности карбонатизации тарской свиты на площади Киев-Еганского месторождения, где — — разломы, — — изолинии интенсивности.

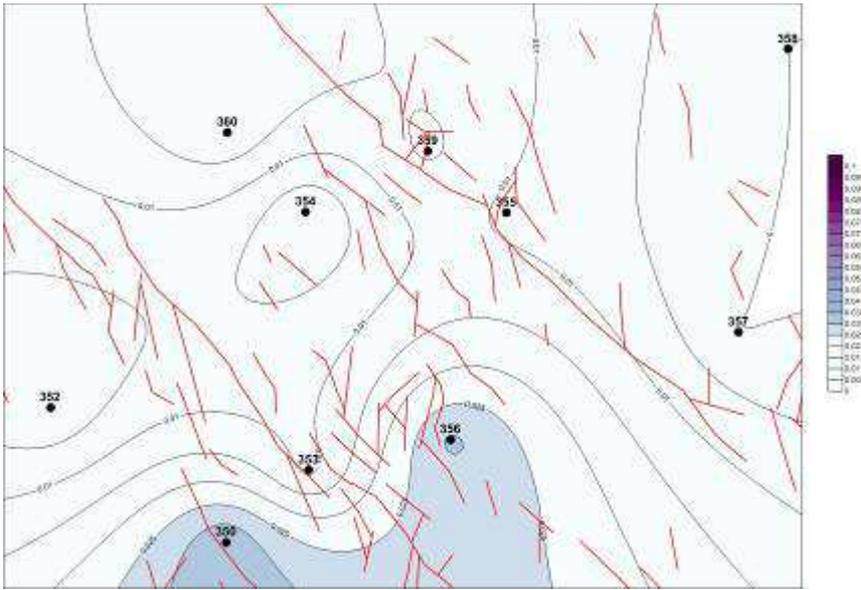


Рис. 5.26. Распределение средней интенсивности карбонизации киялинской свиты на площади Киев-Еганского месторождения, где — — разломы, — — изолинии интенсивности.

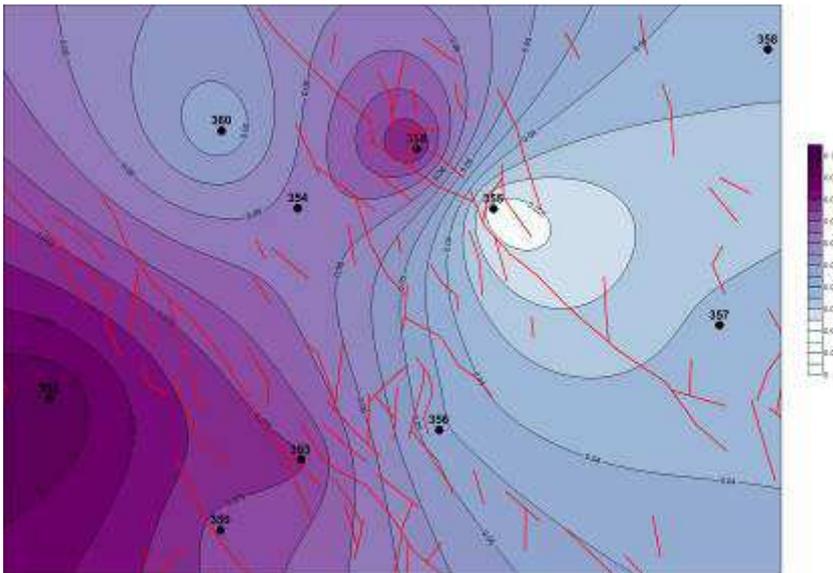


Рис. 5.27. Распределение средней интенсивности карбонизации покурской свиты на площади Киев-Еганского месторождения, где — — разломы, — — изолинии интенсивности.

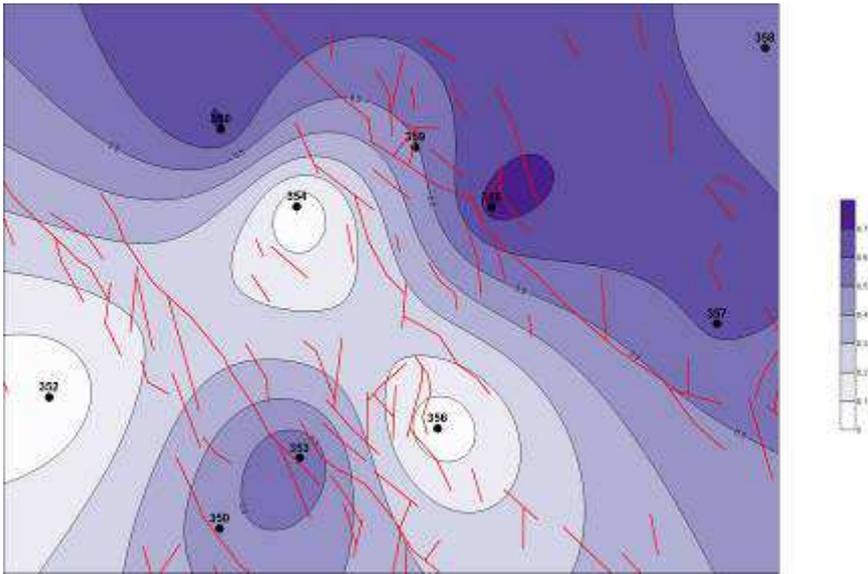


Рис. 5.28. Распределение среднего по скважине низкоомного параметра на площади Киев-Еганского месторождения, где — — разломы, — — изолинии низкоомного параметра.

Естественно предположить, что ближе к юго-западной части территории покурской свиты в мигрирующих водах повышается щелочность. Это, в свою очередь, приводит к интенсивному переотложению растворенных в воде вторичных карбонатов в покурской свите на юго-западном и частично северо-центральном участках.

На эпигенетические процессы, обусловленными водными растворами, накладывается метаморфический процесс, связанный с поступлением углеводородов. Воды, в ареалах залежей нефти отличаются повышенным содержанием органических кислот, которые сильно занижают pH водной среды верхней области зон ВНК. Эта область характеризуется зоной выноса. В нижней области, в щелочной среде происходит интенсивная карбонатизация (с пиритизацией) [41]. Область скважины №359 вошла в площадную зону ВНК.

На рис. 5.28 показан (усредненный по скважине) низкоомный параметр Θ . Видно, что наиболее перспективные, с точки зрения УВ насыщения являются области расположения скважин №355, 360, 353. Причем, территории скважин №355, 360 характеризуются высокой каолинизацией (входят в первую,

углекислотную группу) и расположены перспективные пласты в покурской, киялинской и тарской свитах. Тарская свита скважины №353 (входящей во вторую, смешанную группу) отличается высокой карбонатизацией и пиритизацией, что подтверждает наличие зоны ВНК.

