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

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Томск – 2014

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» на кафедре геофизики и в лаборатории интерпретации материалов геофизических исследований скважин Томского филиала Федерального государственного унитарного предприятия «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья»

Научный консультант: Ерофеев Леонид Яковлевич
доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Официальные оппоненты:

Нестеров Иван Иванович,
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
член-корреспондент РАН, генеральный директор
ООО НИИ Геологии и природных ресурсов (г. Тюмень);
Трофименко Сергей Владимирович,
доктор геолого-минералогических наук, доцент,
профессор кафедры математики и информатики
Технического института Северо-восточного федерального университета (г. Хабаровск);
Воробьев Александр Егорович,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой нефтепромыслового дела
инженерного факультета Российского университета Дружбы народов (г. Москва).

Ведущая организация: ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука» СО РАН (г. Новосибирск).

Защита состоится 7 ноября 2014 г. в 15-00

на заседании диссертационного совета Д 212.269.12 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. (Корпус 20, ауд. 504).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» и на сайте: http://portal.tpu.ru/council/2802/worklist

Автореферат разослан_____2014 г.

Ученый секретарь диссертационного совета

Д 212.269.12. д.г.-м.н., профессор  Поцелуев Анатолий Алексеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

На территории нефтегазоносной Западно-Сибирской плиты 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 керна, 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, обусловленное 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 тектонически-напряженных 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 $Ю_1$ 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); X1 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1. Метод определения относительных концентраций железа, бора, калия и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов по данным ГИС.

В подразделе 1.1 рассмотрены традиционные методы и способы определений содержания железа и калия в горной породе при каротаже скважин. Показано, что для решения поставленной задачи и изучения старого фонда материалов ГИС традиционные способы определения концентраций железа и калия не приемлемы.

В подразделе 1.2 дано теоретическое обоснование возможности альтернативного способа обнаружения содержаний железа и калия. Выявлен способ определения концентраций железа и бора, а также макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов на основе решения обратной задачи – дифференциации интегрального поля тепловых нейтронов в песчанике в зависимости от концентраций железа и бора, 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.

Теоретический анализ влияния фоновых содержаний различных химических элементов полиминеральной песчаной породы на плотность потока тепловых нейтронов показал, что с учетом водородосодержания первым по значимости (после водорода) является бор, затем выделяется железо. Содержания остальных породообразующих и редкоземельных элементов (гадолиний, самарий) можно «привязать» линейной зависимостью к глинистости и карбонатности, вычисляемых стандартным методом, на основе данных ГК, ПС и нейтронных методов. Железо

влияет как на плотность потока нейтронов, так и на массовую долю, а бор только на поток тепловых нейтронов. Получается система уравнений с двумя неизвестными концентрациями где, после калибровки уравнений потока нейтронов и нормированной на единицу массовой доли окиси породообразующих элементов с фоновыми концентрациями элементов, вычисляются их содержания.

В свою очередь, полимиктовые песчаники Западной Сибири характеризуются значительным содержанием калиевых полевых шпатов, в которых бор не накапливается. Как правило, только в гидрослюдах (иллит) его содержание прямо пропорционально содержанию калия. Для песчаника наоборот (особенно при пелитизации полевых шпатов), содержание бора обратно пропорциональна калию. 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). Аналогично бору, содержания тора и урана пропорциональны глинистости. Таким образом, для полимиктовых песчаников концентрацию калия можно представить следующей пропорцией:

$$C_K \sim I/C_B,$$

где I – показания гамма-каротажа, C_B – концентрация бора.

В подразделе 1.3 показан математический алгоритм определения концентрации железа, бора, калия и макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов на основе данных ГИС. Построен математический алгоритм вычисления калибровочных коэффициентов для каждого исследуемого песчаного интервала.

На базе формально-логического вывода уравнения потока тепловых нейтронов в песчаной породе определены полуэмпирические зависимости длины диффузии тепловых и длины замедления быстрых нейтронов от содержания химических элементов. На основе вычисленных длин диффузии и замедления, подставленных в двухгрупповое уравнение диффузионного приближения пространственного распределения тепловых нейтронов от точечного источника быстрых нейтронов вычисляются плотности потоков нейтронного и радиационного полей. После проведения калибровки данных ГИС (при фоновом содержании элементов) производятся нормировка весового параметра и сопоставление потоков с показаниями данных каротажа скважин. При отсутствии равенства меняются содержания искомых элементов с определенным шагом и цикл повторяется. В случае соответствующего равенства (в определенных границах) вычисленного потока с данными нейтронных методов, задаваемые относительные концентрации химических элементов будут представлять искомую величину.

В подразделе 1.4 даны экспериментальные подтверждения соответствия вычисленных относительных концентраций химических элементов и макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с результатами лабораторных исследований. Технология разработана и апробирована с использованием компьютерных программ на языке «*Visual Basic*». Коэффициенты корреляции относительных содержаний между результатами лабораторного нейтронно-активационного анализа 60 образцов песчаника (взятых с различных месторождений юрских и меловых горизонтов) 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**.

2. Методика анализа корреляционных зависимостей между результатами данных ГИС и содержанием железа, калия и макроскопического сечения

поглощения тепловых нейтронов при поиске нефтегазонасыщенных интервалов.

В подразделе 2.1 определена вероятность насыщения углеводородами песчаного коллектора по корреляционной зависимости УЭС и пористости.

Функциональная зависимость УЭС от пористости для построения палеток предложена Б.Ю. Вендельштейном еще в 1979 году. Углеводороды относятся к диэлектрикам и поэтому показания корреляционной зависимости в нефтегазонасыщенном интервале между выборками кажущего электрического сопротивления ρ и общей пористости k_n должна быть положительна. В свою очередь, обратно-пропорциональная (отрицательная) связь говорит о минерализованном водонасыщенном заполнении коллектора.

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 $R_{(kn,\rho)}$>**0.6**) путем скользящей линии точек вдоль оси скважины можно, сопоставив эти значения по глубине, вычислить вероятность определения нефтенасыщенности интервала по следующей зависимости:

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

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 $h = (a_n - 7)/l$.

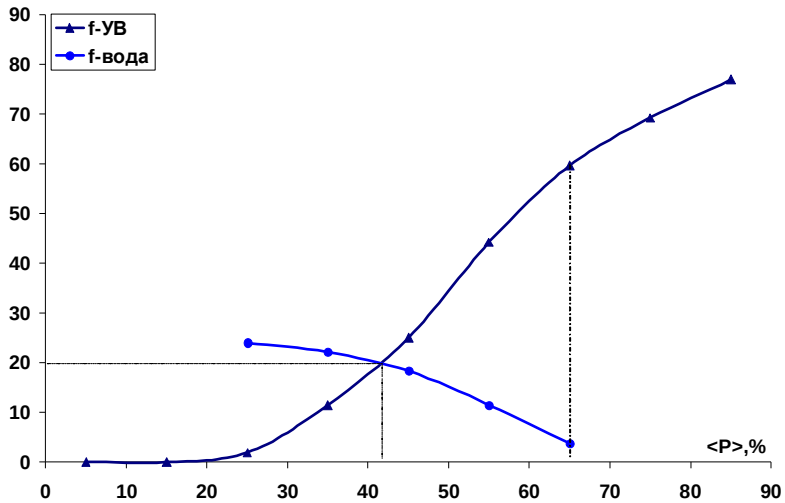


Рис. 1. Интегральные кривые сопоставления результатов переинтерпретации ГИС юрских отложений с действительным характером насыщения пласта в случае достоверного (f-УВ) и ошибочного (f-вода) соотнесения.