Анализ местоположения исследуемых скважин относительно проявления каолинизации и карбонатизации показал, что на наиболее карбонатизированных участках расположились скважины, попавшие в третью группу, а на каолинизированной территории оказались скважины первой группы. Результаты исследуемой площади Киев-Еганского месторождения (по выделению низкоомных коллекторов, обусловленных наложенным эпигенезом) указывают на объективность и перспективность выше предложенного методологического подхода.

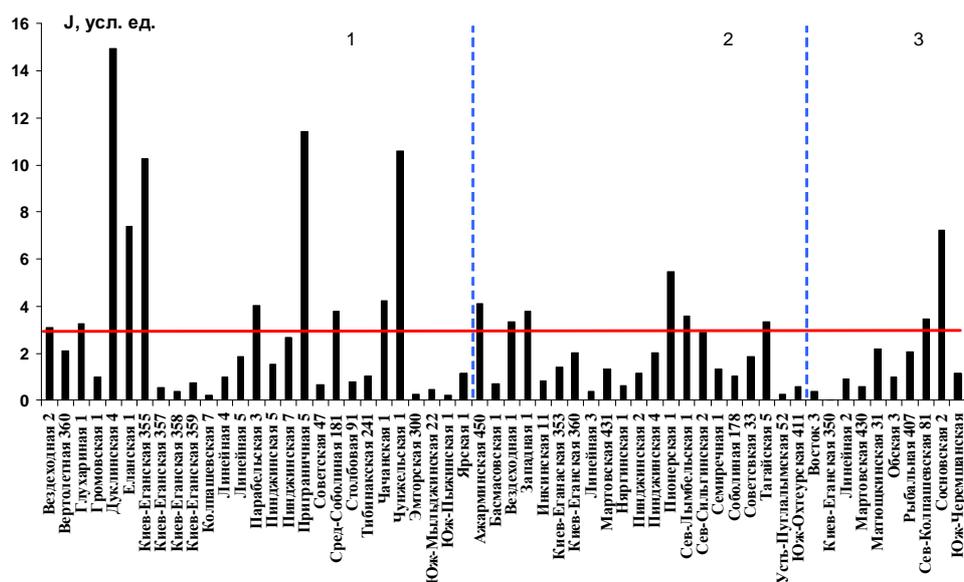


Рис. 5.29. Гистограмма распределения параметра перспективного обнаружения УВ насыщенных низкоомных интервалов (в меловых отложениях) в скважинах исследуемой территории Томской области, где 1, 2, 3 – группы скважин.

Из 100 изученных скважин в меловых отложениях в 58-ми проявились низкоомные интервалы (рис. 5.29). На основании приведенных критериев перспективности исследуемых скважин можно выделить первую группу скважин, как наиболее перспективную из трех групп. Произведение трех критериев, а именно встречаемости низкоомных интервалов n , низкоомного

параметра насыщения Θ и параметра W определяет универсальную характеристику перспективности меловых отложений исследуемых скважин, на основании которой можно отобрать следующие скважины с явным присутствием залежей УВ:

$$J = 100 \cdot n \Theta W.$$

Красной горизонтальной линией показано среднее значение по скважинам, $\langle J \rangle = 2.6$ усл.ед., а пунктирными – разделение на группы. Наиболее перспективными скважинами будут считаться такие скважины, для которых $J > 2.6$ усл.ед. Средние по группам: $\langle J_1 \rangle = 3.3$ усл.ед., $\langle J_2 \rangle = 2.1$ усл.ед., $\langle J_3 \rangle = 1.9$ усл.ед.

Итак, проведенные исследования меловых отложений Томской области на предмет содержания низкоомных интервалов выявили следующую закономерность. Приблизительно 20% скважин с высокой долей вероятности содержат пропущенные низкоомные пласты, а из всех изученных интервалов (~2500 шт.) количество перспективных составляет 6%.

По степени перспективной встречаемости низкоомных коллекторов исследуемые свиты распределяются по порядку убывания: покурская, киялинская, тарская, куломзинская, алымская. Причем, вероятность встречаемости данных коллекторов обратно пропорциональна расстоянию до тектонических нарушений в зонах интенсивного проявления углекислотного метасоматоза, т.е. при миграции флюидов с вторичным преобразованием минералов горных пород. Наиболее перспективные скважины расположились в направлении юго-восток – северо-западного простиранья и сочленения структур первого порядка (отражающего горизонта Π^a), а также в северо-западной части зоны сочленения Усть-Тымской мегавпадины.

5.5. Выводы.

Тектонические подвижки земной коры приводят к дизъюнктивно – пликативным изменениям форм пластов и появлению трещиноватых, разуплотненных пород, что естественно отображается на рельефе их

поверхности. Образуются напряженно-стабильные зоны поверхности глубинных слоев. По разломам и трещинам флюиды, с нижележащих горизонтов, проникают в верхнеюрские и меловые отложения, где вступают в химическую связь с аутигенными минералами, формируя вторичные образования. Анализ таких характеристик как градиент и лапласиан (на сейсмическом временном разрезе), отражающих форму поверхности глубинных слоев породы, позволяет связать их величины с процессами флюидомиграции и соответствующей интенсивностью вторичных геохимических образований песчаных коллекторов.

Исследования юрских отложений показали, что вычисляемый по данным ГИС параметр вероятной нефтегазонасыщенности исследуемых интервалов связан семейством логарифмических зависимостей с градиентом поверхности отражающего горизонта Π^a (баженовской свиты). Интенсивности процессов наложенного эпигенеза образуют несколько групп обратных зависимостей с лапласианом горизонта Π^a , отражающих их обратно пропорциональную связь с трещиноватостью пород. В свою очередь, продуктивные низкоомные коллекторы в юрских отложениях, обусловленные вторичными геохимическими процессами, в большей степени проявляются в ТНЗ.

Итак, для песчаных отложений юры (с минерализацией воды более 25-30 г/л), на территории исследуемых сейсмопрофилей, можно выделить перспективные зоны с точки зрения образования низкоомных коллекторов. На поверхности отражающего горизонта ТНЗ выделяются методом наложения градиента $G > G_{гр}$ и лапласиана $L < |\pm L|_{гр}$ в граничных значениях.

Однако с увеличением расстояния от разлома интенсивность геохимических процессов уменьшается, но и трещиноватость так же уменьшается. В зависимости от величин изменений трещиноватости относительно расстояния меняется в большую, либо меньшую сторону и геохимическая интенсивность. Вблизи разлома изменение расстояния играет большую роль, чем изменение трещиноватости. Происходит группирование выборочных значений интенсивности процессов в регрессионные зависимости

от расстояния. Группирование обусловлено раскрытостью трещин и химической активностью преобразования (в основном величиной pH). Если изменения выборочных значений интенсивности не зависят расстояния (т.е. скважины находятся вдали от разломов, более 1000 м), то изменение интенсивности вторичных процессов в значительной степени обусловлено изменением трещиноватости.