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

±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*.

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* с результатами испытания скважин и описанием шлифов керна на предмет содержания битумов, нефти и газа в 52 пластах (рис. 1). 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.

При граничном значении $\langle p_{гр} \rangle$=42% имеем 80% эффективность, где ошибочное отнесение $f_{гр}$=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 ~95% случаях вычисления соответствовали результатам испытаний.

В подразделе 2.2 определена степень преобразования породы во вторичных геохимических процессах по данным статистическим параметрам в обратных регрессиях УЭС с содержанием железа и калия.

Миграция химически-агрессивных флюидов по тектоническим разломам и трещинам осадочного чехла и заполнение ими сформированных коллекторов приводит к вторичным наложенным эпигенетическим процессам, в результате которых образуются вторичные минералы. Рассмотрим некоторые химические реакции, проходящие в результате процессов наложенного эпигенеза. Например, углекислотный метасоматоз может протекать следующим образом (Б. А. Лебедев, 1992):

$$Калиевый\ полевой\ шпат + H_2O + CO_2 \rightarrow Каолинит + \boldsymbol{K}^{+} + HCO_3 + H_4SiO_4.$$

$$Глиноземный\ хлорит + H_2O + CO_2 \rightarrow Каолинит + Mg^{2+} + \boldsymbol{Fe}^{\boldsymbol{2+}} + H_4SiO_4 + TiO_2 + HCO^{3-}.$$

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

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 водонефтяного контакта. И связано это в первую очередь с химически агрессивными флюидами, приводящими к выщелачиванию и преобразованию фельдшпатидов в глинистый минерал. В нефтеносных песчаниках стенки пор интенсивно крустифицируются железосодержащим хлоритом, являющимся проводником электрического тока. В свою очередь, в слабощелочной среде при поступлении углеводородов при сопутствующем сероводороде, растворенным в воде (особенно в

зоне водонефтяного контакта), часто образуется пирит (***Fe***S_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. В совокупности с ДЭС (вкрапления пирита в глинистой фракции), они представляют собой электропроводящую твердую фазу с понижающим сопротивлением.

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:

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

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*.

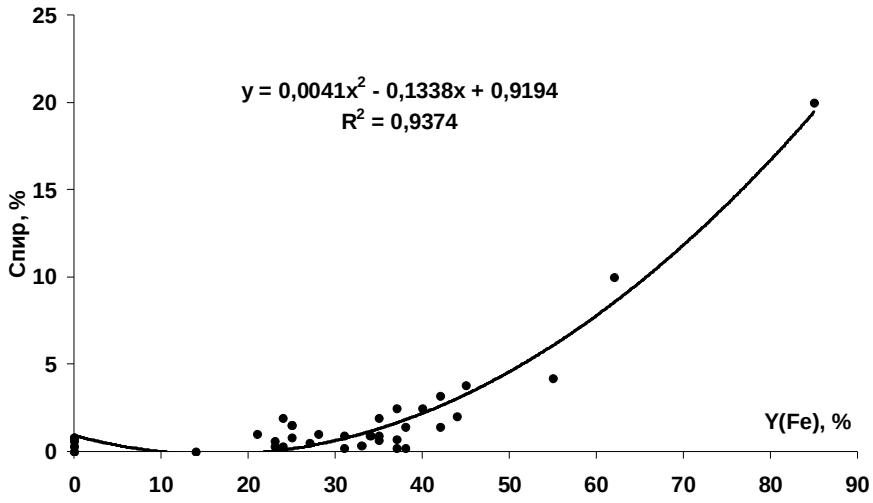


Рис. 2. Зависимость среднего содержания пирита (определенного лабораторным методом) в песчанике от статистического интервального параметра по железу.

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 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 $Ю_1$ 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. Рассмотрим 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 $C_{пир}$ менее 50%, то выбираем квадратичный тип тренда зависимости $C_{пир}(Y_{Fe})$ касающийся оси Y_{Fe} в точке пересечения граничной величины (рис. 2). Согласно полученной зависимости граничное значение для пирита $Y^{г}_{Fe}$≈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.

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 показания удельного сопротивления градиент – зонда с содержанием гидрослюд по нескольким песчаным интервалам выявило их обратную степенную зависимость. 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 (полевых шпатов) с соответствующим увеличением катионов в ДЭС. Сопоставление статистического интервального параметра по калию (вычисленного теоретически) с концентрацией гидрослюд (результаты петрографического анализа) выявило их корреляционную связь. Квадратичный тренд позволил определить граничное значение $Y^{г}_{K}$≈0.42, при относительно высоком коэффициенте корреляции R=**0.77**.

В подразделе 2.3 обосновано соответствие различным физико-химическим процессам корреляционных связей макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с УЭС, пористостью и карбонатностью.

Изменение МСП, прежде всего, обусловлено изменением содержаний таких химических элементов с высоким микроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов как бор, гадолиний и самарий. Поэтому, МСП отражает глинистость, т.к. микроэлементы интенсивно сорбируются тонкодисперсными глинистыми минералами. В свою очередь, при определенных геохимических условиях, в результате гидролиза солей образуется щелочная среда, приводящая к вторичной карбонатизации песчаника. Перешедшие в раствор ионы редких земель могут изоморфно входить в структуру образующихся карбонатов. Это явление основано на соответствие ионных радиусов кальция с гадолинием и самарием. В этом случае МСП отображает вторичную карбонатность. В обычных (биогенных) карбонатах с увеличением карбонатности МСП уменьшается.

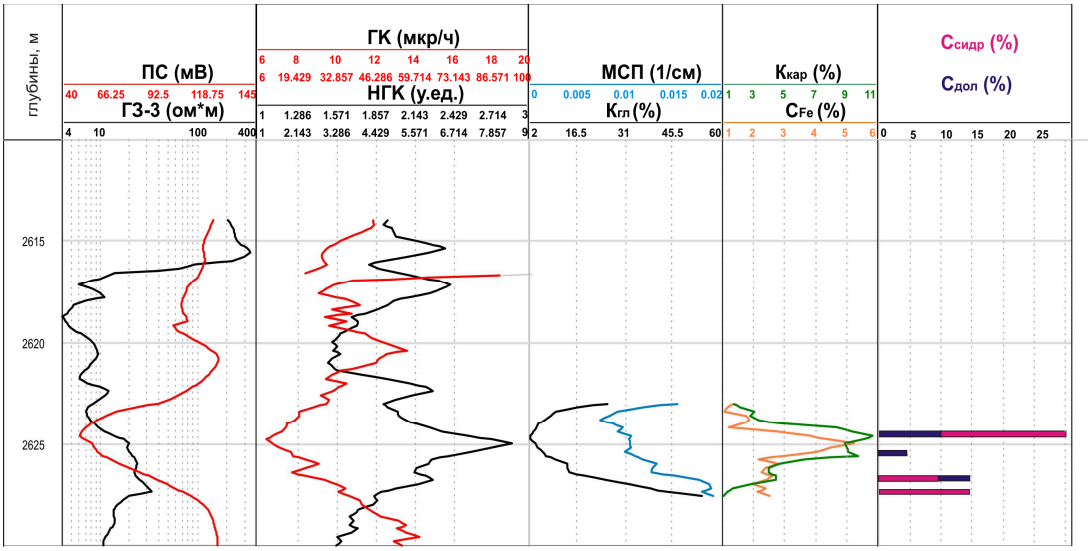


Рис. 3. Сопоставления показаний стандартного комплекса ГИС и вычисленных параметров по программе *Real Collector*, а также содержаний минералов сидерита и доломита, определенных по шлифам.

Увеличение карбонатности ($K_{карб}$), определенной стандартными методами ГИС, и увеличение в этом же песчаном интервале МСП говорит о вторичности её процесса. Если МСП (глинистость) прямо пропорционально пористости, то данный факт отражает вторичную каолинизацию. При обратной степенной регрессии МСП с УЭС исследуемого интервала можно утверждать о влиянии ДЭС глинистой фракции на электрическую проводимость.

В качестве примера, на рис. 3 показан нефтенасыщенный песчаный интервал $Ю_1$ 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 – $R_{МСП–Кгл}$ = **–0.9**, а между МСП и карбонатностью – $R_{МСП–Ккар}$=**+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(МСП, $K_{карб}$)>0.4) и сопоставления с усредненными результатами петрографических исследований шлифов керна юрских отложений Столбовой площади, на предмет содержания сидеритов в породе, получена положительная линейная корреляция (с коэффициентом R=**+0.93**) только для коэффициента аппроксимации в случае превышения граничной величины R^2(МСП, $K_{карб}$)> $R^2_{гр}$=0.22.

В этом случае получается, что статистический параметр коэффициента аппроксимации (но не интервальный параметр) корреляционной связи МСП и $K_{карб}$ обусловлен содержанием вторичных карбонатов. Анализ различных зависимостей между статистическими параметрами песчаных интервалов и результатами лабораторных исследований шлифов определил следующий смысл статистических параметров. Интервальный параметр соответствует *количеству* (доли интервала по вертикали) различных минералов, влияющих на геофизическую характеристику

(УЭС, пористость), а коэффициент аппроксимации – *качеству* («теснота» связи) этого влияния. Например, для вторичных карбонатов исследуется регрессия выборочных массивов МСП и $K_{карб}$ обусловленных процессом карбонатизации и определяющих в том и другом случае ее количественные значения. Поэтому коэффициент аппроксимации будет выражать количество вторичных минералов. А при влиянии пирита (содержание железа) на УЭС, количественное значение минерала отражает интервальный параметр, т.к. УЭС не является количественной характеристикой минерала.

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. 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 (пелитизация и каолинизация полевых шпатов). Сопоставления параметра YR^2 общей пористости и глинистости (МСП) с результатами петрографического анализа шлифов керна (содержание каолинитов) юрского пласта Столбовой площади определили коэффициент корреляции между теоретическими и эмпирическими данными R=**+0.7**.

В подразделе 2.4 приводятся примеры статистического и фильтрационно-емкостного критерия поиска продуктивных интервалов. На основании петрофизического и литологического анализа образцов керна в коллекторах юрских отложений Томской области получены результаты корреляционных зависимостей коэффициентов проницаемости от пористости. Сопоставления результатов проведенного анализа с результатами испытаний пластов позволили определить критерии локализации перспективных нефтегазонасыщенных объектов.

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 $k_{пр}(k_n)$ водонасыщенных интервалов меньше угла наклона тренда УВ насыщенных пластов (при идентичности их структур и цемента), во-вторых, коэффициент аппроксимации кривой «УВ» выше коэффициента зависимости «вода». В полученных экспоненциальных уравнениях угол наклона характеризуется b – степенным коэффициентом экспоненты e^{bx}.

Используя экспоненциальные зависимости $k_{пр}(k_n)$ 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_k>0.62 и b_k>0.32, т.е. в верхнем правом квадранте. Параметры 12 водонасыщенных интервалов расположились в остальных трех квадрантах (кроме одного «сухого» пласта).

3. Метод оценки интенсивности вторичных геохимических процессов в зонах миграции флюидов по данным ГИС.

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.

В подразделе 3.1 приводятся теоретические основы метода корреляционного вычисления интенсивности геохимических процессов.

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

$$I = \Delta\tau \cdot div\, u/S,$$

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:

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

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.*

Данное отношение предполагает реализацию следующего условия накопления преобразующегося вещества:

$$\Delta\tau / \Delta t \leq 1.$$

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 трещинноватости. В свою очередь, от трещинноватости 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.

В свою очередь, приводятся теоретические обоснования соответствия среднего значения $\langle \Delta Q \rangle \approx \mu$ исследуемого интервала пласта и центрального статистического

момента (μ – ковариация) двух выборок определяющих геохимический процесс. На основе проведенных теоретических исследований (на формально-логическом уровне) определено уравнение средней степени преобразования вещества исследуемого интервала, которое соответствует интервальному параметру. Преобразования полученной зависимости определяют формулу интенсивности процесса наложенного эпигенеза связанного со статистическими параметрами:

$$I_i = exp\ (Y_i/\xi - const)\ \mu_i/S,$$

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.

В подразделе 3.2 показан пример практического применения метода корреляционного вычисления интенсивности геохимических процессов.

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 II^a. Определение лапласиана на структурном плане данного отражающего горизонта и усредненных мощностей пластов по скважине позволяют связать коэффициент трещинноватости через произведение этих расчетных величин. По материалам ГИС, были определены коэффициенты пористости, глинистости, температура и абсолютные глубины залегания пластов, на основании которых вычислялись эквивалентные величины – скорость потока флюидов, объем пор, показатель гетерогенной реакции, удельная площадь поверхности.

Проведено сопоставление соответствующих друг другу параметров: Y_{Fe} – усредненного по скважине интервального параметра по железу, вычисленного статистическим (корреляционным) методом и $\Delta\tau/\Delta t = b'_t$ – средней теоретической величины степени преобразования юрско-меловых пластов по скважине ($I \sim b'_t$), вычисленной на основе уравнений Гульдберга-Вааге и Буссинеска, применяя эквивалентные зависимости с петрофизическими данными и материалами ГИС (рис. 4). Сопоставление статистического интервального параметра Y_{Fe} с коэффициентом трещинноватости позволило определить четыре логарифмические кривые с постоянными параметрами: ξ_1=0.062, ξ_2=0.046, ξ_3=0.026, ξ_4=0.035 и $const$=11.2±1.9. Номера кривых на рис. 4 соответствуют подстрочным номерам постоянных параметров. При подстановке постоянных величин в соответствующее уравнение 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**.

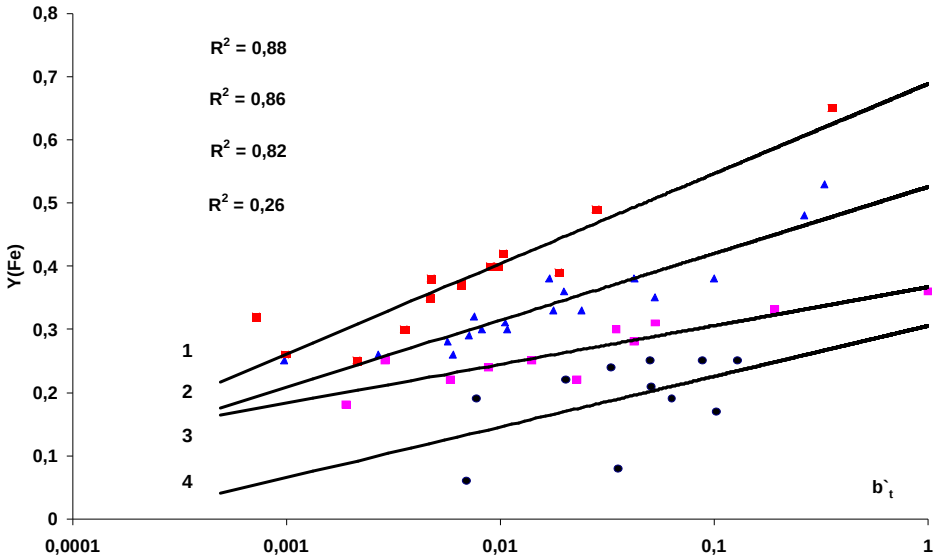


Рис. 4. Сопоставление статистического интервального параметра по железу Y_{Fe} со степенью вторичного преобразования породы $b`_t$ обусловленного наложенным эпигенезом.