Исследования меловых отложений Томской области позволили выработать методику выявления доминирующего качества химического процесса (углекислотное, щелочное) метасоматических преобразований в разрезе скважин. Положительная корреляция усредненных по песчаным интервалам интенсивностей каолинизации с пиритизацией в разрезе скважины обусловлена углекислотным метасоматозом, а положительная зависимость карбонатизации с пиритами – щелочным метасоматозом (при отсутствии зависимости с каолинитами). Усреднение интенсивностей по группам скважин (углекислотной, щелочной и смешанной) и определение обратной зависимости средней каолинизации и вероятной встречаемости перспективных скважин с отношением $|G/L|$ обосновало информационную результативность данного отношения. В меловых отложениях при $|G/L| < |G/L|_{гр} \approx 0.035$ определяются зоны углекислотного метасоматоза, перспективные с точки зрения выявления низкоомных УВ насыщенных интервалов.

Проведенные исследования меловых отложений Томской области на предмет содержания низкоомных интервалов определили, что 20% скважин с высокой долей вероятности содержат пропущенные низкоомные пласты и, приблизительно 6% песчаных интервалов в каждой скважине перспективны.

Таким образом, сопоставления результатов статистической интерпретации материалов ГИС с результатами обработки сейсмических данных поверхности отражающих горизонтов позволяют определить граничные значения параметров характеризующих рельеф поверхности. Зональность, обусловленной этими границами, выявляет перспективные участки исследуемой территории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Обобщая вышеизложенный материал можно с уверенностью признать, что в зонах вторичных геохимических преобразований Западно-Сибирской плиты, обусловленных тектоническим и флюидодинамическими факторами, могут проявляться низкоомные продуктивные коллекторы. Как правило, эти интервалы привязаны к приразломным, либо литологически ослабленным (проницаемым) зонам при наличии непроницаемой покрышки.

При отсутствии каменного материала, по данным традиционной интерпретации каротажных диаграмм невозможно выявить наличие и количество метасоматитов, а также интенсивность соответствующих вторичных процессов. Однако разработанный метод статистической интерпретации материалов ГИС позволяет решать возникшую проблему еще на стадиях поиска и разведки продуктивных пластов.

УЭС низкоомных коллекторов всегда ниже принятой граничной величины сопротивления при УВ насыщении. Это, как правило, обусловлено электропроводящими минералами содержащими железо (пирит), либо ДЭС глинистых минералов (в случае преобразования калиевых полевых шпатов и гидрослюд). Поэтому, для решения поставленных задач определение относительных содержаний железа и калия (в песчаном интервале) имеет первостепенное значение.

Вначале был проведен теоретический анализ стандартных методов ГИС (НГК, ННК_Т, КС, ПС), на основании которого выявлена возможность определения концентраций железа, бора, калия, а также макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов. Решалась обратная задача – построение алгоритма интерпретации нейтронных методов ННК_Т и НГК относительно содержаний химических элементов. В основу разработанного метода положена идея дифференциации интегрального нейтронного поля в песчанике в зависимости от концентраций железа, бора и калия, что позволяет определять их *относительную* концентрацию (а также макроскопическое

сечение поглощения тепловых нейтронов) после калибровки данной программы по средним, фоновым содержаниям химических элементов в песчанике. Технология разработана и апробирована с использованием компьютерных программ на языке «*Visual Basic*», позволяющая выявлять продуктивные низкоомные интервалы, возникающие под влиянием процессов наложенного эпигенеза. Коэффициенты корреляции относительных содержаний между результатами лабораторного нейтронно-активационного анализа образцов песчаника и результатами их программного определения, на базе стандартных материалов ГИС, соответствуют – по железу $R^{Fe} > 0.85$, калию $R^K > 0.63$ и МСП $R^{МСП} > 0.9$.

Обратные степенные регрессионные зависимости железа, калия и МСП с показаниями КС (БКЗ) в исследуемом песчанике определяют низкоомные интервалы. Величины степенного показателя и коэффициента корреляции полученных регрессий определяют степень влияния вторичных процессов на УЭС породы. В свою очередь, статистические параметры (интервальный параметр, аппроксимация, корреляция, ковариация) являются показателем интенсивности метасоматических процессов, преобразующих породу.

На основании проведенного теоретического анализа и сопоставлений вычисленных статистических параметров (по материалам ГИС) с содержанием минеральных компонентов песчаного интервала (по результатам петрографического анализа шлифов) утверждается, что вычисляемые параметры определяются вторичными геохимическими процессами, происходящими в породе исследуемых интервалов. Причем, интервальный параметр Y соответствует доли исследуемого интервала (по вертикали) в котором происходят изменения пород (либо содержания минералов), влияющие на измеряемую физическую характеристику, например на УЭС, пористость, а коэффициент аппроксимации R^2 отражает значимость, степень этого влияния.

Дано следующее определение интенсивности эпигенетического процесса.
Интенсивность процесса эпигенетического преобразования пористой породы – это количество образованного вещества на единице площади пористой

поверхности за время его преобразования относительно времени миграции флюида, вступившего в химическую реакцию с породой.

На основе предлагаемой методики в песчаниках, используя только материалы ГИС, можно вычислять интенсивности таких процессов наложенного эпигенеза как пиритизация, каолинизация, вторичная карбонатизация (сидеритизация), пелитизация калиевых полевых шпатов.

Интенсивность пиритизации вычисляется на основе обратной регрессии содержания железа и УЭС, вторичная каолинизация – положительной зависимости глинистости и пористости, вторичная карбонатизация – прямая регрессия МСП с карбонатностью (при увеличении карбонатности), вторичная пелитизация полевых шпатов – обратная связь содержания калия с УЭС породы.

Усредненное произведение $\langle YR^2 \rangle$ пропорционально *интенсивности* вторичного процесса. Данное произведение назовем *статистическим параметром интенсивности*. В свою очередь, средняя концентрация вторичных минералов в исследуемом интервале вычисляется как логарифм интенсивности соответствующего процесса. Параметр интенсивности будет отражать содержания вторичных минералов, если исследуются взаимоотношения двух непосредственно не связанных выборок, одна из которых обусловлена количеством (например, глинистость), вторая – результатом влияния вторичного процесса (например, пористость).

Вычисляемые статистические параметры являются индикаторами вторичных геохимических процессов только в случае превышения величин данных параметров определенных граничных значений. Например, граничное значение Y_{Fe}^{ep} определяется не только содержанием пирита, но и степенью его влияния на УЭС породы. Начиная от величины Y_{Fe}^{ep} степень влияния изменения пирита на изменение УЭС породы приобретает значимость сопоставимую (и выше) с такими компонентами электропроводности как электролит (пористость), либо двойной электрический слой глинистых минералов.