Итак, результаты проведенного сопоставления могут служить подтверждением того, что интенсивность процессов вторичных преобразований можно определять на основе статистических параметров, вычисленных по материалам ГИС.

В подразделе 3.3 показано соответствие интенсивности процесса наложенного эпигенеза количеству преобразованного вещества.

На основании введенного определения интенсивности процесса наложенного эпигенеза были проведены аналитические преобразования данной формулы и, в конечном результате, получена зависимость среднего количества эпигенетически образованного вещества по исследуемому интервалу от натурального логарифма средней интенсивности процесса наложенного эпигенеза:

$$\langle q \rangle = \beta Ln(I+1) \pm C.$$

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. Исследованы три основных эпигенетических процесса, проходящих в песчаниках меловых и юрских отложений юго-востока Западной Сибири. Это пелитизация полевых шпатов, вторичная карбонатизация и каолинизация.

Изучена 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 тонкодисперсных глинистых минералов) и проницаемости были 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 вычислялись интенсивность изучаемого процесса и логарифм интенсивности $Ln(I+1)$. Затем были проведены сопоставления результатов лабораторных исследований содержания минералов с результатами интерпретации. Определены константы линейного уравнения 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 $R_{каол}=0.78$.

Воспользовавшись уравнением количества образованного вещества 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 вторичных минералов по материалам ГИС и лабораторным анализом керна с коэффициентом корреляции $\boldsymbol{R=+0.92}$. 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.

4. Геохимическая модель низкоомного коллектора и статистический метод определения приращенного УЭС на примере низкоомных песчаных отложений Западной Сибири.

В подразделе 4.1 приведен обзор работ и проведенных исследований, связанных с низкоомными коллекторами. Многочисленные отечественные и зарубежные исследователи такое явление как низкоомные интервалы в терригенных пластах связывают с влиянием электропроводящих минералов и структурно-морфологическим, т.е. геометрическим фактором.

В подразделе 4.2 дано теоретическое обоснование образования низкоомного коллектора.

Проводимость электрического тока в горной породе обусловлена наличием ионов в растворе и в ДЭС глин, а также зарядами в проводниках и полупроводниках твердой фазы породы. Рассмотрим нефтеводонасыщенный коллектор с различными типами проводимости, где электрическая проводимость песчаной породы, в основном, задается остаточным раствором воды (объемной проводимостью электролита в породе $1/\rho_в$), 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):

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

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

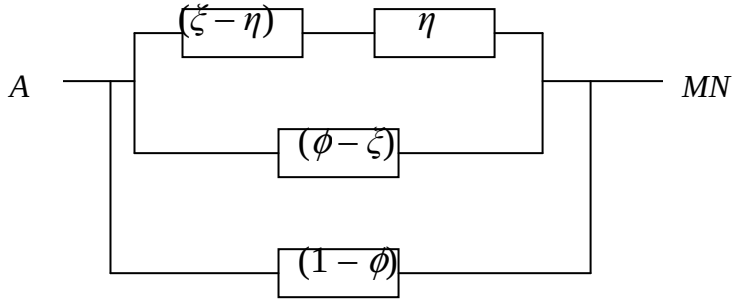


Рис. 5. Эквивалентная электрическая схема электропроводящих пород эпигенетически преобразованного песчаника, где *A, MN* – электроды БКЗ, η– доля высоко – электропроводящего слоя в объеме смеси, $(\phi-\xi)$ – доля глинистой компоненты вне смеси, $(\xi-\eta)$ – доля глин в смеси, $(1-\phi)$ – доля объема канала.

Однако, в этом уравнении сопротивление глинистой компоненты $\rho_{сл}$, обусловленное ДЭС, может зависеть еще и от степени геохимического метаморфизма породы, при котором образующиеся ионы, диффундируя и адсорбируясь в ДЭС, повышают его электропроводность. 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. 5).

Таким образом, в уравнении измеряемой проводимости электропроводность глинистого слоя необходимо разделить на две компоненты, параллельно соединенные между собой:

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

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 высоко – проводящие минералы (например, крустифицированный хлорит, либо ДЭС локально обогащенный катионами близко расположенных реорганизованных минералов) распределены на поверхности пор, совместно с первичной неизмененной глиной. В свою очередь, высоко – проводящие минералы соединены последовательно с массовой глинистой компонентой (например, вкрапления пиритов в глинистом слое). В электрической цепи поверхности твердой фазы породы образуются два параллельных элемента с различным сопротивлением.

В итоге мы получим уравнение, описывающее электрическую проводимость водо-минерального состава породы, учитывающее наличие высоко – электропроводящих минералов:

$$1/\rho = (1-\phi)/\rho_{э} + (\phi-\xi)/\rho_{гл} + \xi^2/(\eta\rho_{вс} + (\xi-\eta)\rho_{гл}),$$

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

Данное уравнение выражает физико-геохимичесую модель низкоомного коллектора. Полученную зависимость можно отразить эквивалентной электрической схемой (рис. 5).

На основании полученной зависимости (и условия $\rho_{вс} << \rho_{гл}$) 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 высоко – проводящих минералов в низкоомном коллекторе. При малой величине разницы доли глин в смеси (даже при незначительных концентрациях высоко – проводящих минералов) величина третьего члена может намного превышать сумму первых двух членов.

Итак, проведенные теоретические вычисления изменения УЭС водо-минерального состава песчаной породы в присутствии переменной величины высоко – электропроводящей компоненты (содержания пирита) согласно полученным уравнениям в зависимости от минерализации пласта (при постоянной температуре) выявили следующую закономерность (рис. 6). При минерализации раствора 5 г/л и незначительном содержании пирита ($C_{пир}$=0.1%) УЭС понижается на 4.7%, а при $C_{пир}$=1.2% понижение сопротивления на $d\rho$ =35.4%. С повышением минерализации влияние электропроводящих минералов уменьшается. Например, при M=50 г/л и $C_{пир}$=1.2% относительная разница УЭС – $d\rho$ =7.8%. На рисунке заметно, что с уменьшением минерализации линейная зависимость $d\rho(C_{пир})$ трансформируется в логарифмическую с соответствующим увеличением степени влияния на УЭС при низких концентрациях электропроводящих минералов.