На основании введенного определения интенсивности процесса наложенного эпигенеза данная интенсивность выражается через статистические параметры следующим образом:

$I_i = \exp(Y_i/\xi - \text{const}) \mu_i / S$, где S – удельная площадь поверхности пористой среды, μ_i – коэффициент ковариации i -той корреляционной зависимости, Y_i – статистический параметр, выражающий интервальную долю преобразованного вещества i -го вторичного процесса, ξ – постоянная величина, зависящая от степени преобразования вещества и связана с открытостью трещин исследуемого интервала, $\text{const}=11.2\pm 1.9$.

При минерализации пласта порядка 25-30 г/л и более, положительная регрессия пористости и УЭС породы отражает её УВ насыщение. Коэффициент аппроксимации выражает вероятность УВ насыщения исследуемого интервала причем, данный коэффициент должен быть больше некой граничной величины. Например, для юрских отложений Томской области граничная величина вероятности равна $p_{cp} = 0.42$ д.ед., если $p_{cp-2} > 0.65$ д.ед., то определяемая достоверность нефтегазонасыщения исследуемого интервала превышает 95%.

Увеличение количества зарядов (вследствие вторичных процессов) на локальной поверхности ДЭС повышают общую электрическую проводимость породы, а поверхностная электрическая проводимость может оказаться выше проводимости воды даже при высокой минерализации электролита. Вкрапления пиритов и других электропроводящих минералов в электрическом слое глин также понижают УЭС породы.

Поверхностная проводимость глин может быть обусловлена как ДЭС, так и геометрическим фактором – уменьшением радиуса капилляров, приводящим к понижению удельного сопротивления породы. В этом случае, с увеличением мелкодисперсной фракции глин УЭС породы уменьшается.

Выявлены основные критерии определения низкоомного коллектора и их граничных значений. Критерии вычисляются на основе статистического анализа данных каротажа скважин и имеют следующие характеристики:

Во-первых, действительное УЭС песчаной породы определяется как сумма УЭС породы и приращенного сопротивления $\rho_d = \rho_{n(ГИС)} + \Delta\rho_{ni}$ причем, при УВ насыщении действительное сопротивление должно быть больше граничного УЭС, разделяющего на водонасыщенный и нефтенасыщенный пласт данного горизонта исследуемой площади.

Во-вторых, приращенное УЭС больше нуля и вычисляется на основе уравнения степенной регрессии отрицательных корреляционных зависимостей статистических данных по содержаниям железа, калия и МСП (глинистости) с показаниями кажущего сопротивления БКЗ. Приращенное сопротивление определяется как сумма приращенных УЭС каждого элемента влияния на электрическую проводимость: $\Delta\rho_n = \langle \rho_n \rangle \left\{ \sum_{i=1}^N C_i^\alpha - N \right\}$, где C_i – относительное содержание i -го элемента влияния, α – степенной показатель, вычисляемый на основе уравнения регрессии, N – количество элементов влияния.

В-третьих, при минерализации пласта менее 25 г/л параметр вероятности УВ насыщения не всегда соответствует действительности. Поэтому, был введен новый универсальный параметр, определяющий характер насыщения, как в меловых, так и в юрских отложениях. Это низкоомный параметр насыщения Θ равный произведению вероятности насыщения УВ на отношение приращенного УЭС деленного на граничное сопротивление, т.е. $\Theta = p\Delta\rho_{ni}/\rho_{gp}$. В случае соответствия статистической интенсивности i -го процесса приращенному УЭС (т.е. $YR_i^2 \sim (C_i^\alpha - 1)$) параметр $\Theta = p(\rho_{n(ГИС)}/\rho_{gp}) \sum YR_i^2$ при этом, если $\Theta > \Theta_{gp}^{УВ-вода}$ исследуемый интервал характеризуется как УВ насыщенный. Для песчаных отложений Томской области предлагаются следующие граничные величины: насыщение УВ – $\Theta \geq 0.5$; насыщение вода–УВ – $\Theta = [0.4-0.5]$; насыщение вода – $\Theta < 0.4$.

Изменения поверхности глубинных горизонтов, обусловленные тектонической подвижностью, характеризуются такими операторами как градиент G и лапласиан L (на сейсмическом временном разрезе). В связи с зависимостью трещинноватости от лапласиана и густоты трещин скола от

градиента проявляется регрессия (как положительная, так и отрицательная) величин операторов с процессами флюидомиграции и соответствующей интенсивностью вторичных геохимических образований песчаных коллекторов.

Исследования юрских отложений показали, что вычисляемый по данным ГИС параметр вероятной нефтегазонасыщенности исследуемых интервалов связан семейством логарифмических зависимостей с градиентом поверхности отражающего горизонта Π^a . Интенсивности процессов наложенного эпигенеза образуют несколько групп обратных зависимостей с лапласианом горизонта Π^a , отражающих их обратно пропорциональную связь с трещиноватостью пород. В свою очередь, продуктивные низкоомные коллекторы в юрских отложениях, обусловленные вторичными геохимическими процессами, в большей степени проявляются в НСЗ.

Итак, для песчаных отложений юры (с минерализацией воды более 25-30 г/л), на территории исследуемых сейсмопрофилей, можно выделить перспективные зоны с точки зрения образования низкоомных коллекторов. На поверхности отражающего горизонта НСЗ выделяются методом наложения градиента $G > G_{гр}$ и лапласиана $L < |\pm L|_{гр}$ в граничных значениях.

Однако с увеличением расстояния от разлома интенсивность геохимических процессов уменьшается, но и трещиноватость так же уменьшается. В зависимости от величин изменений трещиноватости относительно расстояния меняется в большую, либо меньшую сторону и геохимическая интенсивность. Вблизи разлома изменение расстояния играет большую роль, чем изменение трещиноватости. Происходит группирование выборочных значений интенсивности процессов в регрессионные зависимости от расстояния. Группирование обусловлено раскрытостью трещин и химической активностью преобразования (в основном величиной pH). Если изменения выборочных значений интенсивности не зависят расстояния (т.е. скважины находятся вдали от разломов, более 1000 м), то изменение

интенсивности вторичных процессов в значительной степени обусловлено изменением трещиноватости.

Положительная корреляция усредненных по песчаным интервалам интенсивностей каолинизации с пиритизацией в разрезе скважины обусловлена углекислотным метасоматозом, а положительная зависимость карбонатизации с пиритами – щелочным метасоматозом (при отсутствии зависимости с каолинитами). В меловых отложениях при $|G/L| < |G/L|_{гр} \approx 0.035$ определяются зоны углекислотного метасоматоза, перспективные с точки зрения выявления низкоомных УВ насыщенных интервалов.

Проведенные исследования меловых отложений Томской области на предмет содержания низкоомных интервалов определили, что 20% скважин с высокой долей вероятности содержат пропущенные низкоомные пласты и, приблизительно 6% песчаных интервалов перспективны.

Таким образом, статистически-корреляционный метод интерпретации материалов ГИС позволяет выявлять эпигенетически преобразованные интервалы терригенных коллекторов, характер и степень их преобразования, количество вторичных минералов, а также выделять продуктивные низкоомные пласты, понижение УЭС которых обусловлено электропроводящими минералами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Альтшулер С.А., Козырев Б.М. Электронный парамагнитный резонанс соединений элементов промежуточных групп. – М.: Наука, 1972. – 672 с.
2. Багдасарова М.В. Особенности флюидных систем зон нефтегазонакопления и геодинамические типы месторождений нефти и газа//Геология нефти и газа.– 2001.– №3.– С. 50–56.
3. Балицкий В.С., Комова В.В. Влияние физико-химических факторов на интенсивность и скорость процесса замещения микроклина альбитом//Геохимия.–2008.– №3.– С. 332–338.
4. Басниев К.С., Власов А.М. и др. Подземная гидравлика.– М.: Недра, 1986.– 303 с.
5. Беркурц К., Виртц К. Нейтронная физика.– М.: Атомиздат, 1968.– 454 с.
6. Буллер Д. Выделение продуктивных песчаников в тонкослоистых низкоомных русловых отложениях в скважинах старого фонда//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. –1993.– №1. – С.26–32.
7. Валиев Ю.Я. Геохимия бора в юрских отложениях Гиссарского хребта.– М.: Наука, 1977.– 150 с.
8. Вахромеев Г. С., Ерофеев Л. Я., Канайкин В. С., Номоконова Г. Г. Петрофизика: Учебник для вузов. – Томск: Томский университет, 1997.– 462 с.
9. Вендельштейн Б. Ю., Золоева Г. М., Царева Н. В. и др. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа.– М.: Недра, 1985.– 248 с.
10. Вендельштейн Б. Ю., Элланский М. М. Влияние адсорбционных свойств породы на зависимость относительного сопротивления от коэффициента пористости.//Прикладная геофизика. – Вып. 40. –1964.– С. 181–193.
11. Вережников В. Н. Избранные главы коллоидной химии. – Воронеж: Изд-во Воронежского ГУ, 2011. – 237 с.
12. Виноградов В.Г. Влияние минерального состава цемента полимиктовых песчаников и алевролитов на их удельное сопротивление.//Особенности геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов

Западно-Сибирской низменности: Труды Тюменского индустриального института.– Тюмень: Изд-во ТИИ, вып. 26, 1974.– С.185–189.

13. Войткевич Г.В., Мирошников А.Е. и др. Краткий справочник по геохимии – М.: Недра, 1977. – 182 с.

14. Волков Э.Я. Обоснование закономерностей геофизических параметров ГИС для интерпретации по методике распознавания образов, в сб. Методы автоматизированной оценки пористости и водонасыщенности в терригенных коллекторах. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987.– С.51–62.

15. Габдрахманова З. М., Полищук О. И. Графический способ оценки характера насыщения терригенных коллекторов в низкоомном разрезе: Научно-практическая конференция «Промысловая геофизика в XXI веке». – Уфа: «НПФ»Геофизика», 2009. – С.22–26.

16. Гзовский М. В. Основы тектонофизики. – М.: Наука, 1975. – 536 с.

17. Гильманова Р.Х., Егоров А.Ф., Кротов С.А., Зиятдинов Р.Р. Влияние литологии на сопротивление нефтенасыщенных карбонатных коллекторов в переходной зоне и их разработка // НТЖ «Нефтепромышленное дело». – 2012. – № 1. – С. 84-89.

18. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

19. Григоров О. Н. Электрокинетические явления. – Л.: ЛГУ, 1973. – 199 с.

20. Грим Р. Э. Минералогия и практическое использование глин.– М.: Мир, 1967.– 510 с.

21. Гудок Н.С., Богданович Н. Н., Мартынов В. Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.

22. Гума В.И., Демидов А.М., Иванов В.А., Миллер В.В. Нейтронно-радиационный анализ.– М.: Энергоатомиздат, 1984.– 64 с.

23. Дамаскин Б. Б. и др. Электрохимия: Учебное пособие.— М.: Химия-КолосС, 2006.– 672 с.

24. Дахнов В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин.– М.: Недра, 1967.– 390 с.
25. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород): Учебник для вузов.– М: ФГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 368 с.
26. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин.– М.: Недра, 1977.– 432 с.
27. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии. Кн. 1. – М.: Недра, 1990.– 319 с.
28. Евдокимова Е. А. Интерпретация геофизических исследований скважин в низкоомном коллекторе пласта Ю₁¹ Западно-Катальгинского нефтяного месторождения Томской области//Тезисы докладов «Пятой региональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть»». – Томск: ТМЛ-Пресс, 2012. – 292 с. (С. 111–116).
29. Егорова А.Ф., Сарваретдинов Р.Г. Исследование процессов вторичного нефтенасыщения трещинноватых коллекторов в процессе разработки.//Нефтепромысловое дело.– 2012.– №10.– С. 9–12.
30. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях Юго-Востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. – 2006. – Том 309.– № 6. – С. 23–26.
31. Ежова А.В. Методы определения нефтенасыщенности низкоомных коллекторов на месторождениях Западно-Сибирской провинции: "Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты" – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. – С. 153–157.
32. Еникеева Ф.Х., Кожевников Д.А., Стариков В.Н. Роль упругого и неупругого рассеяния нейтронов во взаимодействии с ядрами породообразующих элементов в системе скважина-пласт//Изв. АН СССР, Сер. Физика Земли.– 1977.– №2. – С. 100–101.
33. Жуковская Е.А. Геохимия процессов вторичного минералообразования в юрских нефтегазоносных отложениях Нюрольского осадочного бассейна

- (Томская область). Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук.– Томск.: ИГНиГ СО РАН, 2002. – 194 с
34. Жуковская Е.А. Масштабы постседиментационного преобразования зернистых пород на примере отложений васюганской свиты Нюрольской впадины (Томская область)//Материалы научно-практической конференции «Формальный анализ в геологических исследованиях». – Томск: ТГУ, 2002. – С. 123-124.
35. Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г., Красавчиков В. О. Редкоземельные элементы в баженовской свите Западно-Сибирского осадочного бассейна//Литосфера. – 2011. – №6. – С. 38-54.
36. Запивалов Н. П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. – 198 с.
37. Зарипов О. Г., Сонич В. П. Влияние литологии пород – коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов.//Нефтяное хозяйство – 2001.– №9.– С. 18–21.
38. Зубков М.Ю. Кристаллографическое и литолого-петрографическое обоснование электрических свойств минералов железа, глин и терригенных коллекторов(на примере пластов БВ8 и ЮВ1 Повховского месторождения. Часть1)//Горные ведомости.– 2008.– №11.– С.20–32.
39. Зубков М.Ю. Кристаллографическое и литолого-петрографическое обоснование электрических свойств минералов железа, глин и терригенных коллекторов (на примере пластов БВ8 и ЮВ1 Повховского месторождения. Часть2)//Горные ведомости.– 2008.– №12.– С.30–53.
40. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин.– М.: Недра, 1972.– 312 с.
41. Карнюшина Е. Е. Основные причины возникновения зон карбонатной цементации в толщах нефтегазоносных бассейнов//Вестн. Моск. Ун-та. – Сер. 4. – Геология. – 2012.– №5. – С. 47-49.
42. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопоисковых работах // Недропользование XXI век. – 2011. – № 6. – С. 68–70.