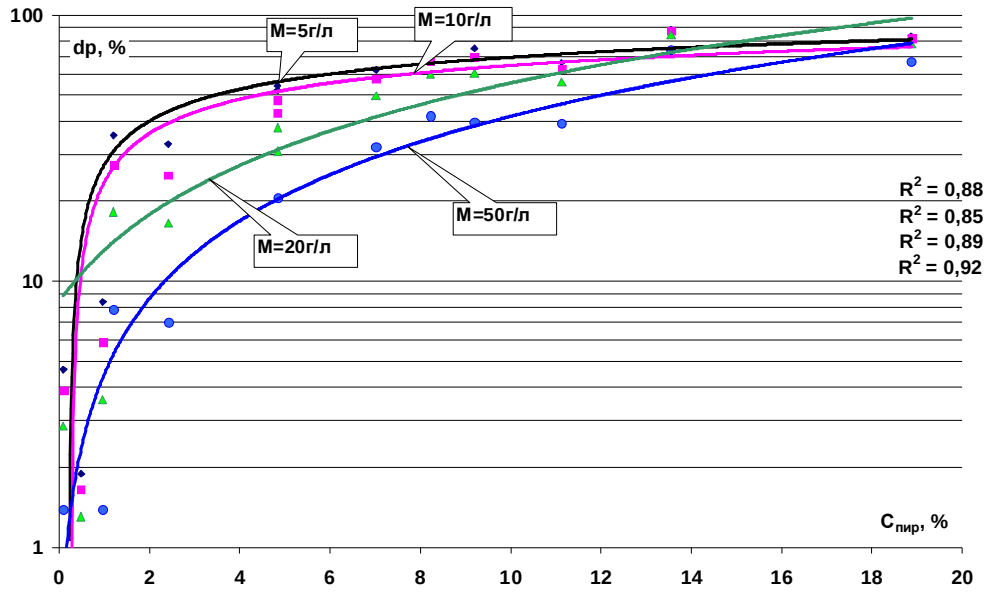


Рис. 6. Зависимость изменения УЭС породы $d\rho$ от содержания пиритов $C_{пир}$ для различной минерализации пласта, M – минерализация пласта, R^2 – коэффициент аппроксимации при минерализации от 5 г/л до 50 г/л.

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. Точка инверсии пересекающихся зависимостей УЭС электролита и ДЭС от минерализации сдвигается в правую область ее оси, в зависимости от количества образующихся катионов. Что может явиться причиной появления обратных регрессий УЭС и глинистости в статистической интерпретации каротажных диаграмм, даже в коллекторах с повышенной минерализацией.

В подразделе 4.3 обосновано применение геохимической модели низкоомного коллектора при вычислении приращенного УЭС.

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

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

здесь ρ_n – среднее УЭС песчаного пласта, при отсутствии влияния электропроводящей компоненты, обусловленной вторичными процессами (действительное УЭС: $\rho_Д = \rho_n$), $\Delta\rho_{ni}(C_i)$ – приращенное УЭС поверхностной проводимости электрического слоя, содержащего эпигенетически образованные некомпенсированные катионы определенного химического элемента C_i. Приращенное сопротивление породы с проводимостью i-го заряда можно вычислить как разницу:

$$\Delta\rho_{ni} = \langle\rho_n\rangle (C_i^{\alpha} - 1),$$

где $\langle\rho_n\rangle$ – среднее значение УЭС породы, представляющее собой среднюю определяемую величину УЭС исследуемого песчаного коллектора; $C_i = C_i^{'}/C_{min}$, 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.

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. Степенной показатель $\langle\alpha\rangle = |R|g$.

Сопоставление теоретического степенного показателя обусловленного флюидодинамическим фактором (даже без учета химического и электрокинетического факторов) с корреляционным параметром g (выборка из 160 значений) показало их неплохое соответствие (три регрессии, с корреляцией R_1=0.68; R_2=0.70; R_3=0.54), что указывает на легитимность использования корреляционных связей с УЭС для решения прикладных задач при интерпретации материалов ГИС.

В подразделе 4.4 даны примеры определения низкоомных песчаных отложений на территории Западной Сибири.

По Томской области представлены 17 низкоомных интервалов в юрских отложениях различных месторождений. 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 (т.е. $\rho_{ГИС}<\rho_{гр}$ – граничного УЭС). Вычисление действительного УЭС показало то, что электрическая проводимость данных интервалов в значительной степени обусловлена поверхностным слоем и действительное УЭС $\rho_{Д}> \rho_{гр}$, т.е. исследуемые интервалы характеризуются УВ насыщением (таблица).

Таблица

Примеры низкоомных интервалов юрских отложений Томской области.

№	Наименование скважин	Кровля интервала, м	$k_{по}$, %	М, г/л	Т, ^{0}С	$\rho_{ГИС}$, Ом·м	$\rho_{гр}$, Ом·м	$\Delta\rho(C_\Sigma)/\rho_{ГИС}$ отн. ед.	$\rho_{Д}/\rho_{гр}$, отн. ед.	Дебет, м^3/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

В таблице даны наименования скважин, кровля исследуемых интервалов верхнеюрских отложений, пористость, минерализация, температура, УЭС пласта, среднее граничное значение сопротивления интервалов (4.30), относительное приращенное УЭС: $\Delta\rho(C_\Sigma)/\rho_{ГИС}=(C^{\alpha}-1)$ и отношение $\rho_{Д}/\rho_{гр}$.

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.

Итак, анализ таблицы показал, что только 3 интервала характеризуются относительной величиной $\rho_Д/\rho_{гр}<1$, но в тоже время, для 7 пластов $\rho_n>\rho_{гр.}$ 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 $\rho_Д/\rho_{гр}$ может гарантировать с определенной достоверностью наличие углеводородов.

Общий анализ 142 скважин правобережья Оби Томской области показал, что корреляционная зависимость усредненных значений $\overline{p}\,(Y_{Fe})$ по разрезу скважины указывает на связь железосодержащих минералов с нефтегазонасыщенностью коллекторов. Причем, данная зависимость прослеживается только по стратиграфическим горизонтам (вертикально) (рис. 7).

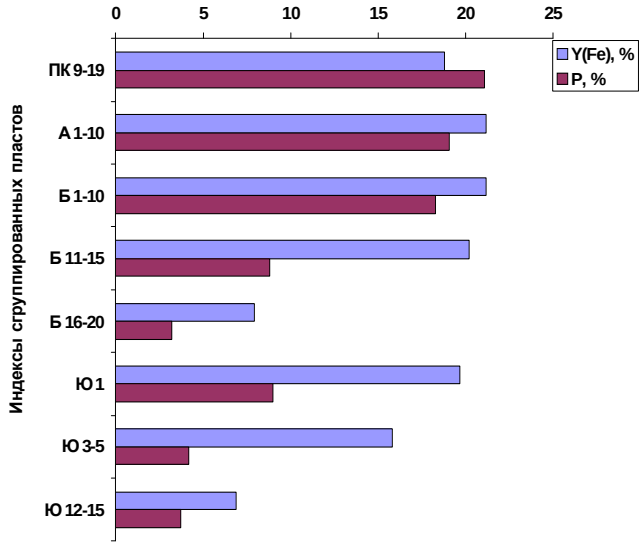


Рис. 7. Распределение усредненного интервального параметра понижения УЭС, обусловленного железосодержащими минералами Y_{Fe} и усредненной вероятности насыщения УВ $\langle p \rangle$ по сгруппированным пластам мела и юры на территории Томской области.

По Тюменской области в 4-х скважинах (Вынгаяхинская, Вынгапуровская, Еты-Пуровская, Нижнелугинецкая) представлены 11 низкоомных интервалов и 4 водонасыщенных пласта. 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 и отношением $\rho_Д> \rho_{гр}$. Так же три водонасыщенных коллектора (в стандартной интерпретации) оказались с признаками углеводородов. В интервалах где $\rho_Д< \rho_{гр}$ результаты спиртобензольной вытяжки показали водонасыщение. На основе полученных данных инновационной интерпретации ГИС наиболее перспективные низкоомные интервалы были рекомендованы к испытанию. Результаты перфорации рекомендованных пластов

выявили их нефтенасыщенность, что полностью подтвердили результативность статистического анализа материалов ГИС.

5. Связи статистических данных гис с сейсмическими данными в зонах миграции флюидов.

В подразделе 5.1 определены критерии локализации перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных областях.

Тектонические подвижки земной коры приводят к дизъюнктивно – пликативным изменениям форм пластов и появлению трещиноватых, разуплотненных пород, что естественно отображается на рельефе их поверхности. 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. Проведенный анализ таких характеристик как градиент и лапласиан (на сейсмическом временном разрезе), отражающих форму поверхности глубинных слоев породы, позволил связать их величины с процессами флюидомиграции и соответствующей интенсивностью вторичных геохимических образований песчаных коллекторов. С увеличением градиента поверхности, т.е. тангенса угла наклона, увеличивается энергия деформации на растяжение, следовательно, увеличивается не только плотность сколов, разломов, но и микротрещин (скола) в породе. Все это приводит к повышению проницаемости породы для миграции флюидных потоков.

Исследования юрских отложений показали, что вычисляемый по данным ГИС параметр вероятной нефтегазонасыщенности исследуемых интервалов (p) связан семейством логарифмических зависимостей с градиентом G поверхности отражающего горизонта II^a (баженовской свиты) (рис. 8). Группа скважин (интервалов) с меньшей вероятностью УВ насыщения обусловлена вторичной карбонатизацией, а с большей вероятностью – вторичной каолинизацией.

Интенсивности процессов наложенного эпигенеза образуют несколько групп обратных зависимостей с лапласианом горизонта II^a, отражающих их обратно пропорциональную связь с трещиноватостью пород. В тоже время 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.

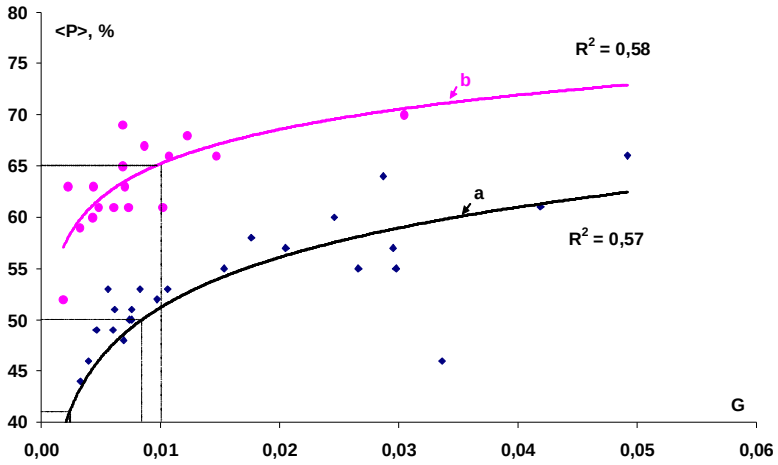


Рис. 8. Зависимость средней вероятности насыщения УВ скважины <*p*> от градиента (*G*) по отражающему горизонту II[а] слабоизученной территории Томской области где, а– группа скважин с меньшей вероятностью УВ насыщения; b – группа скважин с большей вероятностью УВ насыщения.

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 покрышки ТНЗ будут определяться как наиболее перспективные.

В подразделе 5.2 определена связь тектонической трещиноватости с низкоомным параметром. На основании проведенного формально-логического анализа связей градиента и лапласиана с петрофизическими характеристиками породы определен низкоомный параметр, отражающий как интенсивность вторичных преобразований, приводящий к понижению УЭС пласта, так и нефтегазонасыщенность коллектора:

$$Q_{нп} = (p+\Delta\rho/\rho)/2,$$

где $\Delta\rho/\rho$ – приращенное УЭС относительно среднего значения УЭС. Сопоставление 55 средних выборочных значений по скважинам $Q_{нп}$ (в основном для верхней юры и нижнего мела) с лапласианом L отражающего горизонта баженовской свиты позволило выявить три обратные регрессионные линейные зависимости с коэффициентами корреляции R_1=**–0.71**; R_2=**–0.87**; R_3=**–0.94**. Очевидно, это объясняется следующей формулой:

$$k_{тр} = h\,|L|/2,$$

где $k_{тр}$ – коэффициент трещиноватости, h – средняя мощность исследуемых пластов, а обратная зависимость, прежде всего, связана с тем, что величина $\Delta\rho/\rho$ обусловлена интенсивностью эпигенетического преобразования породы.

С уменьшением трещиноватости уменьшается время миграции флюида, соответственно увеличивается интенсивность метаморфизма вещества и повышается

плотность зарядов ДЭС (либо вторичных пиритов, пелитов и т.д.). В итоге получаем увеличение приращенного УЭС породы.

В подразделе 5.3 обоснована зависимость средней интенсивности процесса наложенного эпигенеза в скважине от расстояния до тектонического разлома. 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. Однако после некого граничного расстояния изменение трещинноватости породы играет более значимую роль на изменение интенсивности вторичных процессов, чем изменение расстояния от разлома.

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 (наиболее ярко выраженным наложено эпигенетическим процессом является каолинизация). Расстояния от скважины до ближайшего разлома брались на основании сейсмических карт по тектоническим нарушениям исследуемых площадей (рис. 9).

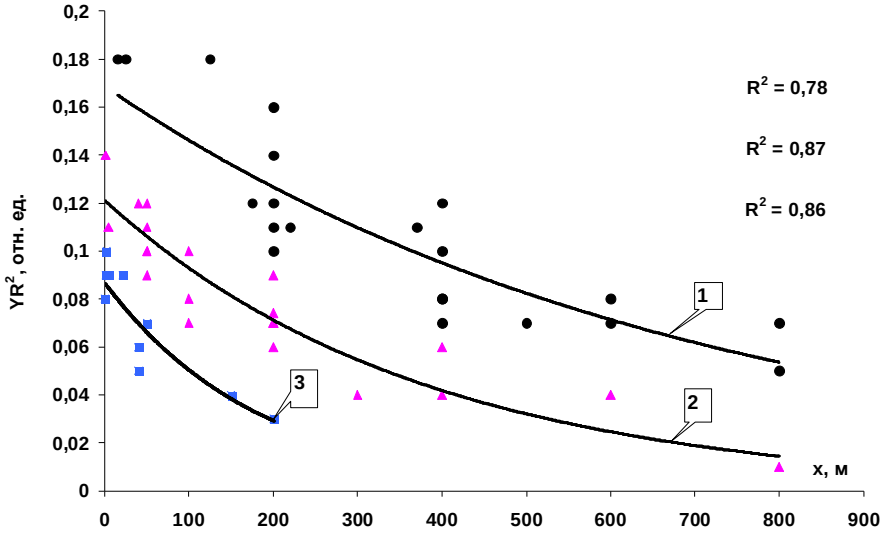


Рис. 9. Сопоставление средней статистической интенсивности вторичной каолинизации по скважине от расстояния x до ближайшего тектонического разлома. № 1, 2, 3 – группы скважин с различной переменной константой η.

Теоретические и эмпирические исследования уравнения интенсивности вторичного процесса определили зависимость статистической интенсивности вторичного процесса от x – расстояния до разлома:

$$\langle R^2 Y\rangle_z = 6\cdot 10^{-3}\,\eta_z\, exp(-xB\eta_z^{-2}),$$

где B= 1.3, $\eta=1/\xi$ (ξ_3=0.062, ξ_2=0.046, ξ_1=0.035) т.е. η_1= 28.57, η_2= 21.74, η_3= 16.13.

Произведения теоретических 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 (эмпирические коэффициенты: $B\eta_1^{-2}$=0.0014; $B\eta_2^{2}$=0.0027; $B\eta_3^{-2}$=0.0054). 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**.

В подразделе 5.4 показано распределение интенсивности вторичных процессов на территории Томской области в отложениях мела и юры.