43. Квеско Б.Б. Подземная гидромеханика: Учебное пособие.– Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 181 с.
44. Кобранова В.Н. Петрофизика – М.: Недра, 1986. – 392 с.
45. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии – М.: Недра, 1982. – 220 с.
46. Кожевников Д.А. Проблемы интерпретации данных ГИС//Информация и космос.– 2005.– №1. – С. 29–41.
47. Кожевников Д.А., Марьенко Н.Н., Мархасин В.И., Хавкин В.С. Экспериментальное изучение нейтронных полей в однородных водородсодержащих средах//М.: МИНХиГП им. И. М. Губкина, 1974. – вып. 111. – С. 40–56.
48. Кожевников Д.А., Насибуллаев Ш.К. Неканонические формы управления переноса.//Докл. АН СССР – 1972. – Т. 205.– №6.– С. 1320–1323.
49. Козеренко С.В., Храмов Д.А., Фадеев В.В. и др. Исследование механизма образования пирита в водных растворах при низких температурах и давлениях // Геохимия.– 1995.– № 9. – С. 1553–1565.
50. Козлов В.Ф. Справочник по радиационной безопасности – М.: Атомиздат, 1977.– 386 с.
51. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири.– Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
52. Ларичев В.В., Попков В.И. Гидродинамические особенности глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов молодых платформ: Материалы седьмой Международной конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа». – М: ГЕОС-МГУ, 2004. – С. 305–306.
53. Латышова М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирульников В.П. Достоверность геологической и геофизической информации при подсчете запасов нефти и газа. - М.: Недра, 1986. – 121 с.
54. Лебедев Б. А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах.– Л.: Недра, 1992.– 239 с.

55. Леонтьев Е.И., Малыхин А.Я. И др. Аномальная электропроводность связанной воды и ее влияние на геофизические параметры.//Особенности геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов Западно-Сибирской низменности: Труды Тюменского индустриального института.– Тюмень, Изд-во ТИИ, вып. 26, 1974.– С.173–179.
56. Лисьев В.П. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие. – М.: Изд-во МГУЭСИИ, 2006. – 199 с.
57. Лиханов И.И. Градиент в составе метаморфического флюида в метапелитовых роговиках. //Геохимия.– 1988.– №7.– С. 1057–1062.
58. Лиханов И.И. Минеральные реакции в высокоглиноземистых и железистых роговиках в связи с проблемой устойчивости редких минеральных парагенезисов контактового метаморфизма.//Геология и геофизика.– 2003. – Т. 44. – С. 301–312.
59. Мамяшев В.Г., Никифорова Т.Ф., Кудрявцев В.С. Петрофизическое обоснование информативности гамма-спектроскопических исследований продуктивных отложений Западной Сибири.: Гамма – спектрометрия скважин при поиске и разведке нефти и твердых полезных ископаемых.– М.: Сборник научных трудов «ВНИИГеоинформсистем», 1983. – С. 58-64.
60. Матвеев В.С., Рыжов А.А. Геофизическое обеспечение региональных гидрогеологических, инженерно-геологических, геокриологических и геоэкологических исследований.//Разведка и охрана недр.– 2006. –№2.– С. 50–57.
61. Мельник И. А. Вычисление интенсивности вторичных геохимических процессов в песчаных пластах по материалам геофизических исследований скважин//Каротажник. – 2014. – №1. – С. 52–66.
62. Мельник И. А. Методика выявления нефтегазоносных объектов в эпигенетически преобразованных коллекторах Западной Сибири//Геофизика. – 2012. – №1. – С. 31–35.

63. Мельник И. А. Методика выявления перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных зонах//Нефтяное хозяйство. – 2013. – №3. – С. 23–27.
64. Мельник И. А. Повышение достоверности интерпретаций каротажных диаграмм при выявлении низкоомных коллекторов//«Нефтегазовый комплекс Сибири: современное состояние и перспективы развития». Материалы международного научно-практического форума. Томск, 25-28 сентября 2012 г. – Томск: ТПУ. – 2012. – 264 с. (С. 55–60).
65. Мельник И. А. Повышение достоверности стандартных методов ГИС при выявлении продуктивных коллекторов с пониженным электрическим сопротивлением//Аналитический журнал «Нефтесервис». – 2012. – №1(17). – С. 32–34.
66. Мельник И. А. Поиск нефтенасыщенных пластов на основе оригинальной интерпретации стандартных методов ГИС//депонировано в ГИАБ, МГГУ – 2008. – №5. – 6 с.
67. Мельник И.А. Анализ возможности определения концентрации элементов по данным НГК/«Томское отделение СНИИГГиМС: 30 лет на службе Томской геологии»: сб. науч. тр: – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2002. – С.132–135.
68. Мельник И. А. Возможности статистической интерпретации каротажных диаграмм//«Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири». Материалы 1-й научно-практической конференции. Новосибирск, 29-31 января 2014 г. – Новосибирск: «Сибнедра», ФГУП «СНИИГГиМС», – 2014. – (В публикации).
69. Мельник И. А. Выделение нефтенасыщенных интервалов на основе переинтерпретации ГИС в низкоомных коллекторах-песчаниках//Нефтяное хозяйство. – 2008. – №4. – С. 34–36.
70. Мельник И. А. Выделение низкоомных коллекторов в случае переинтерпретации ГИС//«Методы прямого прогнозирования залежей углеводородов». Научно-практическая конференция, Новосибирск, 25–26 ноября, 2008 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, – С. 198–202.

71. Мельник И. А. Выделение углеводородных пластов в низкоомных коллекторах//Научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири».– Томск: Изд-во Томского ЦНТИ. – 2009. – С. 50–52.
72. Мельник И. А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС//Геофизика. – 2013. – №4. – С. 29–36.
73. Мельник И. А. Геофизические критерии низкоомных интервалов в зонах миграции нефтегазовых флюидов//Каротажник. – 2013. – №1. – С. 39–56.
74. Мельник И. А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №11. – С. 35–40.
75. Мельник И. А. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности в эпигенетически преобразованных коллекторах на основе материалов ГИС//Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – №5. – С. 33–40.
76. Мельник И. А. Повышение достоверности определения характера насыщения низкоомных коллекторов//«Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». Международная академическая конференция, Тюмень, 16-18 сентября 2009 г. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2009. – С. 290–296.
77. Мельник И. А. Повышение информативности нейтронного каротажа с целью выделения зон наложенного эпигенеза//депонировано в ГИАБ, МГГУ – 2008. – №1. – 11 с.
78. Мельник И. А. Применение программного комплекса выявления низкоомных продуктивных интервалов для оценки перспектив нефтегазоносности Западно – Сибирской провинции/Материалы XII-й международной научно-практической конференции «Геомодель-2010». – Геленджик: ОЕАГО, 2010. – С. 154-157.