На основе критериев граничных значений ТНЗ (градиента $G>G_{гр}=0.01$ и лапласиана $L < |\pm L|_{гр}=0.00001$, определенных по 170 скважинам) была построена карта распределения данных зон верхнеюрских отложений на восточной территории Томской области (рис. 10). ТНЗ отражают те области, которые максимально напряжены, но еще пликативно не деформированы, т.е. такие зоны, в которых тектонические условия формирования низкоомных УВ залежей наиболее благоприятны. В таких зонах породы, как правило, разуплотнены.

На рис. 10 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 свою очередь, в меловых отложениях эти критерии «не работают» вследствие низкой минерализации пластов. Исследования ~2500 песчаных интервалов (100 скважин) в меловом горизонте позволили выявить обратно – пропорциональные зависимости с отношением $|G/L|$ таких характеристик, как средняя интенсивность каолинизации и усредненная «встречаемость» перспективных низкоомных интервалов. Причем, данные значения усреднялись не только по скважинам, но и по их группам. Выделялись три группы скважин по вторичным геохимическим процессам: углекислотным, смешанным и щелочным метасоматозам. Оказалось, что минимальная величина отношения $|G/L|$ (характеризующего раскрытость трещин) обуславливает процесс углекислотного метасоматоза по разрезу скважины с увеличением вторичной каолинизации и «встречаемости» перспективных низкоомных интервалов, а также уменьшением карбонатизации интервалов.

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. Очевидно, в большей мере это обусловлено прохождением процесса углекислотного метасоматоза и малой встречаемостью скважин с мигрирующими сероводородными флюидами.

Итак, проведенные исследования меловых отложений Томской области на предмет содержания нефтегазоносных 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% (в среднем, 1.5 интервала на скважину). По степени перспективной встречаемости низкоомных коллекторов исследуемые свиты распределяются по порядку убывания: покурская, киялинская, тарская, куломзинская, алымская.

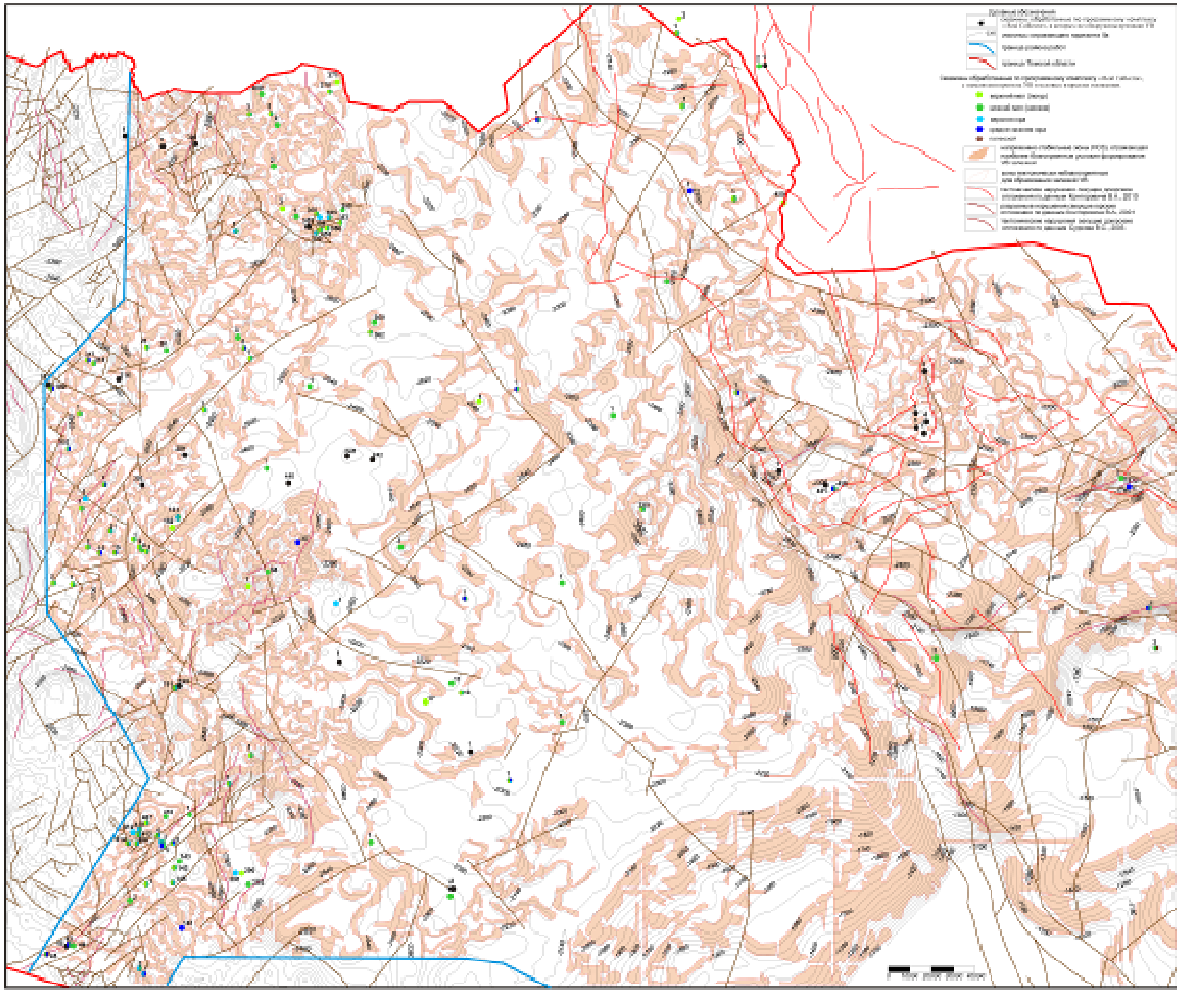


Рис. 10. Карта структур отражающего горизонта II^a с наложением тектонически-напряженных зон, перспективных с точки зрения низкоомного нефтегазонасыщения в отложениях верхней юры на исследуемой территории Томской области.

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 и их влияние на УЭС. Однако разработанный метод статистической интерпретации стандартных материалов ГИС позволяет решать возникшую проблему следующим образом:

1. На основе решения обратной задачи, а именно дифференциации интегрального нейтронного поля в песчанике в зависимости от концентраций железа и бора можно определить их *относительную* концентрацию (а также относительное содержание калия и макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов) после калибровки данных ГИС по средним, фоновым содержаниям химических элементов в песчанике.

2. Положительная корреляционная зависимость УЭС и пористости (при минерализации пласта более 25 г/л) определяет вероятность насыщения углеводородами песчаного коллектора, а также обратные степенные регрессии УЭС с содержанием железа и калия позволяют определять содержания пиритов и вторичных пелитов (гидрослюд).

3. Положительная регрессия пористости и глинистости определяет содержание вторичных каолинитов, а положительная регрессия макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов с карбонатностью выявляет концентрацию вторичной карбонатности (сидеритизации).

4. Введенное определение интенсивности процессов наложенного эпигенеза в гетерогенных средах позволяет применить метод статистического вычисления интенсивности вторичных процессов наложенного эпигенеза.

5. Предложенная геохимическая модель низкоомного коллектора и ее применение при вычислении приращенного УЭС (в зависимости от относительных величин элементов влияния (железа, калия, глинистости)) позволяет выявить низкоомный коллектор с УВ насыщением и вычислять УЭС с учетом дополнительной электрической проводимостью.

6. Выявленные зависимости вероятности УВ насыщения от градиента поверхности отражающего горизонта сейсмических волн и интенсивности вторичных изменений породы от лапласиана поверхности отражающего горизонта определяют критерии тектонически-напряженных зон, перспективных с точки зрения обнаружения низкоомных нефтегазонасыщенных интервалов.

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.

Список работ по теме диссертации.

В изданиях, рекомендованных ВАК.

1. Мельник И.А. Исследование низкоомных коллекторов с использованием данных кернового материала/Семенов В.В., Мельник И.А, Питкевич В.Т., Сокова К.И., Солонин А.М.// Геофизика. – 2006. – № 2. – С. 42–47.

2. Мельник И. А. Технология повышения информативности данных ГИС с целью выделения зон наложенного эпигенеза в песчаниках-коллекторах/Мельник И. А.//Вестник Томского ГУ.– 2007.– № 12.– С. 223–227.

3. Мельник И. А. Выделение нефтенасыщенных интервалов на основе переинтерпретации ГИС в низкоомных коллекторах-песчаниках/Мельник И. А.//Нефтяное хозяйство. – 2008. – №4. – С. 34–36.

4. Мельник И. А. Методика выявления нефтегазоносных объектов в эпигенетически преобразованных коллекторах Западной Сибири/ Мельник И. А.//Геофизика. – 2012. – №1. – С. 31–35.

5. Мельник И. А. Статистический метод отличия водонасыщенных (низкоомных) коллекторов от нефтегазонасыщенных и выявления перспективных зон/Мельник И. А.//Каротажник. – 2012. – №4. – С. 29–42.

6. Мельник И.А. Определение неучтенных характеристик электрической проводимости низкоомных коллекторов при интерпретации каротажных диаграмм/ Мельник И. А., Шенбергер Н. А., Ковалева О. Ф.//Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – №1с. – С. 63–67.

7. Мельник И.А. Выявление вторичных геохимических процессов в песчаных коллекторах на основе стандартного комплекса ГИС/ Мельник И. А., Лейкам Р. А., Беряльцева Т. К.// Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – №1с. – С. 58–62.

8. Мельник И. А. Критерии локализации перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных зонах/ Мельник И. А., Смирнова К. Ю., Шеламова Е. В.//Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – №1с. – С. 47–52.

9. Мельник И. А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС/ Мельник И. А.//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №11. – С. 35–40.

10. Мельник И. А. Методика выявления перспективных нефтегазонасыщенных участков в тектонически-напряженных зонах/ Мельник И. А.//Нефтяное хозяйство. – 2013. – №3. – С. 23–27.

11. Мельник И. А. Геофизические критерии низкоомных интервалов в зонах миграции нефтегазовых флюидов/ Мельник И. А.//Каротажник. – 2013. – №1. – С. 39–56.

12. Мельник И. А. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности в эпигенетически преобразованных коллекторах на основе материалов ГИС/ Мельник И. А.//Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – №5. – С. 33–40.

13. Мельник И. А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС/ Мельник И. А.//Геофизика. – 2013. – №4. – С. 29–36.

14. Мельник И. А. Вычисление интенсивности вторичных геохимических процессов в песчаных пластах по материалам геофизических исследований скважин/ Мельник И. А.//Каротажник. – 2014. – №1. – С. 52–66.

15. Мельник И. А. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение/ Мельник И. А., Ерофеев Л. Я.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – №3. – С. 46–50.

16. Мельник И. А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах/ Мельник И. А.//Геофизические исследования. – 2014. – №3. – (В публикации).

Свидетельства, патенты.

17. Мельник И. А. Расчет концентраций железа и калия в коллекторах-песчаниках на базе стандартных методов ГИС/ Мельник И. А.//Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, №2008613040, 25 июня, 2008 г.

В других изданиях.

18. Мельник И.А. Методика интерпретации низкоомных коллекторов с учетом влияния железа и его определение по данным ГИС/Мельник И. А., Шевченко В.М.// Геолого-геофизическая научно-практическая конференция. – Тюмень: ОЕАГО.– 2001. – С. 52.

19. Мельник И.А. Анализ возможности определения концентрации элементов по данным НГК/ Мельник И. А.//"Томское отделение СНИИГГиМС: 30 лет на службе Томской геологии": сб. науч. тр: – Новосибирск, СНИИГГиМС, 2002. – С.132–135.

20. Мельник И.А. Изучение природы низкоомности пласта с привлечением данных керна, ГК и НКТ – Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО./ Питкевич В.Т., Семенов В.В., Сокова К.И., Солонин А.М., Мельник И. А.// IX Научно-практич. конференция, Ханты-Мансийск: Изд-во "Наука-Сервис". – 2006. – Т. 2. – С. 243–252.

21. Мельник И. А. Решение проблемы низкоомных коллекторов по результатам ГИС / Мельник И. А.//«Новые идеи в науках о Земле» VIII Международная конференция, Москва, 10–13 апреля 2007 г. – М.: РГГРУ, 2007. – С. 153–155.

22. Мельник И. А. Способ определения неучтенного параметра УЭС в низкоомных коллекторах / Мельник И. А.// X1 Межд. симпозиум студентов и молодых ученых им. М. А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", Томск, изд-во ТПУ, 2007. – С. 251–253.

23. Мельник И. А. Способ определения обусловленного параметра УЭС в низкоомных коллекторах-песчаниках / Международная конференция геофизиков и геологов "Тюмень–2007"/ Мельник И. А.//Тюмень: Изд-во ООО "Компания Феликс". – ISBN-13 978-5-91100-032-5, 4–7 декабря, 2007 г.

24. Мельник И. А. Повышение информативности нейтронного каротажа с целью выделения зон наложенного эпигенеза/ Мельник И. А.//депонировано в ГИАБ, МГГУ – 2008. – №1. – 11 с.

25. Мельник И. А. Поиск нефтенасыщенных пластов на основе оригинальной интерпретации стандартных методов ГИС/ Мельник И. А.//депонировано в ГИАБ, МГГУ – 2008. – №5. – 6 с.

26. Мельник И. А. Выделение низкоомных коллекторов в случае переинтерпретации ГИС/ Мельник И. А./Научно-практическая конференция

«Методы прямого прогнозирования залежей углеводородов»//Новосибирск: СНИИГГиМС, 25–26 ноября, 2008 г. – С. 198–202.

27. Мельник И. А. Выделение углеводородных пластов в низкоомных коллекторах/ Мельник И. А./Научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири»//Томск: Изд-во Томского ЦНТИ. – 2009. – С. 50–52.

28. Мельник И. А. Повышение достоверности определения характера насыщения низкоомных коллекторов/ Мельник И. А./Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири»//Тюмень: ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 16-18 сентября 2009 г. – С. 290–296.

29. Мельник И. А. Применение программного комплекса выявления низкоомных продуктивных интервалов для оценки перспектив нефтегазоносности Западно – Сибирской провинции/Мельник И. А./Материалы XII-й международной научно-практической конференции «Геомодель-2010». – Геленджик: ОЕАГО.– 2010. – 370 с. (С. 154-157).

30. Мельник И. А. Повышение достоверности стандартных методов ГИС при выявлении продуктивных коллекторов с пониженным электрическим сопротивлением/ Мельник И. А.//Аналитический журнал «Нефтесервис». – 2012. – №1(17). – С. 32–34.

31. Мельник И. А. Повышение достоверности интерпретаций каротажных диаграмм при выявлении низкоомных коллекторов/ Мельник И. А./Материалы Международного научно-практического форума «Нефтегазовый комплекс Сибири: современное состояние и перспективы развития». – Томск: ТПУ, 25-28 сентября 2012 г. – 2012. – 264 с. (С. 55–60).

32. Мельник И. А. Возможности статистической интерпретации каротажных диаграмм/ Мельник И. А./Материалы 1-й научно-практической конференции «Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири». – Новосибирск: «Сибнедра», ФГУП «СНИИГГиМС», 29-31 января 2014 г. – 2014. – (В публикации).