79. Мельник И. А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах//Геофизические исследования. – 2014. – №3. – (В публикации).
80. Мельник И. А. Расчет концентраций железа и калия в коллекторах-песчаниках на базе стандартных методов ГИС//Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, №2008613040, 25 июня, 2008 г.
81. Мельник И. А. Решение проблемы низкоомных коллекторов по результатам ГИС //«Новые идеи в науках о Земле» VIII Международная конференция, Москва, 10–13 апреля 2007 г. – М.: РГГРУ, 2007. – С. 153–155.
82. Мельник И. А. Способ определения неучтенного параметра УЭС в низкоомных коллекторах / XI Международный симпозиум студентов и молодых ученых им. М. А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр".– Томск, изд-во ТПУ, 2007. – С. 251–253.
83. Мельник И. А. Способ определения обусловленного параметра УЭС в низкоомных коллекторах-песчаниках//«Тюмень–2007» Международная конференция геофизиков и геологов, Тюмень, 4–7 декабря, 2007 г. – Тюмень, Изд-во ООО «Компания Феликс», 2007. – ISBN-13 978-5-91100-032-5,
84. Мельник И. А. Статистический метод отличия водонасыщенных (низкоомных) коллекторов от нефтегазонасыщенных и выявления перспективных зон//Каротажник. – 2012. – №4. – С. 29–42.
85. Мельник И. А. Технология повышения информативности данных ГИС с целью выделения зон наложенного эпигенеза в песчаниках-коллекторах//Вестник Томского ГУ.– 2007.– № 12.– С. 223–227.
86. Мельник И. А., Ерофеев Л. Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №3. – С. 46-50.
87. Мельник И. А., Смирнова К. Ю., Шеламова Е. В. Критерии локализации перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных

зонах//Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – №1с. – С. 47–52.

88. Мельник И.А. Технология оценки геофизической информации по влиянию содержания железа и калия на электросопротивление низкоомных коллекторов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук.– Томск, ТПУ, 2008.– 107 с.

89. Мельник И.А., Лейкам Р. А., Беряльцева Т. К. Выявление вторичных геохимических процессов в песчаных коллекторах на основе стандартного комплекса ГИС// Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – №1с. – С. 58–62.

90. Мельник И.А., Шевченко В.М. Методика интерпретации низкоомных коллекторов с учетом влияния железа и его определение по данным ГИС//Геолого-геофизическая научно-практическая конференция. – Тюмень, изд-во ОЕАГО, 2001. – С. 52.

91. Мельник И.А., Шенбергер Н. А., Ковалева О. Ф. Определение неучтенных характеристик электрической проводимости низкоомных коллекторов при интерпретации каротажных диаграмм//Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – №1с. – С. 63–67.

92. Мельников Д. А. Зависимость предельного относительного сопротивления глинистых песчаников от пористости и глинистости.//Прикладная геофизика. – 1968. – Вып. 53 – С. 149–159.

93. Михайлов Н. Н., Семенова Н. А., Сечина Л. С. Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов//Каротажник. – 2011. – Выпуск 7 (205). – С. 163–172.

94. Недоливко Н.М. Минеральные индикаторы стадияльного и наложенного эпигенеза в песчаниках юго-востока Нюрольской впадины.//Труды Международной конференции «50 лет нефтяному образованию в Сибири». – Томск, ТПУ, 2002. – С. 84–90.

95. Недоливко Н.М., Ежова А.В., Перевертайло Т.Г., Полумогина Е.Д. Роль дизъюнктивной тектоники в формировании пустотного пространства в

- коллекторах пласта Ю₁³ Западно-Моисеевского участка Двуреченского нефтяного месторождения (Томская область)//Известия ТПУ. – 2005. – Том 308. – №5.– С. 47 – 53.
96. Недоливко Н.М., Жуковская Е.А., Баженов В.А. Карбонаты в юрских отложениях юго-восточной части Нюрольской впадины (Томская область) // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – №3.– С.491-502.
97. Нефедова Н. И., Пих Н. А. Определение нефтегазонасыщения терригенных коллекторов.– М.: Недра, 1984.– 187 с.
98. Никифорова О.Г. Научно-методическое обоснование петрофизических и интерпретационных моделей низкоомных и засоленных терригенных коллекторов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. – 189 с.
99. Никифорова О.Г. Оценка удельного сопротивления и характера насыщенности низкоомных терригенных коллекторов по данным ГИС.//Геофизика.– 2008.– №1.– С.22–24.
100. Осипов В. И., Соколов В. Н., Румянцева Н. А. Микроструктура глинистых пород/Под ред. Академика Е. М. Сергеева – М.: Недра, 1989. – 211 с.
101. Ошлакова А. С. Анализ геофизических и эксплуатационных данных низкоомных коллекторов //Известия ТПУ. – 2011. – Том 315. – №1.– С. 68–72.
102. Пархоменко Э. И. Электрические свойства горных пород.– М.: Наука, 1965.– 154 с.
103. Перозио Г. Н., Мандрикова Н. Т. Геохимия малых элементов в карбонатный этап начального эпигенеза в сб. Вопросы литологии и геохимии Сибири.– Новосибирск: «СНИИГГиМС», вып. 46, 1967. – С. 102-115.
104. Перозио Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971. – 160 с.
105. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте. – М.: ГНТИНиГТЛ, 1961.– 570 с.

106. Предчетенская А.Е., Фомичев А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты//Нефтегазовая геология. Теория и практика.– 2011.–Т.6.– №1. http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf
107. Рац М.В., Чернышев С.Н. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород.– М.: Недра, 1970.–164 с.
108. Резванов Р. А. Водонасыщенность и удельное электрическое сопротивление коллекторов в приконтактной зоне залежей углеводородов//Каротажник. – 2011. – Выпуск 12 (210). – С. 59–76.
109. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1982. – 368 с.
110. Рычагов С.Н., Давлетбаев Р.Г. и др. Миграция катионов в гидротермальных глинах: к вопросу о критериях металлоносности газо-гидротермальных флюидов.//«Вулканизм и связанные с ним процессы» Материалы конференции. – Петропавловск-Камчатский: ИВиС ДВО РАН, 2011.– С. 162–165.
111. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 260 с.
112. Семенов В.В., Мельник И.А, Питкевич В.Т., Сокова К.И., Солонин А.М. Изучение природы низкоомности пласта с привлечением данных керна, ГК и НКТ//»Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». IX Научно-практическая конференция. Т. 2. – Ханты-Мансийск: Изд-во «Наука-Сервис», 2006.– С. 243–252.
113. Семенов В.В., Питкевич В.Т., Сокова К.И., Солонин А.М., Мельник И.А. Исследование низкоомных коллекторов с использованием данных кернового материала//Геофизика. – 2006. – № 2. – С. 42–47.
114. Сергеева Э. И. Эпигенез осадочных пород: Учеб. пособие. — СПб.: Изд-во С. Петерб. Ун-та, 2004. – 152 с.

115. Смирнов А.С., Федоров К.М., Шевелев А.П. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт //Известия РАН, серия МЖГ.– 2010. – № 5. – С. 114–121.
116. Соболев А.Е. Кинетика растворения пирита и сфалерита в присутствии окислителей: Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук. – Тверь: ТГТУ, 2004. – 280 с.
117. Соколов Б. А., Абля Э. А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.
118. Столбова Н.Ф., Бетхер О.В., Киселев Ю.В. Литогенез юрско-меловых отложений восточного борта Большехетской впадины (по результатам изучения разреза Туколандо-Вадинской параметрической скважины-320)//Известия ТПУ. – 2004. – Том 307. – №6. – С. 31–35.
119. Сторм Э., Исраэль Ч. Сечения взаимодействия гамма – излучения. Справочник – М.: Атомиздат, 1973.– 256 с.
120. Тараненко Е.И., Безбородов Р.С., Хакимов М.Ю. Преобразование коллеторов в нефтяных залежах.//Геология нефти и газа.– 2001.– №2.– <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/2001/02/Stat/stat04.html>
121. Теплоухов А.В., Москаленко Н.Ю. Изучение низкоомных продуктивных коллекторов на примере месторождений ОАО "Газпром нефть"//Нефтяное хозяйство. – 2010. – №12.– С. 50–53.
122. Теплоухов В.М., Наконечный А.В., Теплоухов А.В. Выделение низкоомной фации и ее влияние на геологическую модель пласта Ю1-1 Шигнинского месторождения.//Нефтяное хозяйство.– 2013. – №6. – С. 85–87.
123. Тимурзиев А. И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – М.: ОАО «ЦГЭ», 2009. – 307 с.
124. Титов К. В. О влиянии поверхностной проводимости на электропроводимость горных пород//Электронный журнал «Исследовано в России» – <http://zhurnal.ape.relam.ru/articles/2003/091.pdf>.

125. Уэрт Э., Томсон Р. Физика твердого тела. – М.: Мир, 1969.– 558 с.
126. Фертл В.Х. Спектрометрия естественного гамма-излучения в скважине.//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. – № 3– С. 2–11.
127. Филиппов Е.М. Ядерная геофизика. Т.1. – Новосибирск: Наука, 1973.– 513 с.
128. Филиппов Е.М. Ядерная разведка полезных ископаемых: справочник.– Киев: Наукова Думка, 1978.– 588 с.
129. Фридрихсберг Д. А. Курс коллоидной химии. – Л.: Химия, 1974.– 352 с.
130. Чикишев А. Ю., Чикишев Ю. А., Ковалева Н.П. и др. Причина наличия низкоомных коллекторов юрских отложений Каймысовского свода (в порядке обсуждения)//Нефтяное хозяйство. – 2006.–№8. – С.42–45.
131. Чикишев Ю. А., Ковалева Н.П., Резниченко В. А., Шишкин Р. А. Проблема выделения низкоомных коллекторов сложного строения юрских отложений Каймысовского свода//НТВ ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – №1. – С.17–21.
132. Чикишев Ю. А., Резниченко В. А., Шишкин Р. А., Дорогиницкая Л. М. Проблема выделения продуктивных пластов в коллекторах сложного строения.//«Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». Международная академическая конференция, Тюмень, 11-13 октября 2006 г. – Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2006. – С. 275–282.
133. Шалдыбин М. В. Геохимические критерии оценки влияния процессов наложенного эпигенеза на фильтрационно-емкостные свойства обломочных пород-коллекторов (на примере нефтяных месторождений Томской области): Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Томск, ТПУ, 2005. – 179 с.
134. Шалдыбин М. В. Явления наложенного эпигенеза и вторичная глинистость в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири//Проблемы геологии и освоения недр. – Томск: Изд-во НТЛ, 1998. – С. 105–107.
135. Шиманский В.В. Вторичные изменения терригенных пород нижнего мела Западной Сибири. – СПб.: Недра, 2002.– 97 с.

136. Шишкин Р. А., Резниченко В. А., Дорогиницкая Л. М. Выделение типов продуктивных коллекторов по данным геофизических исследований скважин на примере Оленьего месторождения//Нефтяное хозяйство. – 2006. – №8.– С. 38–41.
137. Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1978.– 215 с.
138. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин.– М.: ГЕРС, 2001. – 150 с.
139. Юдович Я.Э. Размышление об инфильтрационном эпигенезе//Известия ТПУ. – 2008. – Т. 312.– № 1. – С. 4–10.
140. Яворский Б.М., Детлаф А.А. Справочник по физике.– М.: Наука, 1979.– 940 с.
141. Hill H. J., Milburn J. D. Effect of Cley and Water Salinity on Electrochemical Behavior of Rocks: AIME, J. Petroleum Technol., 8, 1956. 65–72.
142. Patnode H. W., Wyllie M. R. J., The Presence of Conductive Solids in Reservoir Rocks as a Factor in Electric Log Interpretation: Trans, AIME, 189, 1950, Tech. Publ, 2797.
143. Pirson S.J. Elements of Oil Reservoir Engineering, 1 st. ed. McGraw-Hill Book Company, Inc. New York, 1950.
- Фондовые источники:*
144. Боркун Ф.Я. Отчет по теме "Обоснование методики оценки характера насыщения низкоомных коллекторов юрских отложений широтного Приобья по данным ГИС". – Тюмень, СИБНИИ НП, 1990. – 156 с.
145. Волков В. И., Суханова О. Н., Беряльцева Т. К. и др. Отчет по теме «Структурно-литологический анализ строения горизонта Ю₁ ачимовских отложений, корреляция формирующих пластов на северо-восточном склоне Каймысовского свода на примере Столбового поднятия (с уточнением балансовых запасов)», том 1.– Томск, ОАО «Томскнефтегазгеология» ВНК, 1998. – 226 с.

146. Мельник И.А., Тищенко Г.И., Зими́на С.В. и др. Отчет по теме "Переобработка и анализ материалов геофизических исследований скважин юго-востока Западно-Сибирской плиты на основе инновационной технологии для выявления неучтенных низкоомных продуктивных пластов".– Томск, ФГУП «СНИИГГиМС», 2011. –174 с.